

И. С. ДЖАФАРОВ
В. Ю. КЕРИМОВ
Г. Я. ШИЛОВ

ШЕЛЬФ,

ЕГО ИЗУЧЕНИЕ И ЗНАЧЕНИЕ
ДЛЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА



• НЕДРА •

I. S. DJAFAROV
V. Ju. KERIMOV
G. Ya. SHILOV

S H E L F
ITS STUDY and VALUE
for PROSPECTING and EXPLORATION
ACCUMULATIONS of PETROLEUM and GAS

Saint-Petersburg • NEDRA • 2005

И. С. ДЖАФАРОВ

В. Ю. КЕРИМОВ

Г. Я. ШИЛОВ

Ш Е Л Ь Ф,
ЕГО ИЗУЧЕНИЕ И ЗНАЧЕНИЕ
ДЛЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 553.98

ББК 26.34

Д 40

Джафаров И. С. и др.

Д 40

Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа / И. С. Джафаров, В. Ю. Керимов, Г. Я. Шилов. — СПб: Недра, 2005. — 384 с.

ISBN 5-94089-038-5

Повышенный интерес к шельфу сохраняется у нефтяников несколько последних десятилетий, что связано с поиском углеводородных ресурсов. Шельфы, обладая рядом уникальных свойств, являются территориями, где уже открыты десятки гигантских месторождений нефти и газа.

В настоящей работе на основании изученных структурно-геологических особенностей шельфов, их фациального состава, свойств коллекторов и нефтегазоносных комплексов, а также характеристик нефтегазоносных бассейнов шельфовых областей рассмотрены вопросы прогнозирования скоплений углеводородов на акваториях, организации оптимального процесса поисково-разведочных работ и освоения месторождений углеводородов на шельфе.

Приведены результаты изучения шельфов Российской Федерации и ряда зарубежных стран.

Для специалистов в области разработки нефтегазовых месторождений.

Heightened interest to shelf was preserved with the oil-industry workers some last tenth anniversaries, that was connected with prospecting hydrocarbon resources. Shelf, having a number unique properties, are the territories, where was discovered by now tenth huge oil and gas deposits. In this work on the base structure — geological peculiarities of shelf, theirs facial composition, reservoirs properties and oilgasbearing complex and also characteristics oilgasbearing basins of shelf areas are considered questions of prognosis for the hydrocarbon accumulations on the aquatoriums and organization of optimal process for prospecting and exploration works and putting into production of hydrocarbon deposits on shelf.

In the book are produced results of study for shelf of Russian Federation and some foreign countries.

УДК 553.98

ББК 26.34

ISBN 5-94089-038-5

© И. С. Джафаров, В. Ю. Керимов, Г. Я. Шилов, 2005.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	8
Глава 1. Понятие о шельфе. Континентальные и островные шельфы, их геодинамические и структурно-геологические особенности	9
1.1. Шельфы пассивных континентальных окраин	13
1.2. Шельфы активных континентальных окраин и островных дуг	16
Глава 2. Шельфовые фации. Авандельты и клиноформы	18
2.1. Фации прибрежной части шельфа (литоральной и внутренней зоны)	20
2.2. Фации мелководной центральной (средней) неритовой части шельфа	24
2.3. Фации умеренно глубоководных (внешних) неритовых частей шельфа	28
2.4. Дельты. Авандельты	30
2.5. Клиноформы	35
Глава 3. Выделение и изучение нефтегазоносных комплексов шельфовых областей	39
3.1. Терригенные нефтегазоносные комплексы	45
3.2. Карбонатные нефтегазоносные комплексы	50
Глава 4. Литолого-фациальные и фильтрационно-емкостные критерии нефтегазоносности шельфовых отложений	53
4.1. Алеврито-песчаные коллекторы	55
4.2. Карбонатные коллекторы	57
Глава 5. Нефтегазоносные бассейны шельфовых областей	63
5.1. Понятие об осадочных бассейнах и вопросы их классификации	63
5.2. Формационные, фациальные, литологические и циклические особенности осадочных бассейнов различных типов	92
5.3. Особенности образования углеводородов в осадочных бассейнах и системах бассейнов подвижных поясов. Катагенез пород осадочных бассейнов	100

Глава 6. Прогнозирование скоплений углеводородов на шельфе	109
6.1. Изучение геологического разреза на шельфе при прогнозировании месторождений углеводородов	110
6.2. Общие вопросы применения данных ГИС при изучении шельфовых отложений	138
Глава 7. Особенности разведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации месторождений нефти и газа на шельфе	149
7.1. Стадийность геолого-разведочных работ на шельфе	150
7.2. Особенности поисково-разведочных работ и освоения месторождений нефти и газа на шельфе	156
Глава 8. Некоторые результаты изучения шельфов	166
8.1. Перспективы добычи нефти и газа в западной части Арктического шельфа Российской Федерации	166
8.1.1. Геолого-геофизическая характеристика осадочных отложений на западно-арктическом шельфе ..	169
8.1.2. Тектоника западно-арктического шельфа	173
8.1.3. Геологические особенности месторождений и перспективных структур западно-арктических акваторий	184
8.1.4. Технология разведки и освоение месторождений нефти и газа на Арктическом шельфе	199
8.1.5. Выводы по западно-арктическому шельфу	212
8.2. Перспективы добычи углеводородов на шельфе Сахалина	214
8.2.1. Геолого-геофизическая характеристика осадочного чехла на шельфе Сахалина	217
8.2.2. Тектоника шельфовых областей Сахалина	225
8.2.3. Геологические особенности месторождений и перспективных структур на шельфе Сахалина	231
8.2.4. Технология разведки и освоения месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина	247
8.2.5. Выводы по шельфу Сахалина	253
8.3. Разработка нефтегазового месторождения Тролл на шельфе Северного моря	255
8.4. Разработка месторождений на шельфе северного склона Аляски (море Бофорта)	259
8.5. Перспективы добычи нефти и газа на северном шельфе Каспийского моря	266
8.5.1. Геолого-геофизическая характеристика и тектоника осадочного чехла на шельфе Северного Каспия	271

8.5.2. Геологические особенности месторождений и перспективных структур на шельфе Северного Каспия	291
8.5.3. Технология разведки и освоения месторождений нефти и газа на шельфе северной части Каспийского моря	328
8.5.4. Выводы по шельфу Северного Каспия	333
8.6. Перспективы добычи нефти и газа на шельфе Южного Каспия	335
8.6.1. Геологические особенности и история освоения некоторых месторождений на шельфе Южного Каспия	338
8.6.2. Выводы по шельфу Южного Каспия	376
Заключение	377
Литература	378

ВВЕДЕНИЕ

Освоение ресурсов нефти и газа в пределах континентальных шельфов морей и океанов является актуальной проблемой, от решения которой во многом зависит прирост запасов и рост добычи углеводородов во многих странах мира, в том числе и в России.

В настоящее время в пределах акваториальных зон континентальных шельфов выявлено уже более 1000 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Здесь сосредоточено около 35 % мировых запасов нефти и почти 29 % запасов газа [1], оцениваемых примерно в 800 млрд т. Доля морских месторождений нефти в ее общей добыче составляет около 30 % и увеличивается с каждым годом. На территории континентальных шельфов открыто 95 гигантских месторождений нефти и 35 гигантских месторождений газа.

Огромное количество месторождений углеводородов связано также с шельфами палеоморей [2].

Для определения перспективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ на шельфе необходимо проведение экспертных обобщающих оценок, что позволит выявить закономерности распределения и размещения углеводородов, а также определить способы повышения эффективности поисков здесь новых залежей нефти и газа.

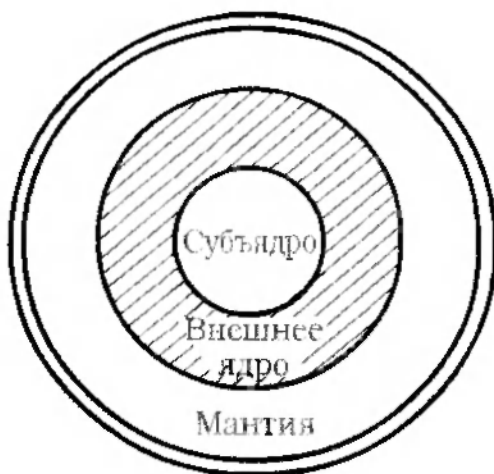
В связи с этим в настоящей работе приведены сведения об основных чертах и особенностях геологического строения некоторых месторождений углеводородов на шельфе.

ГЛАВА 1

ПОНЯТИЕ О ШЕЛЬФЕ. КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ И ОСТРОВНЫЕ ШЕЛЬФЫ, ИХ ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ И СТРУКТУРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

В "обычном" понимании *шельфами* принято называть относительно мелководные участки дна океанов, окраинных и внутренних морей Земли, окаймляющие континенты и острова [3].

По данным сейсмологии (рис. 1.1), земной шар разделен на следующие геосферы: центральное субъядро (до 6370 км), внешнее пластичное ядро (до 5120 км), мантию (до 2900 км) и тонкую земную кору (средняя глубина до 33 км), которая отделена от мантии поверхностью Мохоровича.



Земная кора

Рис. 1.1. Строение Земли

Геофизические исследования показали, что земная кора имеет неодинаковое строение на материках и под океанами. Материки отличаются большей мощностью земной коры, в среднем 25–30 км, которая делится на три слоя: осадочный, гранитный и базальтовый. На материковой отмели (континентальный шельф) мощность коры и гранитного слоя уменьшается по сравнению с континентом, на материковом склоне она еще меньше, а на границе

в) *гемошельфы* — развиваются в пределах геосинклиналей и около океанических островов на коре как континентального, так и океанического типа.

Кроме того, по положению внешней границы выделяются **три типа шельфов**: стабильный, мобильный и смешанный.

Особый интерес представляет **мобильный тип шельфа**, который можно разделить на два подтипа: *трансгрессивный* и *регрессивный*.

Следует отметить, что процесс формирования рельефа и осадков — **морфолитогенез** — на шельфе резко отличается от такового на суше, так как именно здесь, на рубеже суши и моря, наиболее интенсивно взаимодействуют основные оболочки Земли: литосфера, гидросфера и атмосфера. Подготовленный экзогенными и эндогенными процессами обломочный материал сносится под действием флювиальных, абразивных, гравитационных, эоловых и других процессов с континентов и островов на шельф, где в береговой зоне (верхняя часть шельфа) он дифференцируется и распределяется энергетически мощными волновыми процессами, подводными течениями в соответствии с гидравлической крупностью. Все это отражается как в *морфологических изменениях*, т. е. в движении береговой линии, так и в *литологических преобразованиях*, т. е. в формировании тех или иных осадков.

Морфолитогенез в шельфовых зонах существенно отличается от такового и в более глубоких частях морей и океанов из-за большой интенсивности экзогенных процессов на шельфе [3].

Кроме того, на шельфовые осадки оказывали влияние неоднократные колебания уровня Мирового океана в плиоцен-плейстоцене, приведшие к их цикличности, что не наблюдается на океаническом дне, где экзогенные факторы действуют более продолжительное время и в одном направлении.

Многими исследователями (например, Е. Н. Невеский, 1982 г. [6]) была установлена зависимость морфолитогенеза и, следовательно, геологического строения шельфов от тектонического развития континентальных окраин.

В соответствии с концепцией новой глобальной текто-

ники, **подводные континентальные окраины** подразделяются на два типа:

- 1) атлантический или пассивный (Б. К. Хейзен, 1978 [7]);
- 2) тихоокеанский или активный (Р. А. Фишер, 1978 [8]).

Окраины *пассивного* типа в течение длительного периода испытывали устойчивое, спокойное развитие с тенденцией к раздвижению по отношению к зонам спрединга, а окраины *активного* — были подвержены и в настоящее время подвергаются активному тектоническому воздействию, так как находятся в зонах столкновения и поглощения литосферных плит.

1.1. ШЕЛЬФЫ ПАССИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Шельфы пассивных континентальных окраин обрамляют Арктический и Норвежско-Гренландский бассейны, Северную и Южную Атлантику, Индийский океан, а также Аляску в Беринговом море и северо-восток Евразийского континента в Охотском море.

Шельфы здесь имеют выровненный рельеф и достигают ширины 300 км и более. Пересиб, или бровка, шельфа в полярных областях расположен на глубинах до 400–600 м, тогда как в низких широтах, как правило, не более 100 м. Мощность осадков может достигать до нескольких тысяч метров. На поверхности шельфа под сравнительно тонким слоем голоценовых осадков обычно залегают различные по составу, генезису и возрасту отложения. Чаще плейстоценовые, реже третичные. Континентальная окраина на севере Евразийского материка является продолжением платформенных структур суши. Во многих местах она сложена мощной толщей осадочных пород и имеет блоковое строение, которым обусловлены многочисленные острова и архипелаги в Северном Ледовитом океане. Интерес к этому региону существует вследствие его высокой перспективности для поисков нефти и газа.

Шельф в Баренцевом море, достигающий ширины 1700 км, — наиболее крупный в Мировом океане. В рельефе дна Баренцева моря прослеживаются разнообразные структурные и структурно-скульптурные формы, связанные с круп-

с ложем океана гранитный слой выклинивается. Мощность осадочного слоя может быть до 15–20 км. В осадочном слое отложения морей и океанов пользуются наиболее широким распространением. Отличительными особенностями морских отложений являются относительное постоянство их состава на обширных территориях, обилие органических остатков животного происхождения, широкое распространение в разрезах хемогенных пород.

Соотношение площадей основных геоморфологических областей суши и моря (для современной эпохи) приведено на рис. 1.2. Несмотря на то что территория шельфов составляет всего 5 % от общей площади суши и моря, тем не менее при поисках месторождений углеводородов (УВ) им придают огромное значение. В качестве последних примеров можно привести открытие месторождений газа

на шельфе Обско-Тазовской губы Карского моря. В конце июля 2000 г. ОАО «Тазпром» пробурил здесь первую скважину на Северокаменномыском участке, а через месяц приступил к бурению второй — Каменномысской. Полученные результаты свидетельствуют, что суммарные запасы газа шельфа Обско-Тазовской губы составляют не менее 3–4 трлн м³. Разработка этих месторождений позволит компенсировать снижение добычи газа в России и удерживать ежегодную добычу «Тазпрома» на уровне не менее 530 млрд м³.

Площадь шельфа в Мировом океане составляет 31,1 млн км², а ширина колеблется от 1–3 до 1500 км, он располагается на глубинах от 20–40 м (о. Куба) до 400–500 м (п-ов Лабрадор)



Рис. 1.2. Соотношение площадей основных геоморфологических областей земного шара

и более. Бровка многих шельфов располагается на глубине около 130 м (до 200 м), поэтому их многие условно принимают за батиметрическую границу шельфа.

Шельфы, располагаясь полностью или частично в пределах земной коры континентального, океанического и переходного типов, могут характеризоваться соответствующими геолого-структурными признаками, на что указывают взаимосвязи в геологическом строении структур континента, шельфа и континентального склона.

Фундамент шельфа, как правило, деформирован разрывными нарушениями, разбит на блоки и осложнен интрузиями. На поверхности в центральной и внешней частях шельфа наблюдаются вогнутости, образование которых зачастую связано не только с тектоникой, но и с ростом рифогенных построек и различных седиментационных образований.

Таким образом, **шельф представляет собой гетерогенную разновозрастную часть рельефа дна океанов и морей, где на фоне гляциоэзостатических колебаний уровня Мирового океана специфически проявляются преимущественно экзогенные процессы (рельефообразующие, седиментационные и др.).**

В настоящее время существует несколько классификаций шельфов. Например, в одной из **геоморфологических** классификаций (О. К. Леонтьев, Д. Е. Гершанович, 1975 [4]) шельфы подразделяют на три группы:

1) **трансгрессивные** — затопленные, денудационные или денудационно-аккумулятивные субэральные равнины краевых зон материковых платформ;

2) **абразионные** — окраины молодых горных сооружений, островных дуг и океанических островов;

3) **аккумулятивно-дельтозные**.

В этой классификации не хватает понятия рифогенных шельфов.

Согласно **геологической** классификации (Г. С. Ганешин, В. В. Соловьев, Ю. Ф. Чемяков, 1975 [5]) выделяют:

а) **ортошельфы** — развиваются в пределах платформенных областей и срединных массивов на коре континентального типа;

б) **парашельфы** — развиваются в пределах складчатых сооружений с континентальной корой;

в) *гемошельфы* — развиваются в пределах геосинклиналей и около океанических островов на коре как континентального, так и океанического типа.

Кроме того, по положению внешней границы выделяются **три типа шельфов**: стабильный, мобильный и смешанный.

Особый интерес представляет **мобильный тип шельфа**, который можно разделить на два подтипа: *трансгрессивный* и *регрессивный*.

Следует отметить, что процесс формирования рельефа и осадков — **морфолитогенез** — на шельфе резко отличается от такового на суше, так как именно здесь, на рубеже суши и моря, наиболее интенсивно взаимодействуют основные оболочки Земли: литосфера, гидросфера и атмосфера. Подготовленный экзогенными и эндогенными процессами обломочный материал сносится под действием флювиальных, абразивных, гравитационных, эоловых и других процессов с континентов и островов на шельф, где в береговой зоне (верхняя часть шельфа) он дифференцируется и распределяется энергетически мощными волновыми процессами, подводными течениями в соответствии с гидравлической крупностью. Все это отражается как в *морфологических изменениях*, т. е. в движении береговой линии, так и в *литологических преобразованиях*, т. е. в формировании тех или иных осадков.

Морфолитогенез в шельфовых зонах существенно отличается от такового и в более глубоких частях морей и океанов из-за большой интенсивности экзогенных процессов на шельфе [3].

Кроме того, на шельфовые осадки оказывали влияние неоднократные колебания уровня Мирового океана в плиоцен-плейстоцене, приведшие к их цикличности, что не наблюдается на океаническом дне, где экзогенные факторы действуют более продолжительное время и в одном направлении.

Многими исследователями (например, Е. Н. Невесский, 1982 г. [6]) была установлена зависимость морфолитогенеза и, следовательно, геологического строения шельфов от тектонического развития континентальных окраин.

В соответствии с концепцией новой глобальной текто-

ники, **подводные континентальные окраины** подразделяются на два типа:

- 1) атлантический или пассивный (Б. К. Хейзен, 1978 [7]);
- 2) тихоокеанский или активный (Р. А. Фишер, 1978 [8]).

Окраины *пассивного* типа в течение длительного периода испытывали устойчивое, спокойное развитие с тенденцией к раздвижению по отношению к зонам спрединга, а окраины *активного* — были подвержены и в настоящее время подвергаются активному тектоническому воздействию, так как находятся в зонах столкновения и поглощения литосферных плит.

1.1. ШЕЛЬФЫ ПАССИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Шельфы пассивных континентальных окраин обрамляют Арктический и Норвежско-Гренландский бассейны, Северную и Южную Атлантику, Индийский океан, а также Аляску в Беринговом море и северо-восток Евразийского континента в Охотском море.

Шельфы здесь имеют выровненный рельеф и достигают ширины 300 км и более. Перегиб, или бровка, шельфа в полярных областях расположен на глубинах до 400–600 м, тогда как в низких широтах, как правило, не более 100 м. Мощность осадков может достигать до нескольких тысяч метров. На поверхности шельфа под сравнительно тонким слоем голоценовых осадков обычно залегают различные по составу, генезису и возрасту отложения. Чаще плейстоценовые, реже третичные. Континентальная окраина на севере Евразийского материка является продолжением платформенных структур суши. Во многих местах она сложена мощной толщей осадочных пород и имеет блоковое строение, которым обусловлены многочисленные острова и архипелаги в Северном Ледовитом океане. Интерес к этому региону существует вследствие его высокой перспективности для поисков нефти и газа.

Шельф в Баренцевом море. достигающий ширины 1700 км. — наиболее крупный в Мировом океане. В рельефе дна Баренцева моря прослеживаются разнообразные структурные и структурно-скульптурные формы, связанные с круп-

ными структурно-тектоническими элементами древней баренцевоморской платформы (Г. Г. Матишов, 1980 [9]). Мощность осадочного чехла на этом шельфе изменяется от 200–300 м до 10–12 км.

В структурном отношении северная часть баренцевоморского шельфа принадлежит к Баренцево-Карской эпикаледонской платформе, включающей архипелаги Земли Франца-Иосифа и Шпицберген. (Складчатый фундамент здесь сложен добайкальскими комплексами с каледонскими структурами вдоль южной и юго-восточной окраин). *Нижняя часть* осадочного чехла мощностью 2,5–3 тыс. м сложена карбонатными отложениями силура — перми. *Верхняя часть* представляет собой терригенные и терригенно-вулканические толщи от триаса до кайнозоя.

Южная часть баренцевоморского шельфа является продолжением Печорского блока Русской платформы. Ее складчатый фундамент сложен породами байкальского возраста и покрыт осадочным чехлом с преобладанием карбонатных и терригенно-карбонатных пород общей мощностью более 6 тыс. м, возраст которых колеблется от палеозоя до кайнозоя.

В целом у баренцево-карского шельфа — гетерогенный фундамент, состоящий из разновозрастных, но не моложе палеозоя осадочных структур. По результатам геофизических исследований, земная кора в пределах баренцевоморского шельфа имеет континентальный характер и толщину 30–40 км. Четвертичные отложения разной мощности — от десятков до первых сотен метров, как правило, залегают на более древних породах и представлены различными фациями — как морскими, так и субконтинентальными, среди которых распространены ледниковые отложения. Более подробно характеристика западно-арктическому шельфу будет дана в гл. 8.

Подводная окраина Западно-Сибирской плиты занимает всю юго-восточную часть Карского моря. Она ограничена складчатыми структурами Урала, Пай-Хоя, Новой Земли и Таймыра. В строении фундамента ее центральной и восточной части участвуют складчатые образования нижнего и среднего протерозоя и архея, а на северной периферии — палеозоя и триаса. Осадочный чехол сложен, как и на суше,

преимущественно терригенными образованиями юры, мела, кайнозоя общей мощностью 4–7 тыс. м.

Подводная окраина Сибирской платформы в пределах моря Лаптевых также является продолжением структур прилегающей суши. Здесь на шельфе четко прослеживаются мезозойские Енисейско-Хатангский и Лено-Анабарский прогибы Сибирской платформы. Основным структурным элементом шельфа моря Лаптевых является Лаптевская глыба, отделенная от основного тела Сибирской платформы узкой полосой складчатости Верхоянско-Колымской системы мезозойского периода.

Другим примером континентальной окраины атлантического пассивного типа является **окраина материка на востоке США** [10] (рис. 1.3). У нее широкий наклонный шельф со спокойным рельефом. К северу от Майами шельф имеет глубину погружения бровки от 80 до 130 м. Край шельфа и материковый склон, спускающийся к абиссальным глубинам, прорезают многочисленные подводные каньоны. По данным бурения, здесь осадочные породы, начиная с нижнемеловых, достигают мощности 3 км, что характерно для геологического строения пассивной континентальной окраины.

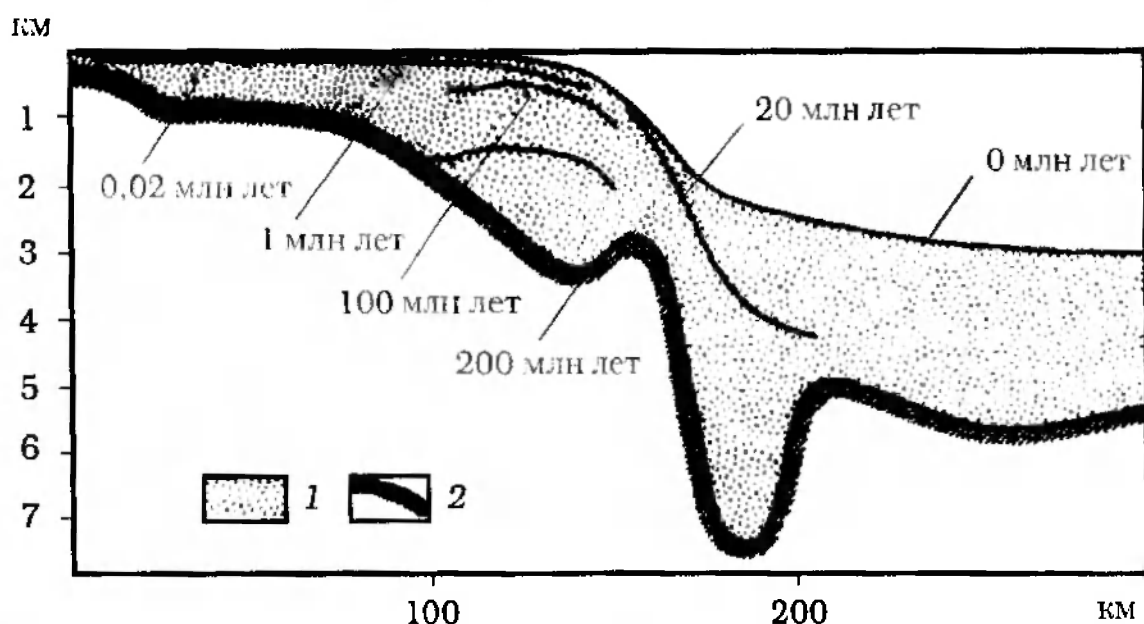


Рис. 1.3. Строение континентальной окраины на Атлантическом побережье США (К. Эмери, 1969):

1 — осадочная толща; 2 — поверхность фундамента

1.2. ШЕЛЬФЫ АКТИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН И ОСТРОВНЫХ ДУГ

Шельфы активных континентальных окраин и островных дуг имеют сравнительно небольшую ширину и покрыты маломощными рыхлыми отложениями. **Системы островных дуг** имеют такие элементы, как:

- глубоководный желоб;
- островной склон с абразивной и аккумулятивной террасой, расположенной между желобом и островной дугой;
- собственно дуга вулканических островов;
- тыловые прогибы и котловины окраинных морей (Т. Хатертон, 1978 [11]).

Наряду с вулканизмом высокой сейсмичностью островным дугам свойственны интенсивные тектонические движения, вызванные деформациями в земной коре.

Типичный пример активных континентальных окраин — **западная окраина Южной Америки**. Образование этого типа окраин связано с надвигом континентальной плиты литосферы на океаническую. При этом в зоне погружения океанической коры под континентальную формируется глубоководный желоб, континентальная терраса, образованная крутым склоном желоба и поверхностью континентального шельфа, поднятия горных цепей по краю континента с интенсивным магматизмом [8] (рис. 1.4). Эта континентальная окраина, протянувшаяся почти на 8 тыс. км от побережья Колумбии до Огненной Земли, имеет один из наибольших градиентов рельефа земной поверхности — 14 км между глубоководной впадиной и вершинами Анд.

В системе активных континентальных окраин могут существовать **крупные седиментационные бассейны**, несмотря на общие неблагоприятные для этого условия. Так, **у побережья Чили** расположен осадочный бассейн, в котором скопилась толща обломочных отложений мощностью более 3 тыс. м, имеющая возраст от верхнемелового до современного. Ширина Чилийского шельфа здесь 40–55 км, а бровка шельфа проходит на глубине 100–150 м.

Сравнение седиментационных бассейнов шельфов пас-

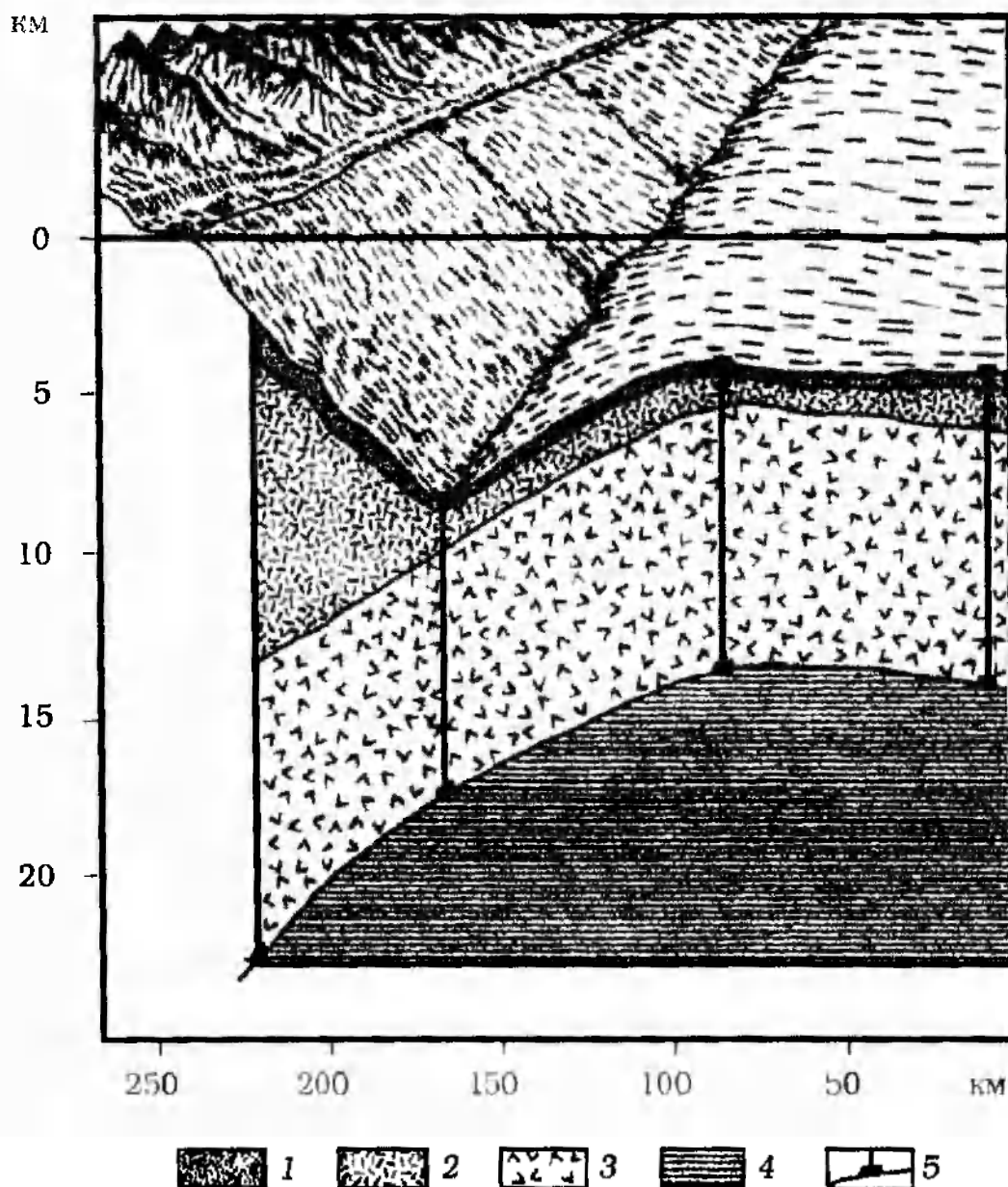


Рис. 1.4. Строение земной коры и осадочных толщ континентальной окраины Тихоокеанского побережья Южной Америки на севере Чили (Р. А. Фишер, 1978):

слои: 1 — осадочный; 2 — гранитный; 3 — базальтовый; 4 — мантия; 5 — станция глубинного сейсмического зондирования методом преломленных волн

сивных и активных континентальных окраин показывает, что в разрезе пассивных окраин преобладают континентальные осадочные толщ. тогда как в разрезе активных доминируют морские и прибрежно-морские отложения.

ГЛАВА 2

ШЕЛЬФОВЫЕ ФАЦИИ. АВАНДЕЛЬТЫ И КЛИНОФОРМЫ

В настоящее время в морфометрическом отношении *под шельфом понимают часть поверхности континентальной или островной окраины, включающей материковый склон и его подножие, расположенное на наиболее высоком гипсометрическом уровне и простирающееся от береговой линии до перегиба профиля дна в сторону достаточно резкого выраженного увеличения глубин* (рис. 2.1).

По комплексу признаков в *пределах современного шельфа принято выделять три зоны* (Д. Е. Гершанович, 1966, др. [12]):

- прибрежную (внутреннюю);
- центральную (среднюю);
- внешнюю (периферическую).

Прибрежная зона формируется волновыми процессами и связанными с ними течениями. Она совпадает с береговым склоном и является наиболее узкой частью шельфа. Здесь под действием энергетически мощных волновых процессов обломочный материал измельчается, окатывается и дифференцируется. Береговая линия изменяет свои размеры в результате:

- влияния приливов и отливов (на 10–15 м по вертикали и до 15–20 км по горизонтали на плоских берегах);
- воздействия сгонно-нагонных ветров;
- многолетнего изменения уровня моря и особенно под влиянием волнения (прибоя);
- постоянных течений.

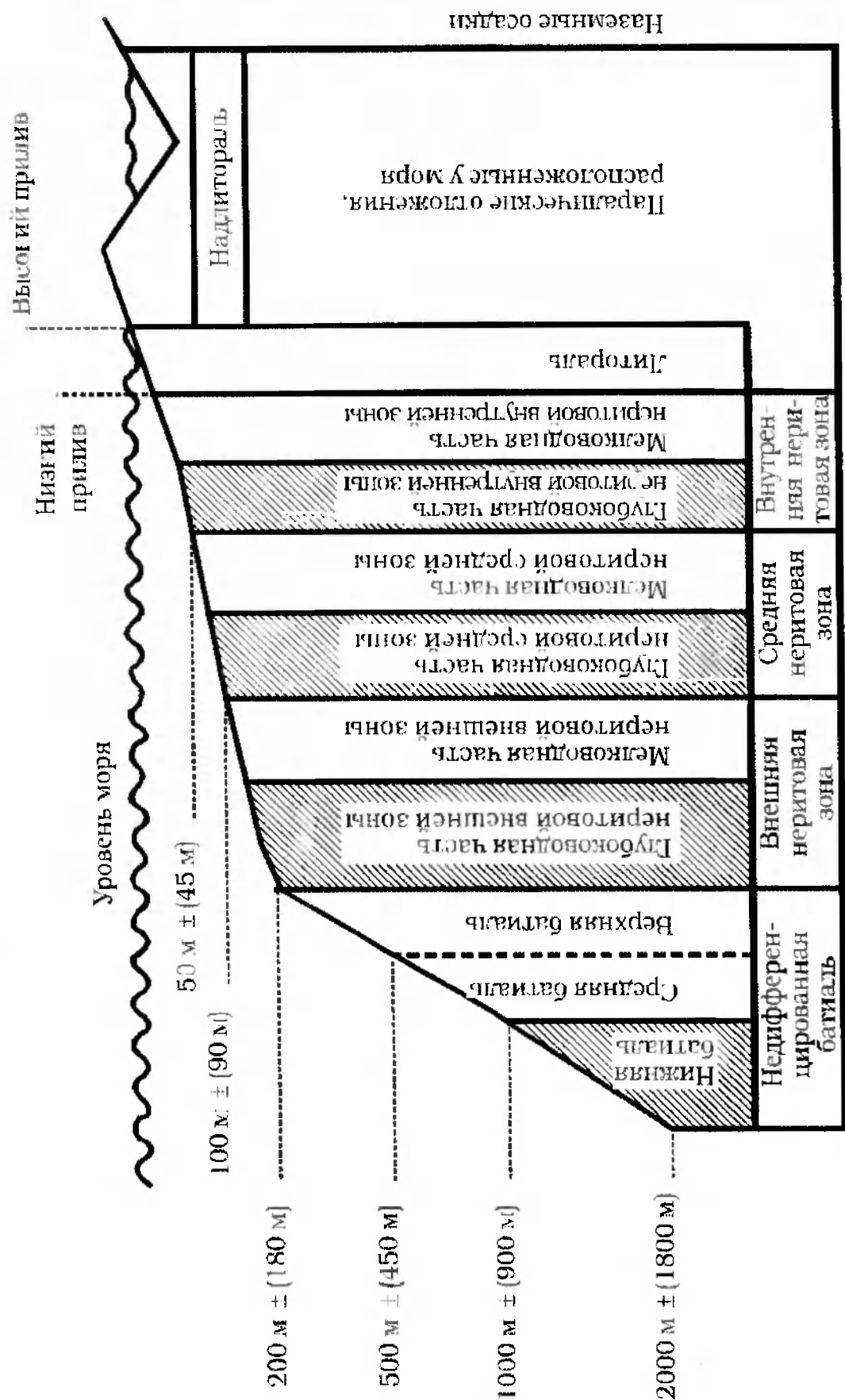


Рис. 2.1. Генерализованная схема строения зон шельфа (по Хедгеру). 1957. Армстронг. 1990

Прибрежная зона в плейстоцене неоднократно смещалась по поверхности шельфа из-за изменений уровня моря.

Центральная (средняя) зона обычно представляет собой шельфовую равнину абразионно-аккумулятивного происхождения. Наибольшей ширины она достигает в пределах платформенных областей, где большей частью представляет собой затопленные окраины континентов. Обломочный материал наряду с транзитом аккумулируется и часто образует самые различные (скульптурные) формы рельефа типа подводных гряд.

Внешняя зона шельфа, более суженая по сравнению с центральной, отличается большими наклонами поверхности, нередко сложным и расчлененным каньонами рельефом. Голоценовые отложения здесь часто отсутствуют.

2.1. ФАЦИИ ПРИБРЕЖНОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА (ЛИТОРАЛЬНОЙ И ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ)

Фации прибрежной части шельфа (литоральной и внутренней зоны) образуются на глубинах до 30–50 м. **Литоральная часть**, расположенная между уровнями наиболее высокого прилива и самого низкого отлива, имеет большую гидродинамическую активность вод. В результате этого происходит постоянное взмучивание осадков и их аэрация. Среди прибрежных отложений наиболее широко распространены **песчаники** различной степени отсортированности с незначительной примесью глинистых частиц, окатанными зернами и характерной разнонаправленной косо́й слоистостью. Полимиктовые песчаники образуются вблизи разрушающихся кристаллических пород, которые после неоднократного пересотложения превращаются в кварцевые пески. **Алевритовые и глинистые отложения** прибрежных фаций характеризуются плохой отсортированностью, содержат песчаный материал в виде примеси и отдельных прослоев. **Карбонатные отложения** представлены оолитовыми, органогенными, органогенно-обломочными и обломочными известняками.

Характерной особенностью прибрежных фаций является широкое развитие разнообразных аккумулятивных форм ре-

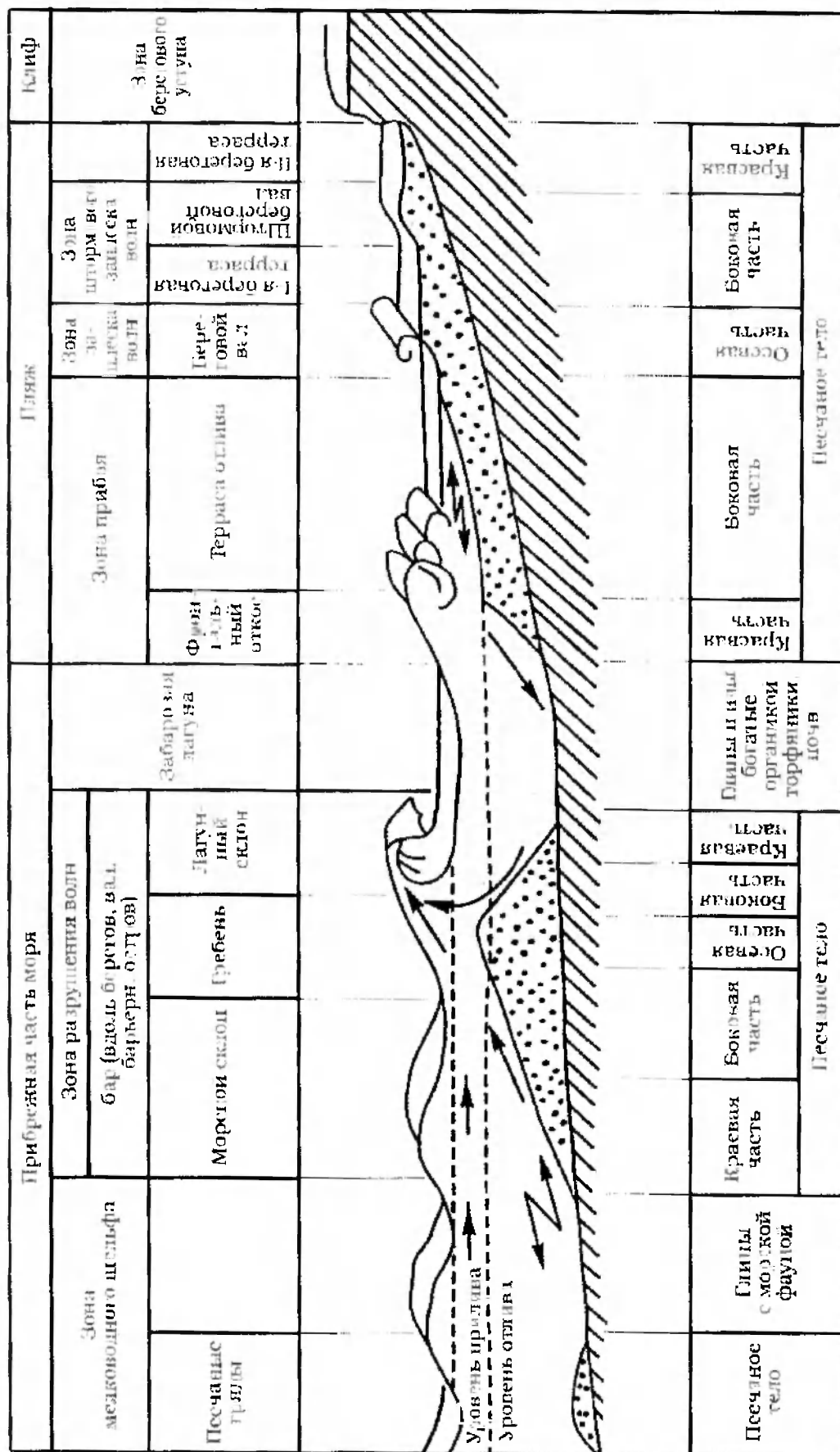


Рис. 2.2. Типовая модель образования аккумулятивных песчаных тел в прибрежной части мелководного моря

льефа [13] (см. рис. 2.2), представляющих при ограничении их непроницаемыми породами великолепные литологические природные резервуары для нефти и газа. Наибольший интерес среди аккумулятивных тел прибрежных фаций представляют бары.

Бары — это песчаные валы, выходящие гребнем на поверхность моря. Располагаются бары, как правило, параллельно берегу моря. Иногда бары образуют кольцо или полукольцо вокруг островов или отмелей.

Продольные бары возникают в руслах и устьях рек, в эстуариях, проливах и узких заливах. Ширина полосы распространения баров зависит от крутизны берега. Вблизи пологих берегов ширина полос может достигать нескольких десятков километров. Длина отдельных современных баров превышает 100 км (бары у берегов Чукотки, Атлантического побережья США). Основным диагностическим признаком баров является их форма [14] (рис. 2.3): плоское основание и выпуклая верхняя поверхность. Бары имеют асимметричный профиль — более крутой склон обращен в сторону берега. Углеводородными ловушками служат:

- песчаные тела баров;
- осложнения баров антиклинальными структурами;
- участки выклинивания баровых песчаников по восстановлению слоев.

Как правило, баровые отложения являются хорошими коллекторами (например, на месторождении Белл-Крик, США, пористость баровых песчаников достигает 30 %, а проницаемость — 10 мкм^2).

Нефтегазоносность баров широко известна (Татарский свод в отложениях верхнего девона, бары в пенсильванских отложениях штата Оклахома, США).

Кроме того, в пределах береговой зоны формируются **валы и гряды**, а также **пляжевые отложения**. Перевеянные ветром пляжные пески по направлению к континенту превращаются в приморские **береговые дюны**.

Помимо аккумулятивных форм рельефа прибрежной зоны, являющихся потенциальными ловушками нефти и газа литологически ограниченного типа, здесь активно формируются литологические ловушки, связанные с выклиниванием

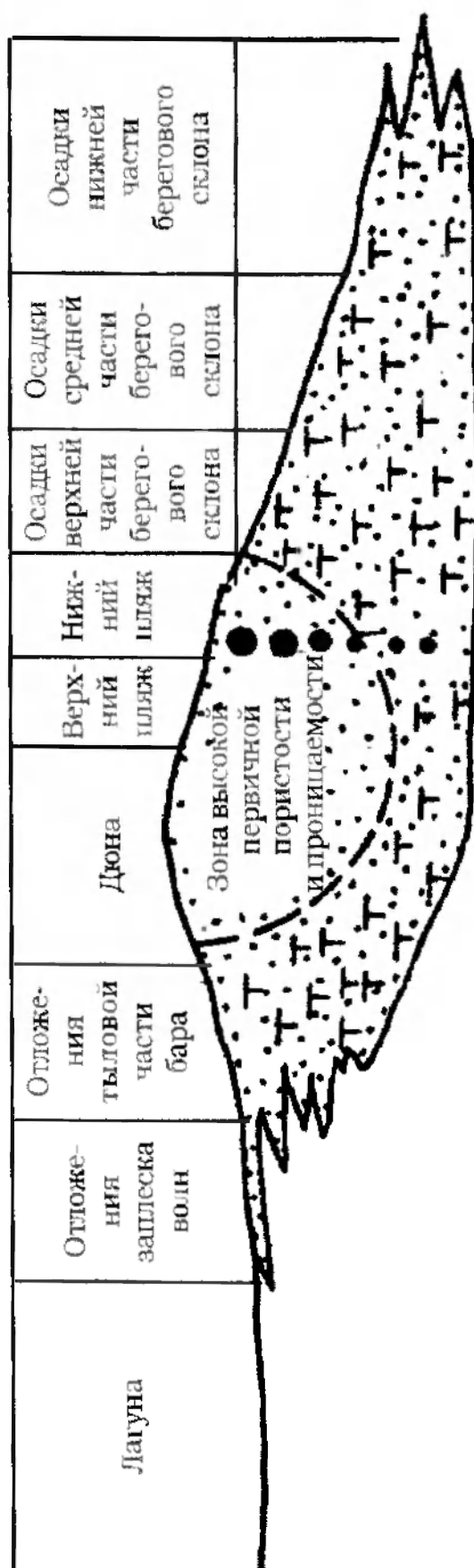


Рис. 2.3. Общая модель барьерно-островного осадконакопления (по У. А. Уискотту [14])

и замещением отложений. Благоприятным для образования зон выклинивания является расчлененный рельеф, изрезанные бухтовые берега морей, в пределах которых линия выклинивания прибрежных песчаников приобретает заливообразную форму. Выклинивание и замещение песчаников происходит также на склонах поднятий различного масштаба, осложняющих прибрежно-морскую часть бассейна.

Прибрежные фации чрезвычайно благоприятны для обнаружения мощных пачек терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных коллекторов, коллекторские свойства которых сохраняются до глубин 4-5 км и более.

В то же время прибрежные отложения, как правило, практически не содержат непроницаемых отложений, могущих явиться покрышками. Ограниченное распространение глинистых пород в этой зоне, их плохая отсортированность, сильная расслоенность песчаниками и алевролитами приводят к формированию в последующем лишь локальных покрышек, способных контролировать лишь небольшие по запасам залежи. Породы — **флюидоупоры** — следует искать в перекрывающих и подстилающих отложениях, представленных трансгрессивными сериями более глубоководных частей бассейна.

2.2. ФАЦИИ МЕЛКОВОДНОЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ (СРЕДНЕЙ) НЕРИТОВОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА

Фации мелководной центральной (средней) неритовой части шельфа образуются на глубинах от 30-50 м до 100 м. Здесь еще продолжает сохраняться активный гидродинамический режим, что приводит к взмучиванию осадков, перемещению больших масс обломочного материала, размыву морского дна. Эта зона густо населена разнообразным бентосом, водорослями, рифообразующими кораллами и губками. Здесь формируются различные типы терригенных, терригенно-карбонатных, карбонатных и хемогенных осадков. Ширина шельфовой центральной зоны при неоднократных перемещениях береговой линии может достигать нескольких сот километров.

Терригенные породы представлены выдержанными на больших площадях, как правило, мелко- и среднеобломочными песчаниками и алевролитами. Глинистые породы, образовавшиеся на мелководье, распространены ограниченно, содержат значительную примесь обломочного материала.

Карбонатные породы представлены известняками и доломитами как хемогенного, так и главным образом органогенного происхождения (органогенно-обломочные, рифогенные и оолитовые известняки). Многочисленные геологические исследования карбонатных пород позволили предложить ряд фациальных схем, характеризующих морскую обстановку карбонатного осадконакопления [15, 16] (рис. 2.4). Все карбонатные фации можно разбить на три большие группы (см. рис. 2.4):

- береговой зоны;
- шельфа;
- континентального склона.

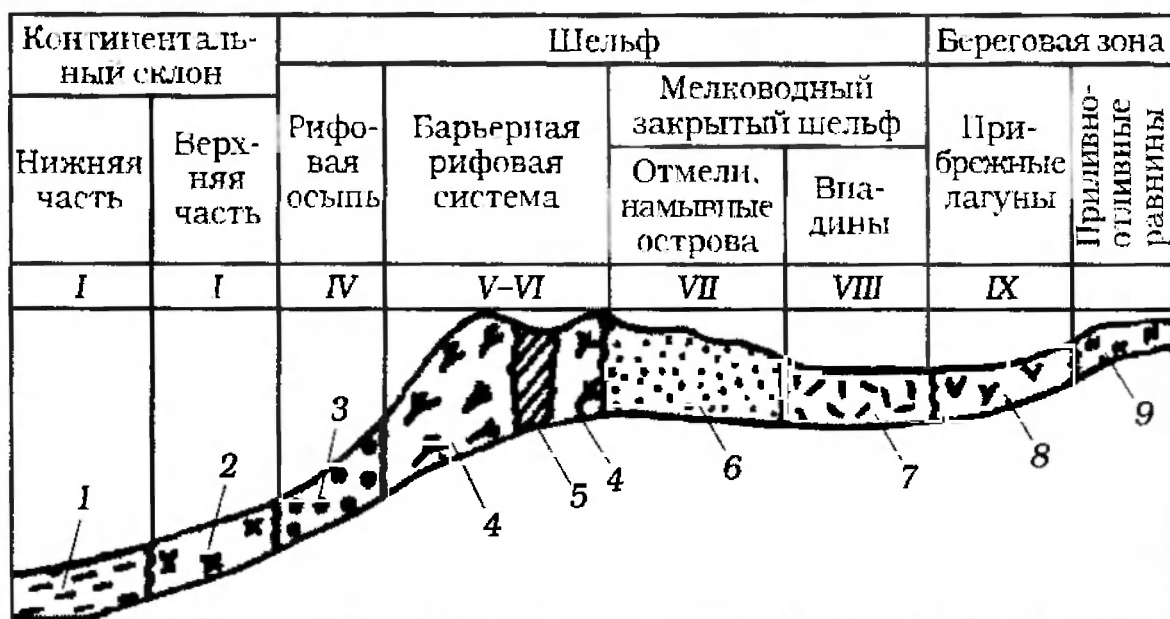
Образованиями мелководных фаций, представляющими большой интерес для нефтяников, являются различные органогенные постройки, в первую очередь **риффы**, с которыми связаны богатейшие месторождения нефти и газа во многих странах.

Необходимыми **условиями для рифообразования** являются:

- теплый, преимущественно субтропический и тропический климат;
- небольшое количество терригенного материала, поступающего с суши;
- наличие твердого скального основания дна, осложненного поднятиями или уступами;
- нормальная или слабая соленость вод бассейна;
- активная гидродинамическая среда.

Дж. Чилингар и др., 1970 г., определили **риф** как сооружение, создаваемое организмами, которые способны в процессе колониального роста образовывать жесткие устойчивые массы и связывать такие массы в осадок [17]. В. Г. Кузнецов, 1978, **под рифовым комплексом** (рис. 2.5) понимает закономерную ассоциацию пород, состоящую из ядра рифа, сложенного преимущественно биогермами и генетически свя-

а



б

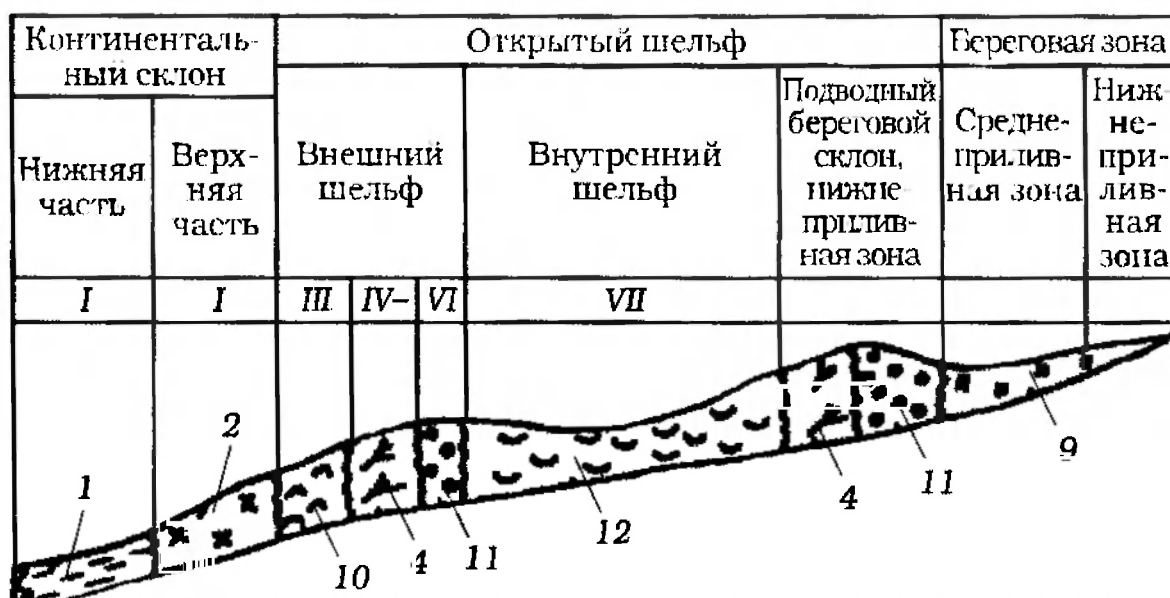


Рис. 2.4. Седиментационные модели карбонатных отложений бассейнов с интенсивно погружающимся расчлененным шельфом (а) и пологонаклоненным слаборасчлененным рельефом (б) (по Н. К. Фортунатовой [15]):

I-IX — номера стандартных фациальных поясов Дж. Уилсона; отложения: 1 — нижней части склона; 2 — верхней части склона; 3 — шлейфовые; 4 — биогермные; 5 — межрифовых каналов; 6 — подрижных вод; 7 — малоподвижных вод; 8 — прибрежных лагун; 9 — приливно-отливных равнин; 10 — глубокого шельфа; 11 — баров; 12 — мелководных шельфовых равнин

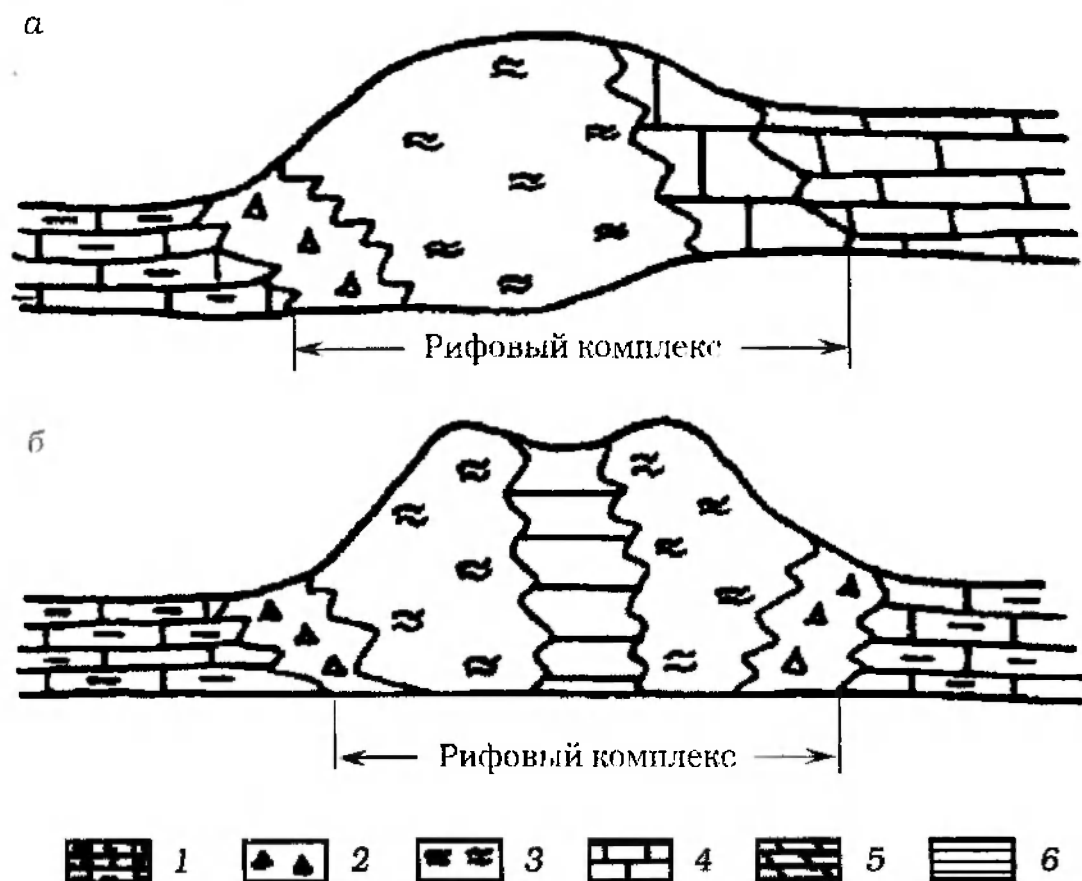


Рис. 2.5. Схема рифового комплекса асимметричной рифовой системы (а) и атолла (б) (по В. Г. Кузнецову [18]):

1 — глубоководные отложения; 2 — отложения предрифового склона — предрифовый шлейф; 3 — образования ядра (остова) рифа; 4 — отложения тыльного склона; 5 — мелководные отложения зарифового водоема; 6 — отложения внутририфовой лагуны

занных с ними фаций — лагунных, фронтально- и тыльно-рифовых, представленных разнообразными типами пород [18].

Размеры рифов и протяженности, рифогенных зон колеблются от нескольких метров до нескольких километров, а отдельных зон — до сотни километров (рифы Пермской впадины. Золотого пояса Мексики).

По условиям образования и составу вмещающих фаций рифы подразделяют на береговые, барьерные и краевые.

Береговые рифы формируются в нескольких десятках метров от берега, в зоне развития прибрежных фаций.

Барьерные рифы возникают на крутых склонах дна бассейна в зоне смены мелководных фаций относительно глубоководными. Со стороны берега они ограничены мелководными лагунными отложениями, со стороны открытого моря — обломочными предрифовыми известняками, переходящими в глубоководные депрессионные отложения.

Краевые рифы возникают в зонах резкого изменения глубин морского бассейна, в открытом море. Эти рифы окружены однообразными карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями.

Таким образом, мелководно-морские отложения являются местом накопления мощных, выдержанных по простиранию терригенных и карбонатных коллекторов, как правило, высокого класса. Именно к ним чаще всего бывают приурочены основные скопления углеводородов (например, сеноманские песчаники севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции). В рифовых породах формируются коллекторы каверно-порового и порового типов с хорошей проницаемостью до 1 мкм^2 , пористостью 25–35 % и нефтенасыщенностью более 0,9.

Из глинистых отложений мелководно-морских фаций формируются покрышки невысокого качества, зонального площадного распространения, что объясняется значительной примесью в глинах песчано-алевритового материала как рассеянного, так и в виде пропластков.

2.3. ФАЦИИ УМЕРЕННО ГЛУБОКОВОДНЫХ (ВНЕШНИХ) НЕРИТОВЫХ ЧАСТЕЙ ШЕЛЬФА

Фации умеренно глубоководных (внешних) неритовых частей шельфа формируются на глубинах 100–200 м, реже 400 м. Для этих глубин характерны слабая гидродинамическая активность вод, отсутствие смены условий осадконакопления на больших площадях, существенное обеднение органического мира. Здесь преобладают мелкозернистые терригенные разности пород выдержанного состава. В разрезах умеренно глубоководных фаций широко распространены глины тонкоотмученные, содержащие крайне незначительную при-

месь песчаных частиц. Алевролиты встречаются лишь вблизи границы с мелководной зоной. В зонах донных течений распространены песчаники. Среди органогенных пород развиты лишь планктоногенные разности — фораминиферовые известняки, диатомиты и др.

С отложениями морских течений в этой части шельфа связано развитие терригенных коллекторов, а также распространение ловушек, образованных литологическим выклиниванием и замещением [19] (см. рис. 2.6). Песчано-алевритовые, а в ряде случаев и грубообломочные породы морских течений бывают часто надежно изолированы глинами, что делает эти объекты перспективными для поисков нефти и газа.

Карбонатные коллекторы умеренно глубоководной части и глубоководной фациальных зон широко представлены микрозернистыми и хемогенными известняками, характеризуются низкой проницаемостью ($< 0.0001 \text{ мкм}^2$) и пористостью ($< 5 \%$). Здесь возникает, как правило, каверно-трещинный тип коллектора.

Умеренно глубоководные фации являются областями развития региональных **глинистых покрывшек** высокого качества. В этих частях морских бассейнов образуются мощные толщи, гидрослюдистые и монтмориллонитовые, содержащие крайне незначительную примесь песчаного материала и выдержанные на больших территориях. Примером такой покрывшки служат альбские глины мощностью до 200 м, распространенные в нефтегазоносных провинциях эпипалеозойских плит РФ.

2.4. ДЕЛЬТЫ. АВАНДЕЛЬТЫ

Огромное значение для поисков залежей углеводородов имеют **дельтовые фации**, возникающие в устьевых частях рек и в прилегающих к ним прибрежных зонах морских бассейнов. Эти фации являются переходными от континентальных к морским. На формирование таких переходных фаций одновременно влияют суша и море, а также изменение климата. При обильном сносе обломочного материала и при устойчивых нисходящих тектонических движениях образуется

хорошо выраженная дельта. Если погружение не компенсируется осадконакоплением, дельта выражена слабо, на ее месте формируются эстуарии и лиманы. Процессы образования дельт почти полностью связаны с эрозионно-аккумулятивной (флювиальной) деятельностью рек.

Дельты имеют разнообразную форму: дугообразную, эстуариевую, в форме птичьей лапки, лопастную, остроконечную. Они могут иметь сложное строение, образуя несколько дельтовых комплексов, которые налегают друг на друга или соприкасаются краевыми частями. Как правило, в пределах речных дельт выделяют несколько **палеогеографических зон** (рис. 2.7) [13]:

- 1) аллювиальную равнину;
- 2) надводную дельтовую равнину (верхнюю и нижнюю);
- 3) подводную часть дельты, или **авандельту** (морской край, подводная равнина, подводный склон);
- 4) мелководную часть шельфа, где располагается окончание дельты.

Очевидно, что в надводных частях дельтовых комплексов преобладают процессы, характерные для речных русловых систем, а в подводных частях — прибрежно-морские условия формирования песчано-глинистых образований. Устьевые области рек нередко образуют с находящимися на продолжении их русел подводными каньонами и глубоководными конусами выноса (фэны) единую природную систему (рис. 2.8) [3, 20, 21]. Они наблюдаются на континентальных окраинах в различных климатических зонах: полярной (Лена, Колыма, Маккензи), экваториально-тропической (Конго, Амазонка, Меконг) и аридной (Хуанхэ, Инд. Нил). Следует отметить, что области аккумуляции на шельфе (авандельты) и у основания континентального склона (глубоководные конусы выноса) располагаются на двух различных уровнях лавинной седиментации и концентрации осадочного вещества. При этом в пределах устьевых областей крупнейших рек мира, авандельты которых в ходе формирования оказались выдвинутыми далеко за край шельфа, не всегда можно провести четкую границу между отложениями собственно авандельты и глубоководного конуса выноса и выделить глобальные уровни лавинной седиментации. Однако есть и исключения, где эта граница

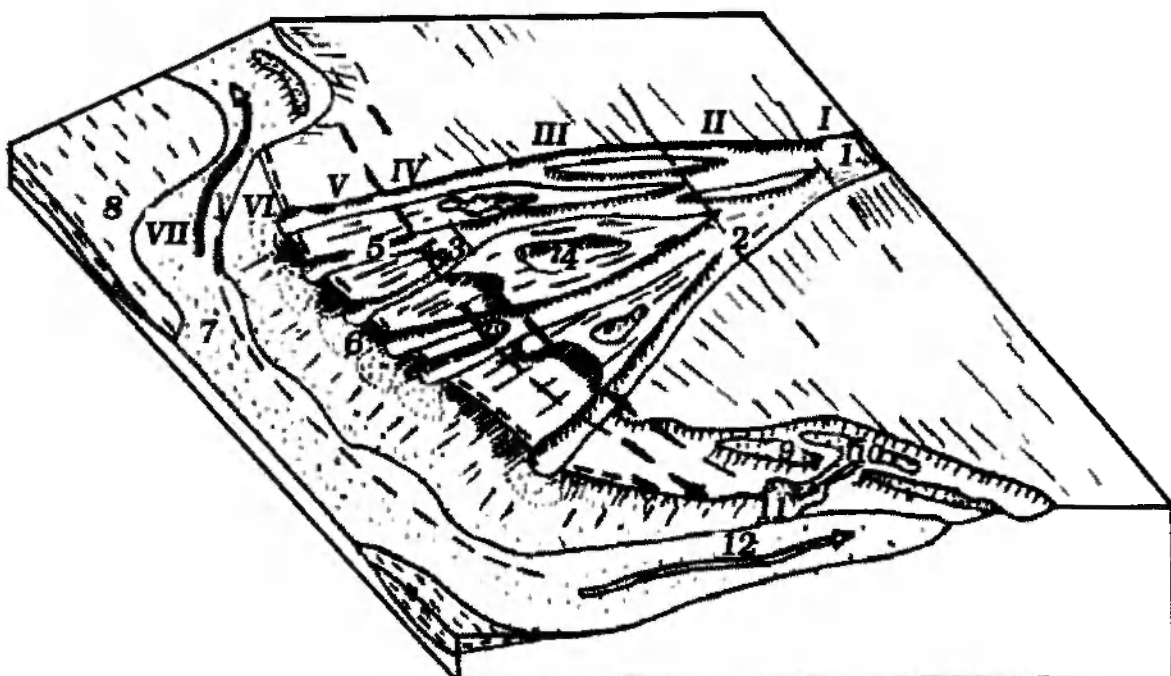


Рис. 2.7. Палеогеографические зоны (по В. С. Муромцеву [13]):
 I — аллювиальная равнина; II — верхняя надводная дельтовая равнина; III — нижняя надводная равнина; IV — морской край; V — подводная равнина; VI — подводный склон; VII — мелководная часть морского шельфа; 1 — главное русло реки, формирующее дельту; 2 — ветвящиеся дельтовые каналы и дельтовые протоки; 3 — устьевые бары; 4 — реликтовые озера, старицы; 5 — бороздины; 6 — подводный склон дельты; 7 — песчаные отложения мелководной части шельфа; 8 — глинистые отложения мелководной части шельфа; 9 — бары и барьерные острова; 10 — промоины, промытые вдольбереговыми течениями; 11 — головы разрывных течений; 12 — направление прибрежных течений

устанавливается довольно четко, например в районе устьев рек Ганг и Брахмапутра.

В дельтовой обстановке развивается **множество осадочных процессов**:

- трение в потоках речных русел и дельтовых протоков;
- протекающие в области пляжей береговой линии;
- перенос зерен во взвешенном состоянии;
- турбидитовые потоки у подножья склонов дельт.

В силу этого дельтовые осадки характеризуются непо-

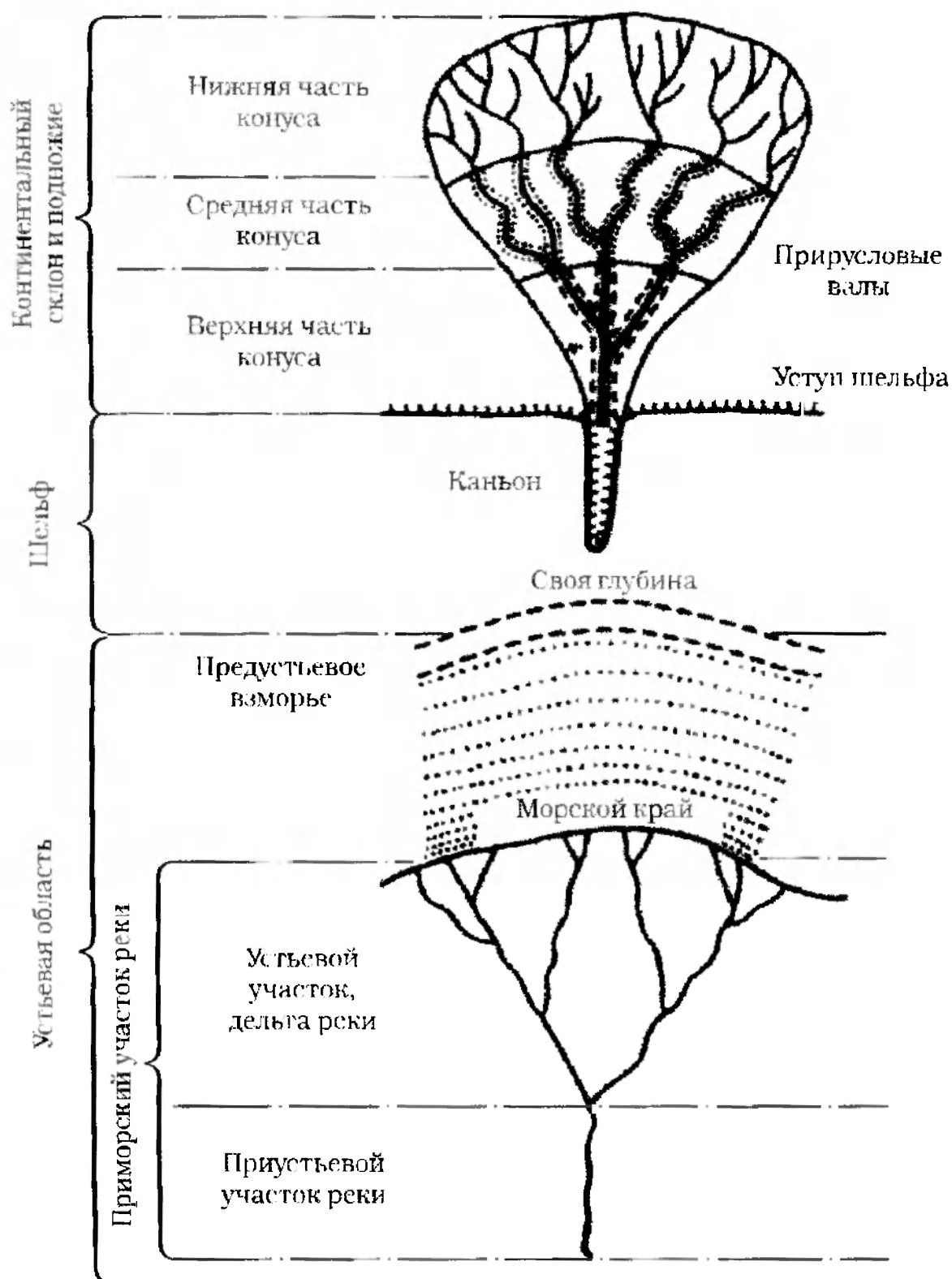


Рис. 2.8. Строение устьевой области реки [3]

стоянством соотношения песчаников, алевролитов и глин, а также разнообразным диапазоном изменения размера зерен и типом текстур осадков. Соответственно изменчивы по площади и разрезу коллекторские свойства дельтовых отложений, что затрудняет их изучение.

В условиях лавинной седиментации, происходившей на протяжении всей геологической истории Земли, при неоднократных трансгрессивно-регрессивных колебаниях уровня Мирового океана и изостатического прогибания земной коры, накапливались мощные (нередко более 10 км) толщи авандельтовых отложений со сложным фациальным составом. В этой толще наряду с русловыми, озерными, пойменными фациями наземных дельт можно обнаружить фации речного устьевого бара, смешанного морского и речного баров, собственно морского бара, устьевого конуса выноса, дельтовых заливов, подводных береговых валов волнового генезиса, русловых бороздин, межбороздных аккумулятивных поверхностей выравнивания, приливных гряд, межрядовых ложбин, свала глубин и др.

В наземных частях дельт наиболее благоприятны для формирования коллекторов образования русловых протоков, в подводной части — пляжевые отложения, песчаные косы и придельтовые бары.

Резкая фациальная изменчивость отложений способствует образованию в дельтах многочисленных **литологических ловушек**, как литологически ограниченных, так и экранированных. Породами-покрышками при этом в основном локального распространения служат глинистые отложения самих дельт [22].

Примерами крупнейших месторождений нефти и газа, **приуроченных к палеodelьтам**, являются месторождения Прадхо-Бей на Аляске, Порт-Акре и Порт-Артур в штате Техас, месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Дельтовые образования занимают огромные площади. Так, например, надводная часть современной дельты рек Хуанхэ и Янцзы составляет 500 000 км², площади палеodelьт рек пашийского времени на территории Татарстана и Башкортостана составляли 25 000 км². Мощность совре-

менных дельтовых образований одного из протоков реки Миссисипи превышает 4 000 м.

По данным М. В. Проничевой и В. В. Семеновича, в палеodelьтах мира выявлено свыше тысячи месторождений углеводородов с суммарными запасами более 5,3 млрд т нефти и 2 трлн м³ газа.

2.5. КЛИНОФОРМЫ

Как отмечалось выше, различная обстановка осадконакопления и характер возникающих осадков во многом зависят от особенностей тектонического режима через создаваемый рельеф. Большой практический интерес представляют фациальные изменения в пределах мелких тектонических структур (**антеклиз** и **синеклиз**) сводовых поднятий и впадин, на флексурах, в зонах активных нарушений различного плана и др.

Для **кластических** осадков, в осаднении которых ведущий фактор — **гидродинамика среды**, обычны **уменьшение мощностей** и **укрупнение размерности обломков в своде локальных поднятий**.

Иная картина нередко наблюдается в **карбонатных** отложениях, где главные процессы осаднения — **биогенный** и **биохемотрогенный**. На отмельных участках, соответствующих тектоническим поднятиям, где лучше освещенность, аэрируемость и выше температура, существуют более благоприятные условия для развития различных карбонатоосаждающих организмов, поэтому интенсивность карбонатакопления, а следовательно, и **мощность осадков здесь больше**.

Конседиментационные разломы и осложняющие их флексуры определяют появление рельефа и изменение глубин в протяженной, но узкой полосе, поэтому и само изменение фаций происходит довольно резко. Чаще всего на приподнятом блоке или крыле флексуры формируются более мелководные отложения, чем в опущенном.

В условиях карбонатной седиментации при минимальном вносе терригенного материала к перегибу часто приурочены асимметричные рифовые системы.

При интенсивном привносе песчано-глинистого вещества на склоне формируются специфические **линзовидные терригенные** или **карбонатно-терригенные** отложения большой мощности, которые получили название **клиноформных**. Осадки клиноформенного типа бокового развития склона характеризуются сложной структурой. В них выделяют ундаформу, где осадконакопление происходило в мелководно-морских условиях, склон или клиноформу и фондоформу (подножье склона) [23, 24]. При этом в зонах клино- и фондоформы осадконакопление происходило в глубоководных условиях.

В общем, **клиноформа** является огромным осадочным телом, соответствующим регрессивно-трансгрессивному циклу. Оно состоит из определенного числа линз, которые отвечают пяти-шести рециклитам. По клиноформному простиранию песчаные зопы, включая основное тело (аномально увеличенная мощность в разрезе), замещаются, главным образом, алевроито-глинистыми зонами (стандартный разрез). Поэтому предполагается, что одна группа процессов действовала по всей длине клиноформы и способствовала развитию склона. Другая группа локализовалась в некоторых участках. В результате сформировались огромные песчаные тела. В стандартном поперечном разрезе клиноформы все кластические частицы, аккумулирующиеся на склоне, являются перетолженными из прилегающего шельфа. Осадки, которые транспортировались в более глубокие части бассейна с помощью течений, осаждаются из взвеси и затем перераспределяются с помощью низкоэнергетических суспензионных потоков. Постоянное развитие склона в течение элементарного цикла сопровождается прекращением поступления осадков и покрытием склона в начале каждого цикла (**быстрая трансгрессия**). В эти периоды механизм пелитовой кластической седиментации из суспензии превалирует. В результате глинистые пласты 5–10-метровой толщины, покрывающие склон, образуют отражающие горизонты, которые отмечаются в основании каждого элементарного цикла. Мощности циклов, разделяемые глинистыми прослоями, являются соизмеримыми. Вот почему мы имеем равнослойные сейсмические изображения. В поперечных разрезах

с аномальной мощностью (не как в нормальном разрезе) существенная часть кластических осадков отлагается только на склоне, проходя шельф. Такие инъекции кластического материала осуществляются вдоль транспортных каналов, которые большей частью являются подводными продолжениями речных протоков. Эти процессы в основном превалируют на регрессивном этапе огромного седиментационного цикла, и они формируют клиноформную структуру, т. е. формируются огромные песчаные тела края шельфа и склона, которые в действительности состоят из большого числа линз, потому что происходит постоянное развитие склона. Крушизернистые частицы, осаждающиеся из суспензии, формируют эти линзы. *Песчаные тела склонового типа* образуются как в результате перемещения осадков края шельфа суспензионными потоками, так и в результате смыва пелитовых частиц, когда гидродинамическая активность увеличивается.

Ряд клиноформ (с глинистыми пачками в основании) отчетливо выделяются в основной продуктивной неокомской толще Среднего Приобья Западной Сибири [23, 24], представленной чередованием преимущественно песчаных и глинистых пластов. Здесь, в нижней (валанжинской) части разреза, строение песчано-глинистого разреза становится более сложным, где он имеет уже не параллельно слоистое, а "косо-слоистое" (клиноформное) строение. В наибольшей степени это заметно в оглознениях берриасского возраста, в так называемой **ачимовской пачке**. Образование ее связано с боковым наращиванием (проградация) на континентальной окраине, где можно различать комплексы шельфа и континентального склона. С востока на запад молодые клиноформы частично перекрывают более древние. В региональном плане все они протягиваются полосами юго-юго-западного и северо-северо-восточного простирания. Ширина закартированных клиноформ от 25 до 75 км. Толщина в наиболее расширенной части от 130 до 410 м. Нефтяные залежи в ачимовском комплексе принадлежат разным клиноформам. Выявленные клиноформы, имеющие собственные особенности распространения пачек внутри них, дают возможность наметить направления при поисках новых нефтескоплений.

При этом каждая крупная клиноформа может рассматриваться в определенном смысле как относительная автономная нефтегеологическая система.

В заключение отметим, что зона разломов зачастую не только разделяет разные по глубине фации, но и характеризуется повышенной сейсмической активностью. Поэтому здесь нередки срывы осадков с верхней кромки склона и образование подводных обвалов, оползней и мутьевых турбидитных потоков. Специфическими для этой зоны фациями будут, во-первых, **"лысые" участки** — без осадочного материала, формирование которых не связано с континентальными перерывами, и, во-вторых, **олистостромы** — продукты подводных обвалов и оползней, представляющие собой хаотические скопления неотсортированных обломков, сцементированных тонкозернистой массой.

ГЛАВА 3

ВЫДЕЛЕНИЕ И ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ШЕЛЬФОВЫХ ОБЛАСТЕЙ

К шельфовым областям приурочено значительное число залежей нефти и газа, которые могут отличаться как по размерам, глубине залегания, значению параметров, так и по составу и фазовому составу углеводородов и др. Вместе с тем это огромное число месторождений и залежей и все их многообразие может быть объединено в сравнительно небольшое число групп по принадлежности к отдельным продуктивным (нефтегазоносным) комплексам, характеризующимся относительно близкими свойствами, что существенно повышает эффективность геолого-разведочных работ по открытию новых месторождений углеводородов. Например, в Западной Сибири выделяется не более 10-ти таких комплексов.

Как известно, нефть и газ в породе заполняют пустоты — поры, каверны и трещины. Породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке, называются **коллекторами**. В природе вмещателем для нефти, газа и воды служит коллектор, заключенный в плохопроницаемых породах, или **природный резервуар**. Ту часть природного резервуара, в которой может образоваться и сохраняться залежь нефти или газа, принято называть **ловушками**.

Природные резервуары могут быть *плитовыми*, массивными и литологически ограниченными со всех сторон. Выделение трех указанных типов резервуаров в значительной сте-

пени условно. Одна и та же порода в процессе литогенеза может менять свои свойства, превращаясь из коллектора в шокрипку и наоборот. Даже одна и та же порода в зависимости от физико-химических свойств флюида (вода, нефть, газ) и термобарической обстановки может быть флюидоупорной для одного и коллектором для другого флюида.

Наконец, возможны постепенные переходы одного типа резервуара в другой. Так, например, резко выраженный выступ массивного резервуара может оказаться лишь осложнением регионального пластового резервуара и составлять с ним единую гидродинамическую систему.

Ниже приведена классификация природных резервуаров по А. Э. Канторовичу и др. (1981) (рис. 3.1) [25]. Среди приведенных в классификации различных видов природных резервуаров нефтегазоносные комплексы (НГК) представляют собой толщи с определенным составом пород, характеризующиеся набором специфических черт. **Нефтегазоносные комплексы** являются совокупностью геологических тел как проницаемых, благоприятных для образования залежей, так и плохо проницаемых, способствующих консервации залежей. Источник нефти (газа) может быть внутри комплекса, и (или) углеводороды могут поступать в комплекс извне. Если НГК охватывает какой-либо этап развития крупного тектонического элемента, он рассматривается одновременно как осадочная геологическая формация. При этом НГК могут полностью совпадать с формациями, являться их частями или охватывать несколько (например, одна — материнская, другая — коллекторская, третья — экранирующая). Характер комплексов, их взаимовлияние меняются в процессе развития осадочного бассейна в связи с изменением свойств отложений в ходе катагенеза.

В качестве НГК могут выступать многие формации. Развитие процесса нефтегазообразования зависит от типа осадочной формации, в каждом из которых существуют свои условия для созревания углеводородов. При этом соседние формации могут оказывать существенное влияние на эти процессы.

При выделении нефтегазоносных комплексов, содержащих многие десятки и сотни залежей углеводородов и представляющих собой единые объекты разведки и подсчета за-

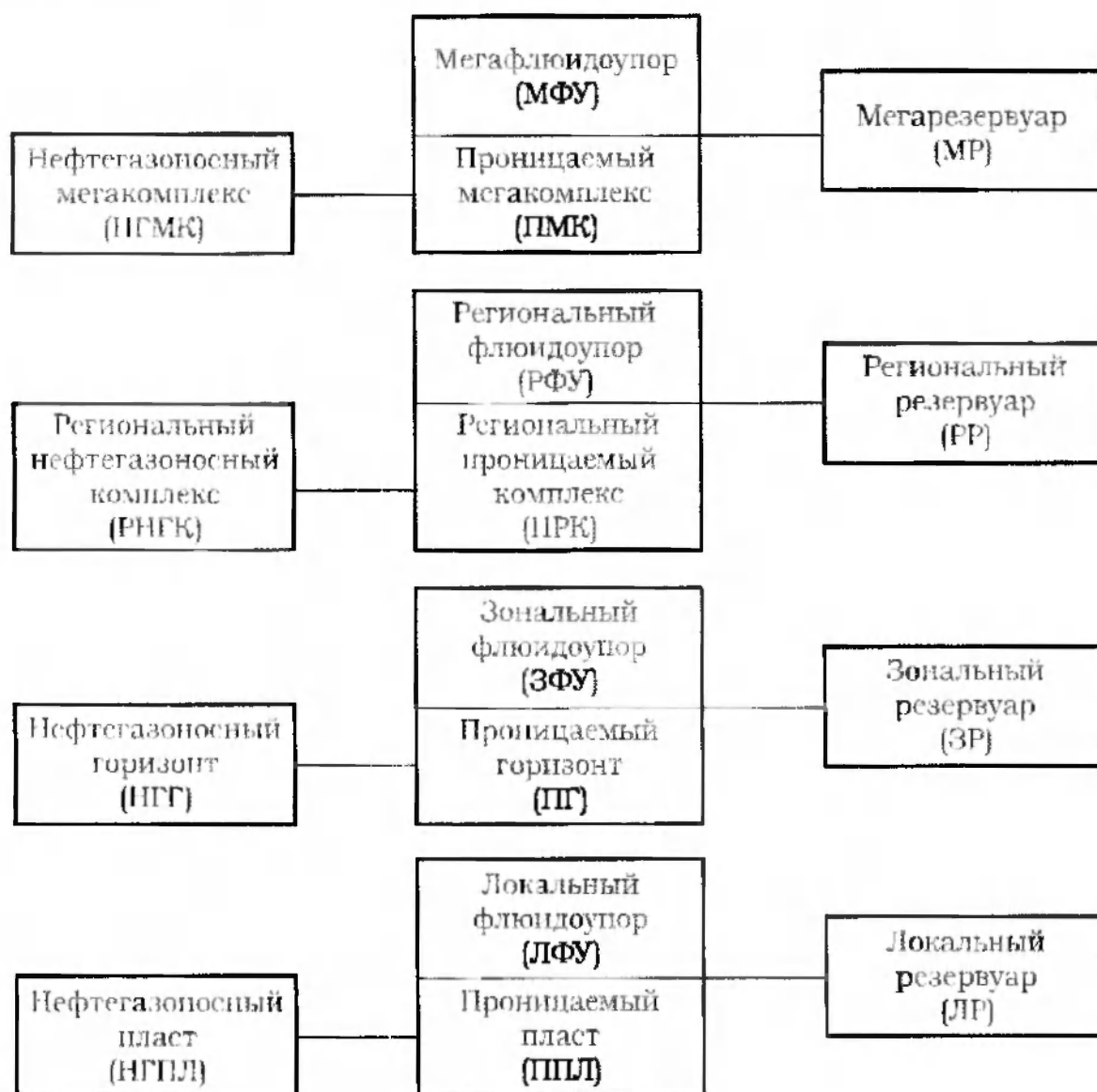


Рис. 3.1. Классификация природных резервуаров по А. Э. Канторовичу и др. (1981) [25]

пасов, прежде всего опираются на результаты исследования таких параметров, как (рис. 3.2.) [25]:

- глубина залегания;
- условия формирования и закономерности пространственного распределения пород-коллекторов и покрышек;
- гидрогеологические условия размещения залежей;
- особенности тектонического развития района и процессов образования ловушек антиклинального и неантиклинального типов;

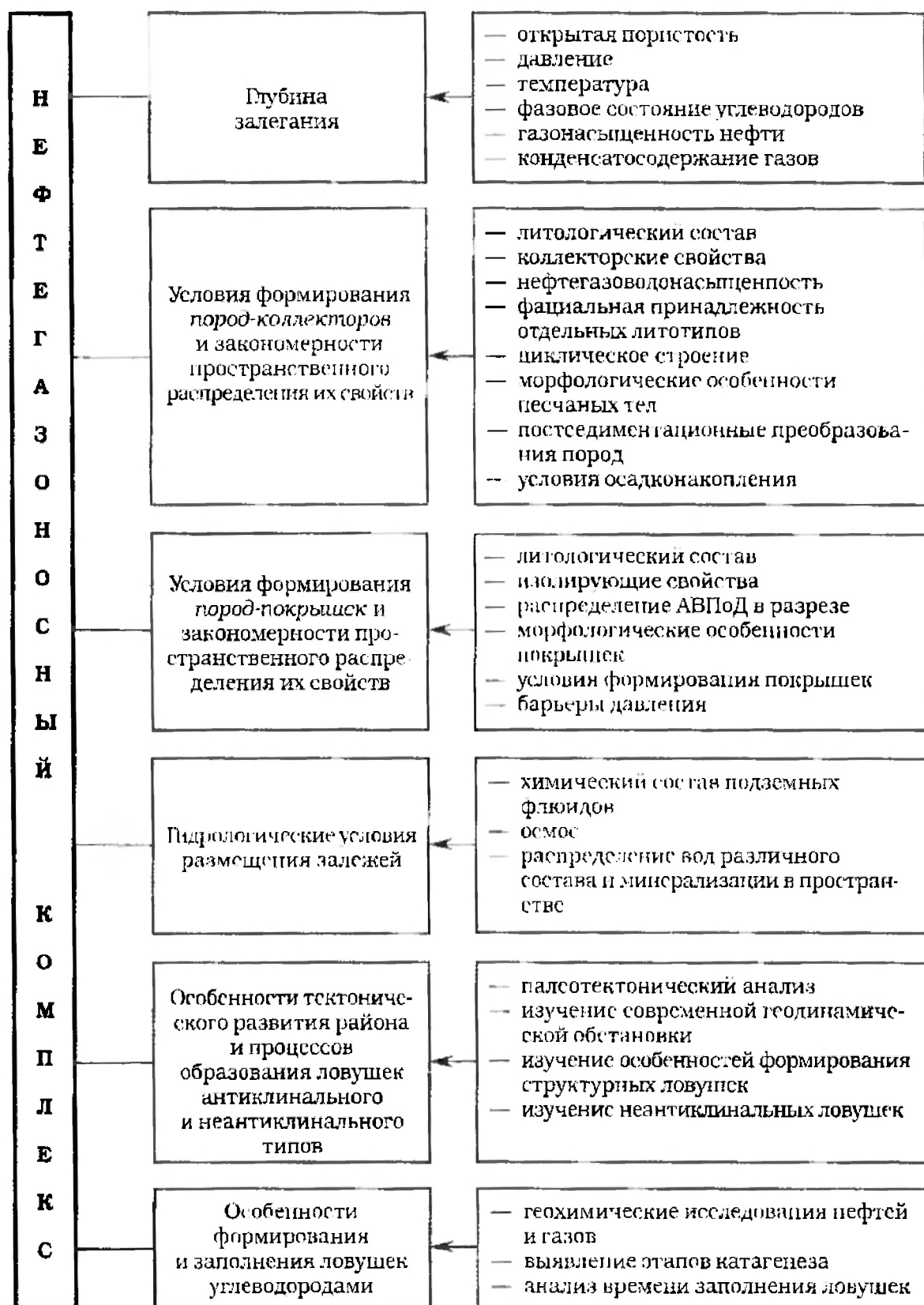


Рис. 3.2. Выделение и изучение нефтегазоносных комплексов

— особенности формирования и заполнения ловушек углеводородами.

При оценке каждого из рассмотренных выше показателей изучают и анализируют большое количество свойств пород, флюидов, природных резервуаров и исследуемых территорий. В связи с тем что каждый нефтегазоносный комплекс, принимаемый в качестве единого объекта разведки и подсчета запасов, выделяется, как правило, в сравнительно небольшом диапазоне глубин, то изменение пористости и других параметров по вертикали не имеет решающего значения, так как диапазон такого изменения невелик. В этих условиях важнейшее значение приобретает исследование особенностей изменения свойств пород по горизонтали, так как установление этих закономерностей позволяет исключать грубые ошибки в определении параметров на отдельных площадях, а также имеет неопределимое значение при прогнозе значений параметров неоткрытых залежей.

Э. А. Бакиров (1969 г.) разработал классификацию НГК, в основу которой положены геотектонические (масштаб распространения НГК) и генетические (соотношения нефтесодержащих и нефтепроизводящих пород) признаки.

В зависимости от взаимоотношения с нефтепродуцирующими породами НГК подразделяются на **сингенетические**, в состав которых входят нефтепродуцирующие породы, и **эпигенетические**, содержащие нефть и газ, мигрировавшие из других осадочных образований. Если в НГК помимо сингенетических содержатся УВ, мигрировавшие по зонам нарушения из нижележащих комплексов, их можно назвать **эписингенетическими**.

В зависимости от площади распространения скоплений нефти и газа НГК подразделяют на региональные, субрегиональные, зональные и локальные.

Региональные НГК представляют собой литолого-стратиграфические подразделения, характеризующиеся региональной нефтьгазоносностью в пределах обширнейших территорий, охватывающих несколько крупных геоструктурных элементов изучаемой провинции.

К **субрегиональным** относятся комплексы пород, содержащие скопления нефти и газа только в пределах одной

нефтегазоносной области какой-либо провинции.

Отложения, продуктивные в пределах района или зоны нефтегазонакопления, выделяются как **зональные**.

Региональные НГК представляют собой природные системы, состоящие из совокупности горных пород, условия накопления и дальнейшее преобразование которых характеризуются благоприятными геологическими, геохимическими, гидрогеологическими, тектоническими и другими факторами, обусловившими возникновение и развитие процессов регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления. **Общей диагностической особенностью их является накопление в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации.** Следует отметить, что к региональным НГК приурочена основная часть выявленных ресурсов нефти и газа на всех континентах Земли, в том числе на шельфе.

В разрезах провинций обычно встречается несколько регионально нефтегазоносных комплексов, разделенных толщей флюидоупоров. При этом большая их часть сингенетична по отношению к вмещающим стратиграфическим подразделениям. Этот факт свидетельствует о периодичности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и тесной генетической связи их с **циклическостью** литогенеза и тектогенеза.

Количество циклов регионального нефтегазообразования в пределах отдельных нефтегазоносных провинций неодинаково и тесно связано с режимом и направленностью вертикальных колебательных движений крупных структурных элементов в каждый рассматриваемый отрезок геологического времени.

Во многих нефтегазоносных провинциях толщи одних и тех же литолого-стратиграфических подразделений, накопление которых происходило в близких или даже одинаковых палеогеографических условиях, в одних районах регионально нефтегазоносны, а в других — нет. Региональная нефтегазоносность этих толщ, как правило, приурочена к территориям, которые в течение соответствующего отрезка геологического времени испытывали прогибание с более или менее

значительной амплитудой. В тех же областях, которые в течение геологического времени прогибались незначительно, рассматриваемые литолого-стратиграфические комплексы нередко вовсе не содержат скоплений углеводородов, несмотря на наличие в них коллекторов и ловушек, благоприятных для формирования скоплений углеводородов.

Регионально нефтегазоносные комплексы могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными образованиями морского, лагунного, а местами и континентального происхождения.

3.1. ТЕРРИГЕННЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Осадочные обломочные породы образуются в результате сложных процессов выветривания и разрушения древних континентальных толщ, транспортировки образовавшихся клас- тических частиц в бассейны осадкоаккумуляции и отложения их в виде слоев в довольно широком диапазоне палеогеографических обстановок. В основу классификации терригенных фаций (рис. 3.3) [19] положено изменение размера минеральных зерен, слагающих терригенную породу по вертикали пласта, так как этот параметр, с одной стороны, контролирует литологический состав и глинистость породы, а с другой — связан с гидродинамикой среды осадконакопления.

По веществу-структурному признаку обломочные породы совместно с глинистыми входят в состав различных формаций: песчано-глинистых морских, молласовых, дельтовых, континентального склона и др.

Платформенные морские терригенные формации представляют широкие и протяженные полосы, имеющие в поперечном разрезе характер весьма уплотненных линз толщиной в десятки и сотни метров. Внутри линзы ритмично чередуются песчаники, алевролиты и аргиллиты, иногда известняки. В нижней части комплекса состав песчаников более грубозернистый, гравелитистый, в верхней части материал более мелкозернистый, преобладающими являются алевролиты. Песчаники здесь в основном кварцевые, зерни-

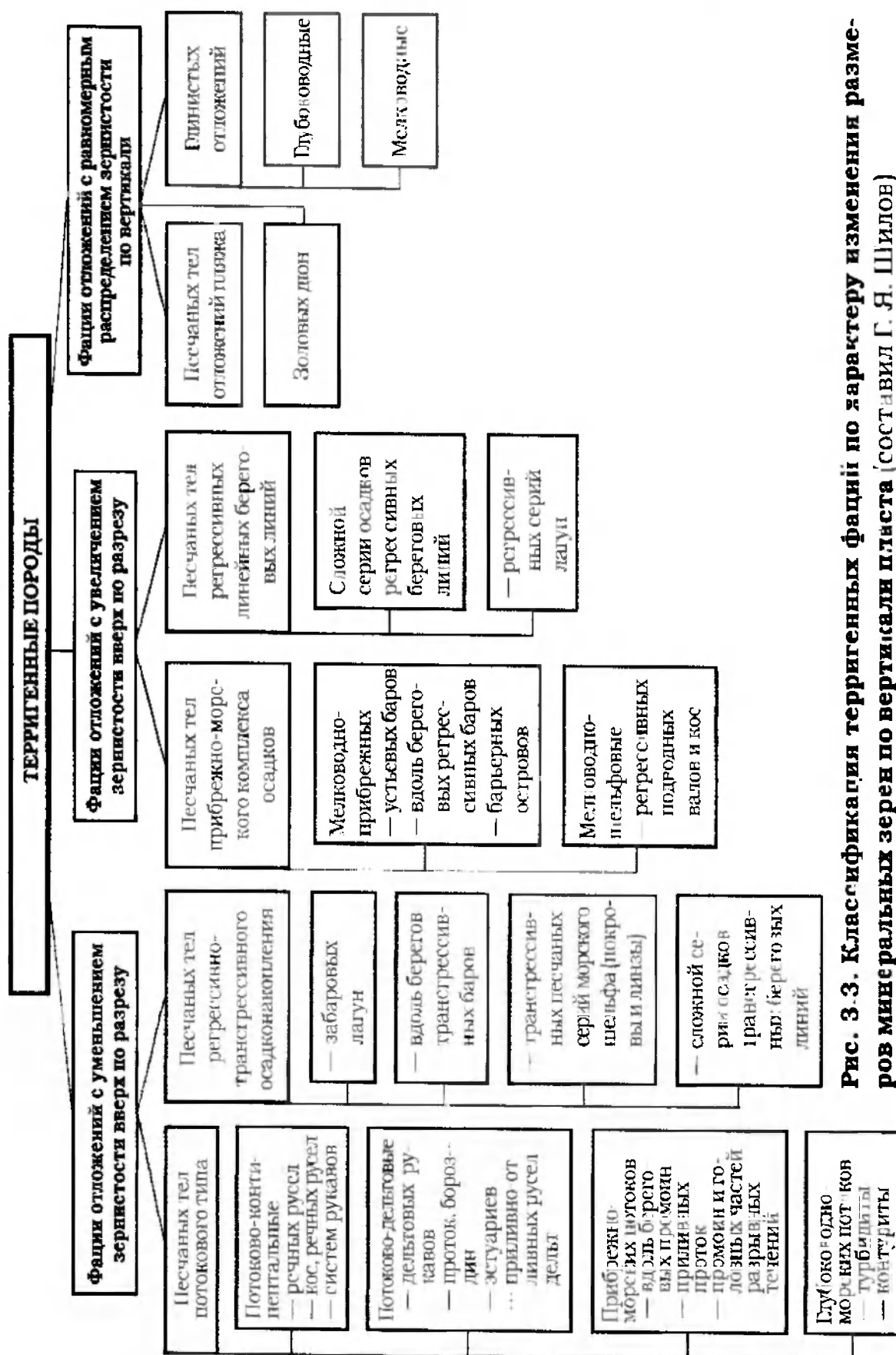


Рис. 3.3. Классификация терригенных фашии по характеру изменения размеров минеральных зерен по вертикали пилста (составил Г. Я. Шиллов)

стость и степень отсортированности различны, наилучшие они в зонах перемывов и действия палеоотоков. Примером морской терригенной нефтегазоносной толщи на древних платформах является среднедевонский комплекс Урало-Поволжья. Он содержит целый ряд нефтеносных песчано-алевритовых пластов, являющихся основными продуктивными горизонтами на многих месторождениях Волго-Уральской провинции (пласты: Д_V — в эйфельском ярусе; Д_{II}, Д_{III}, Д_{IV} — в живетском ярусе; Д_I, Д₀, Д-К — в нижнефранском подъярусе).

Нефтегазоносность песчано-глинистых отложений молодых платформ установлена в продуктивной толще несома Среднего Приобья в Западной Сибири, где нижняя часть разреза (валанжин) представлена клиноформами.

Существенное значение для нефтегазоносности имеют **угленосные и субугленосные толщи** как на древних, так и на молодых платформах. Наряду с тем что они являются природными резервуарами, субугленосные отложения — источники газообразных УВ и насыщают ими вышележащие комплексы. Например, месторождение Слохтерен (Голландия), многие месторождения Северного моря сформировались вследствие миграции газа из подстилающих угленосных пород карбона.

Примером нефтеносных месторождений в самих угленосных толщах являются Узеньское (нижняя и средняя юра) на Мангышлаке (Казахстан) и Арланское в Волго-Уральской провинции (угленосная свита нижнего карбона), где особенности распределения нефтесодержащих песчаников зависят от строения песчаных тел, часто являющихся типично русловыми телами.

Регионально нефтегазоносной субугленосной сероцветной толщей является песчано-глинистый полифациальный комплекс, залегающий в основании чехла Скифской, Туранской и Западно-Сибирской плит. Здесь сероцветные комплексы с четко выраженной цикличностью представлены геологическими телами, имеющими вид очень крупных линз толщиной свыше 2 км в центральных частях (Усть-Енисейская синеклиза Западной Сибири, Аму-Дарьинская впадина Туранской плиты, Восточно-Кубанская впадина Скифской плиты). В составе наиболее насыщенных нефтью и газом пес-

чано-глинистых толщ смешанного генезиса широко распространены отложения прибрежные и мелководно-шельфовые, дельтовые, аллювиальные и озерные.

Природные резервуары передовых прогибов перед горно-складчатыми сооружениями и в межгорных впадинах отличаются по своему составу и происхождению от платформенных. Образуются они в различных условиях более активного, чем на платформах, тектонического режима, что приводит к пестроте генетического и минерального состава и накоплению значительных по толщине (до нескольких километров) свит. На орогенических этапах основным формационным комплексом при этом является **моласса**, которая обладает практически повсеместной нефтегазоносностью. В особенности это касается нижней молассы (шир), которую называют также *тонкой молассой*. Это важнейший нефтегазоносный комплекс передовых прогибов.

Основные типы пород, образующие тонкую молассовую формацию — это полимиктовые и кварцевые песчаники, алевролиты, глины.

Подчиненное значение имеют конгломераты, гравелиты, мергели, известняки-ракушечники, диатомиты, гипсы, соли, угли.

Типичными нефтегазоносными молассовыми формациями, относящимися к разряду тонкой молассы, содержащими значительные скопления углеводородов, являются неогеновая (среднепалеоценовая) продуктивная толща Апшеронской нефтегазоносной области, красноцветная толща Западно-Туркменской нефтегазоносной области, терригенная олигоцен-неогеновая толща Нижне-Куринской нефтегазоносной области, а также миоценовые тощи в Средне-Каспийском и Азово-Кубанском бассейнах.

Продуктивная толща среднего плиоцена на Апшеронском полуострове расчленяется на песчано-глинистые свиты, содержащие пакки песчаников, перекрытых глинами. В нижнем и верхнем отделах продуктивной толщи выделяют девять таких свит, где в верхнем отделе определены 15, в нижнем — 7–10 продуктивных горизонтов, насчитывающих около 40 песчаных пластов. Устойчивые дебиты из песчаных горизонтов достигают 100–250 м³/сут.

По фациальному составу в продуктивной толще выделяют речные, дельтовые, озерные сильно опресненные отложения. Предполагается, что образование формации происходило в условиях пресноводного мелководного бассейна озерного типа при устойчивом компенсированном погружении территории, куда реками сносился обильный обломочный материал с окружающей суши. Большая роль при этом принадлежит дельтовым фациям, образовавшимся в первую очередь в палеodelте реки Волга.

Красноцветная толща среднего плиоцена Западной Туркмении занимает на значительную мощность (от 800 м на востоке до 2 600 м на западе) одноименную впадину. Представлена она ритмичным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород, сменяющих друг друга по простиранию на небольшом расстоянии.

В составе красноцветной толщи по литологическим особенностям четко выделяются две субформации:

— нижняя, более глинистая (глинистость разреза 65–70 %) мощностью 800–1000 м;

— верхняя, глинисто-песчаная (песчаников 60–70 %) мощностью 1 300–1 600 м. Нижняя часть разреза здесь преимущественно газоносна, верхняя — нефтеносна.

Специфические комплексы образуются на тех участках континентального склона, где действовали высокоскоростные потоки. Наиболее ярко они выражены на активных окраинах, особенно в условиях деструкции и интенсивной вертикальной тектонической дифференциации (наличие уступов, крутых склонов на так называемых **бордерлендах**) (калифорнийская часть континентальной окраины Северной Америки). Седиментогенез на континентальных склонах приводит к формированию линейно-вытянутых песчаных тел, которые становятся резервуарами для флюидов. С ними связаны месторождения многих прибрежных калифорнийских нефтегазоносных бассейнов. Причина локализации этих тел — интенсивный снос материала с крутых склонов по каньонам до больших глубин с образованием глубоководных конусов — **фэнов**. Отложения фэнов занимают обширные пространства, порой перекрывая друг друга. Грубые, часто промытые отложения канала верхнего фэна образуют вы-

тянутые тела в несколько километров (до первых десятков) длиной и несколько сот метров по мощности.

Таким образом, условия лавинной седиментации на бордерлендах приводят к формированию терригенных коллекторов с высокими свойствами.

3.2. КАРБОНАТНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Роль коллекторов нефти и газа в карбонатных породах очень высока. С ними связаны до половины современных мировых запасов углеводородов. Карбонатные породы при относительной однородности состава характеризуются громадным разнообразием структур. Кроме того, они сильнее, чем обломочные, подвержены вторичным изменениям. Карбонатные образования чутко реагируют на изменения физико-географических, гидрохимических, тектонических и часто связанных с ними гидродинамических условий.

Классификация карбонатных фаций Г. Я. Шилова, И. С. Джафарова [19], в основу которой положен "энергетический" принцип, позволяет судить о гидродинамических условиях среды формирования карбонатов (рис. 3.4). В соответствии с этой классификацией можно сделать вывод, что в карбонатных разрезах встречается большое разнообразие толщ, отличительной особенностью которых является широкое развитие известняковых, реже известняковых доломитизированных формаций. Типичные доломиты в разрезе, как правило, имеют ограниченное распространение.

Карбонатные толщи формируют протяженные тела, вдающиеся в моря и океаны, относительно мелководные платформы, крупные массивы, в том числе биогермные, атолловые и одиночные кораллово-водорослевые рифы (**банки**).

По биоседиментологическому типу среди карбонатных формаций выделяют три типа (И. К. Корольюк):

1) почти лишенные органогенных построек ("группа кархем"), среди которых преобладают тонкозернистые, тонко- и микрослоистые хемогенные, биохемогенные и реже — биогенные известняки и первичные доломиты, а органогенные

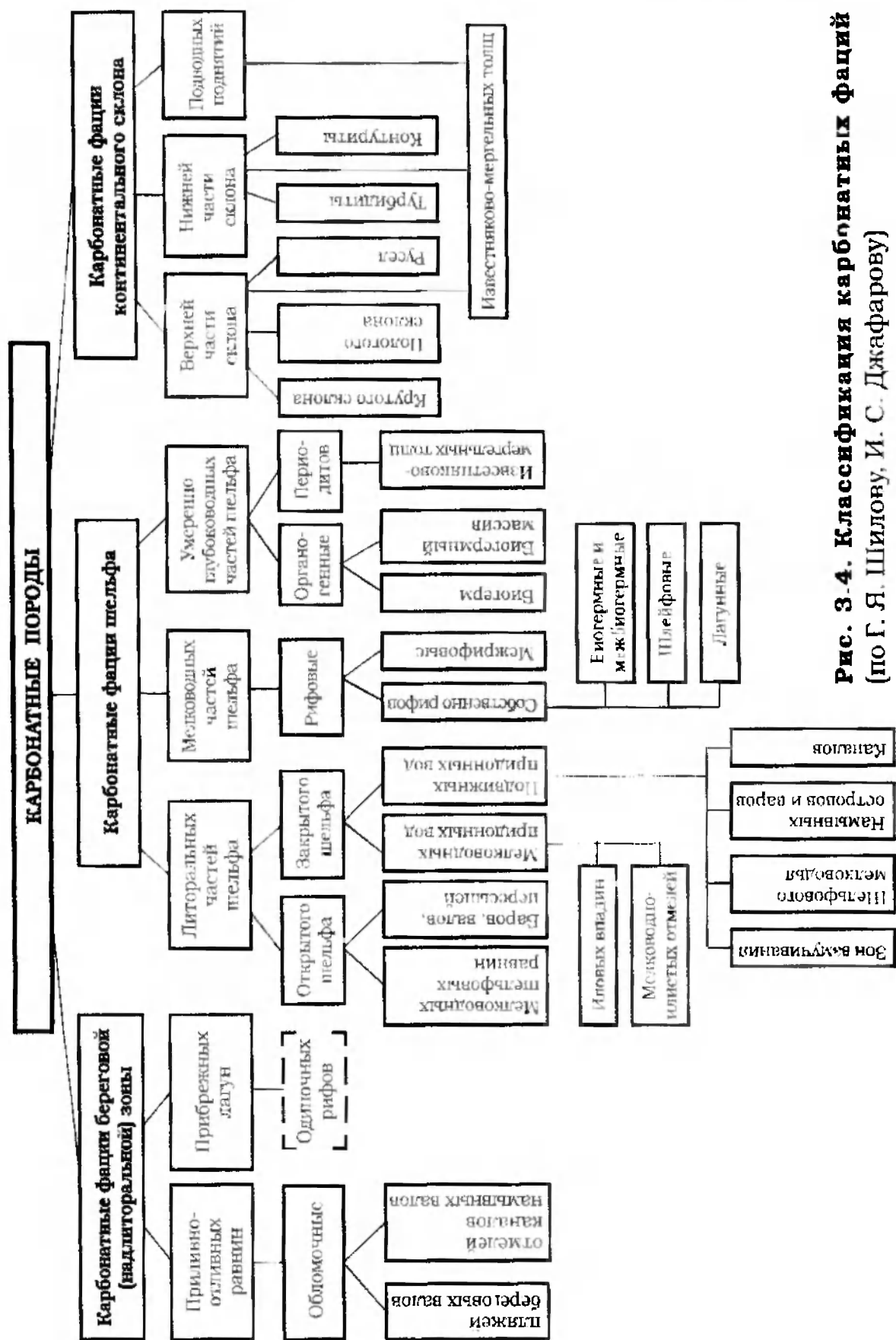


Рис. 3.4. Классификация карбонатных фаций
(по Г. Я. Шилову, И. С. Джафарову)

постройки (ОП) или отсутствуют, или представлены строма-толитовыми биостромами. Сюда же входят планктоногенные формации — меловые и глобигериновые известняки:

2) ОП имеют незначительное развитие ("группа карбио"), среди которых развиты в основном слоистые детритовые и биоморфные иногда доломитизированные известняки и вторичные доломиты. ОП в этой группе редки и маломощны, представлены мелкими биогермами. В эту же группу входят толщи оолитовых известняков и слоистых известняков с рассеянными ОП;

3) содержащие большое количество ОП и продукты их разрушения, где преобладают различные рифогенные формации.

Особенно богаты углеводородами рифогенные формации окраин платформ и зон сочленения их со структурами подвижных поясов. Именно в такой зоне расположен уникальный Месопотамский бассейн, где нефтеносная карбонатная формация представлена свитами Араб и Джубейла. Вообще нефтегазоносность рифогенных комплексов установлена в различных частях земного шара в стратиграфическом диапазоне, начиная от девона до палеогена. Значительные нефтяные месторождения открыты в девонских и пермских рифах России, Казахстана, Канады, США, в меловых и палеогеновых рифах Мексики, США, Ливии, стран Ближнего и Среднего Востока.

Примером нефтегазоносной карбонатной формации является верхнедевонско-турнейская формация Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а преимущественно газоносной — верхне-юрская формация Туранской плиты. Реже устанавливается региональная нефтегазоносность доломитовых формаций. Примерами могут служить доломитовые формации Ангаро-Ленского прогиба (месторождение Усть-Кутское, парфеновский горизонт венда) и Предашпалачского прогиба (месторождение Роз-Хилл, США).

ГЛАВА 4

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШЕЛЬФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

От познания литологии природных резервуаров и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, слагающих их, во многом зависит высокая результативность при изучении нефтегазоносности осадочных бассейнов, выявлении месторождений в шельфовых отложениях, определении направлений поисков и разведки углеводородов, а также при выборе оптимальной системы разработки месторождений нефти и газа. Поэтому более подробно остановимся на литолого-фациальных и коллекторских свойствах терригенных и карбонатных шельфовых отложений.

При определении запасов полезных ископаемых и способов их разработки важное значение имеет классификация коллекторов, в основе которой, по-видимому, должны лежать два взаимосвязанных критерия:

- способ образования пород;
- свойства слагающих их минералов.

В классификации коллекторов, предложенной Е. М. Сметовым [26], помимо литологического состава используются такие критерии, как условия аккумуляции и фильтрации флюидов (табл. 4.1). Выделяются коллекторы *чисто поровые* и *чисто трещинные простого строения*, а также *коллекторы сложные (смешанные)*. В поровых коллекторах эта же система фильтрации является и вместилищем флюидов, а в трещинах, кроме самих полостей трещин, основными

Таблица 4.1

Принципиальная схема классификации, коллекторов нефти и газа
(по Е. М. Смехову. 1996 г., с упрощениями)

Критерии классификации	Простые коллекторы		Сложные (смешанные) коллекторы	
	Поровый тип	Трещинный тип	Трещинно-поровый тип	Порово-трещинный тип
Литологический состав	Терригенные породы, реже карбонатные	Карбонатные породы, реже терригенные, изверженные, метаморфические	Карбонатные породы, реже терригенные	Терригенные породы, реже карбонатные
Условия аккумуляции	Нефть (газ) содержится в порах или в кавернах, сходных по строению с порами	Нефть (газ) содержится в основном в трещинах и приуроченных к ним пустотах	Нефть (газ) содержится в основном в пустотах (порах, кавернах) блоков пород	
Условия фильтрации	Фильтрация осуществляется в единой системе фильтрационных каналов (поры или трещины)	Фильтрация происходит в двух фильтрационных средах		
			Трещинная проницаемость значительно превышает поровую	Значения обоих видов проницаемости примерно одинаковы

емкостями должны служить прилегающие к трещинам пустоты. При формировании физических свойств (пористость, проницаемость и др.) решающую роль играют особенности слагающих коллекторы минералов, а также размер и конфигурация поровых каналов, равномерность их распределения в породе.

4.1. АЛЕВРИТО-ПЕСЧАНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Алеврито-песчаные коллекторы являются природными резервуарами, к которым приурочены многочисленные месторождения нефти и газа, в том числе и гигантские, с извлекаемыми запасами, обеспечивающими 65–70 % от текущего уровня мирового уровня добычи углеводородов. При этом в них сосредоточено около 80 % нефтяных и газовых залежей.

Песчаными называют мелкообломочные породы с размером обломков минералов или горных пород от 0,1 до 1 мм (или от 0,05 до 2 мм); тогда как **алевритовые** породы имеют размеры обломков минералов от 0,01 до 0,1 мм (или от 0,005 до 0,05 мм). Песчаные и алевритовые породы часто связаны между собой и грубообломочными и глинистыми породами постепенными переходами.

Таким образом, в природе широко распространены породы смешанного происхождения, например алеврито-глинистые песчаники и т. д. Кроме того, по составу обломочного материала алеврито-песчаные породы подразделяются на:

- мономинеральные;
- олигомиктовые (двухминеральные);
- полимиктовые, сложенные обломками многих минералов. Минералы при этом могут быть основными (породообразующими), второстепенными и акцессорными.

К пороодообразующим минералам относят кварц, полевые шпаты и обломки пород. **Второстепенными минералами** могут быть слюды, обломочный глауконит и др. **Акцессорные минералы**, как правило, представлены ильменитом, магнетитом, цирконом, рутилом, турмалином, дистеном и др.

Таблица 4.2

**Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов
нефти и газа с межзеренной плотностью
(по А. А. Ханину, 1973 г.)**

Класс кол- лек- тора	Порода	Пористость эффек- тивная (полезная емкость), %	Прони- цаемость по газу, $\text{п. } 10^{-12} \text{ м}^2$	Проницае- мость коллектора
I	Песчаник среднезернистый	$\geq 16,5$	≥ 1	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	$\geq 20,0$		
	Алевролит крупнозернистый	$\geq 23,5$		
	Алевролит мелкозернистый	$\geq 29,0$		
II	Песчаник среднезернистый	15,0 – 16,5	0,5–1,0	Высокая
	Песчаник мелкозернистый	18,0 – 20,0		
	Алевролит крупнозернистый	21,5 – 23,5		
	Алевролит мелкозернистый	26,5 – 29,0		
III	Песчаник среднезернистый	11 – 15	0,1–0,5	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	14 – 18		
	Алевролит крупнозернистый	16,8 – 21,5		
	Алевролит мелкозернистый	20,5 – 26,5		
IV	Песчаник среднезернистый	5,8 – 11,0	0,01–0,10	Пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8 – 14		
	Алевролит крупнозернистый	10,0 – 16,8		
	Алевролит мелкозернистый	12,0 – 20,5		
V	Песчаник среднезернистый	0,5 – 5,8	0,001–0,01	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	2 – 8		
	Алевролит крупнозернистый	3,3 – 10,0		
	Алевролит мелкозернистый	3,6 – 12,0		
VI	Песчаник среднезернистый	0,5	$< 0,001$	Обычно не имеет про- мышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	2,0		
	Алевролит крупнозернистый	3,3		
	Алевролит мелкозернистый	3,6		

Цемент песчано-алевритовых пород слагают аутогенные (вторичный кварц, опал, халцедон и др.) и аутогенно-акцессорные (гидроокислы железа, пирит и др.). Цемент этих пород бывает глинистым, карбонатным, кремнистым или полиминеральным (глинисто-карбонатным и т. д.).

Для изучения алеврито-песчаных коллекторов необходимы сведения по таким параметрам, как форма и размеры минеральных зерен, пористость, проницаемость, водонасыщенность, цементация и др. При определении их качества широко используется классификация А. А. Ханина [27] (см. табл. 4.2), в основу которой положены полезная емкость, абсолютная проницаемость и литологический состав пород. Общеизвестны свойства коллекторов, необходимые для оптимального извлечения нефти: более или менее значительные размеры, высокая пористость и минимальная водонасыщенность.

Кроме того, на процесс разработки сильно влияет **неоднородность коллектора**. Как показал Дж. К. М. Тейлор [28], встречаются **три геометрические формы строения коллекторов**, характеризующиеся наличием параллельных, ветвящихся и смешанных проницаемых барьеров соответственно, затрудняющих дренирование заключенных между ними песков и уменьшающих их продуктивность и коэффициент извлечения.

Специфическими методами исследования алеврито-песчаных коллекторов являются:

- гранулометрический;
- минералогический;
- текстурный;
- ГИС.

4.2. КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Коллекторы данного типа, как коллекторы нефти и газа, уверенно конкурируют с терригенными образованиями. По различным данным, от 50 до 60 % современных мировых запасов углеводородов приурочены к карбонатным породам. Среди них выделяются наилучшие по качеству коллекторы — **рифовые сооружения**, с которыми связано почти 40 % запасов нефти и газа. Сейчас добыча нефти из известняков и доломитов составляет около половины мировой, например наиболее крупным в мире считается нефтяное месторождение Гховар в Саудовской Аравии. Следует отме-

титель, что в этом районе сосредоточено наибольшее количество нефти на планете преимущественно в карбонатных породах. Крупнейшее скопление углеводородов в рифовых сооружениях мезозойского возраста открыто в южной части бассейна Мексиканского залива, где получены рекордные дебиты — десятки тыс. т нефти в сутки.

Карбонатные коллекторы весьма разнообразны по минералогическому составу, типу порового пространства, трещиноватости, вмещающим отложениям. Основной особенностью карбонатных коллекторов является сложный характер их емкостей, обусловленный как условиями осадконакопления, так и вторичными преобразованиями. В карбонатных породах отмечаются все виды пустот: первичные (седиментационные и диагенетические) и вторичные (постдиагенетического происхождения).

К карбонатным породам относятся такие породы, в которых карбонатные минералы, кальцит и доломит, составляют 50 % и более. Наиболее характерными из карбонатных пород являются известняки, доломиты, мергели, смешанные известняково-доломитовые образования.

Известняки имеют своей составной частью кальцит и по генетическим признакам разделяются на три типа: биогенные, хемогенные и обломочные.

Биогенно-обломочные известняки характеризуются наличием обломков раковин, что объясняется действием в течение волнений на скелетные части, которые предварительно размельчаются, транспортируются и затем откладываются вместе с известковистым илом. Рифовые постройки также являются разновидностью биогенных известняков, образующихся за счет жизнедеятельности и роста кораллов, мшанок, губок, багряных водорослей и др.

Хемогенные известняки формируются в водной среде, когда кальцит выделяется в твердую фазу при взаимодействии кальция и уголекислоты. При этом в обстановке малой подвижности вод возникает микрозернистый кальцит, а в обстановке подвижной среды — оолитовые хемогенные образования.

Также разделяются и **доломиты**, составной частью которых является минерал доломит. Доломиты имеют различ-

ный генезис, что приводит к возникновению седиментогенных, диагенетических и катагенетических доломитов.

Мергели — осадочные глинисто-карбонатные породы, содержащие 25–50 % глинистого материала и 50–75 % карбонатов — кальция или доломита. Мергели образуются в морях, лагунах при равном поступлении карбонатного и глинистого материала.

Практически все карбонатные породы образуются в водной среде (в морях, океанах). Так, например, биоморфные известняки, сохраняющие хорошую сохранность скелетных организмов, формируются в спокойной морской обстановке на достаточной глубине, за пределами зоны активной аэрации.

Перерывы в осадконакоплении, имеющие региональные значения, играют большую роль при формировании зон высокосмких карбонатных коллекторов. Под поверхностью размывов и несогласий в массивах карбонатных пород часто можно встретить закарстованные зоны, связанные с выветриванием и выщелачиванием. В пределах нефтяных месторождений к этим зонам приурочены высокопродуктивные горизонты.

Таким образом, по сравнению с обломочными породами структура порового пространства карбонатных коллекторов чрезвычайно разнообразна. Ненарушенная матрица имеет характеристики, которые определяются прежде всего первичной структурой, кавернозность же сильно изменяет эти характеристики, а трещиноватость создает как бы две наложенные друг на друга системы пустот. Все это определяет необходимость особой оценочно-генетической классификации карбонатных коллекторов (табл. 4.3. К. И. Багринцева [29]). Определяющим параметром в данной классификации является *проницаемость*, предельные значения которой взяты из результатов анализа коллекторских свойств пород различного генезиса и структурных показателей. Согласно этой классификации, все коллекторы подразделяются на три большие группы (А, Б, В), внутри которых в свою очередь выделяются классы, характеризующиеся разными оценочными параметрами, литологическими и структурными особенностями. Группы А и Б представлены в основном коллекторами

Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов
(по К. И. Багринцевой, 1976)

Группа	Класс	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Открытая пористость, %	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор		Относительная газопроницаемость	Потенциальный коэффициент газонасыщенности	Тип коллектора	Полезная емкость и фильтрационные свойства	Текстурно-структурная характеристика
				нижний предел	верхний предел					
А	I	1.0-0.5	20-35	5	10	1.0-0.9	0.95-0.9	Каверново-поровый и поровый	Высокие	Биоморфные, органо-генно детритовые, комковатые, слабосцементированные (доля цемента до 10 %); рыхлая упаковка фрагментов; поры седиментационные, увеличенные выщелачиванием до каверн
	II	0.5-0.3	16-30	10	20	0.95-0.9	0.95-0.8			
Б	III	0.3-0.1	12-28	12	22	0.95-0.8	0.88-0.78	Поровый и трещинно-поровый	Средние	Органо-генно-детритовые, слабо перекристаллизованные, сцементированные (доля цемента 10-20 %); поры седиментационные и реликтовые
	IV	0.1-0.05	12-25	16	30	0.9-0.65	0.84-0.7			

	V	0.05-0.01	12-25	20	38	0.75-0.5	0.8-0.62			Органогенно-сугликовато-детритовые, плотносцементированные и сильно перекристаллизованные; упаковка фрагментов плотная; пустоты реликтово-седиментационные, выщелачивания, перекристаллизации
В	VI	0.01-0.001	8-20	35	55	0.55-0.3	0.65-0.45	Порово-трещинный и трещинный	Низкие	Пелитоморфно-микрозернистые, сугликовые и сугликовато-детритовые, сильно перекристаллизованные с плохо различимыми форменными элементами; пустоты выщелачивания (единичные), возможно реликтово-седиментационные
	Параметры матрицы									
	VII	0.300-0.001	0.1-0.4	—	—	—	Близок к 1			
	Параметры трещин									
		0.01 и <	2-15	60	100	0.2	0.4 и менее			
	Параметры матрицы									
	0.300-0.001	0.1-4.0	—	—	—	Близок к 1				
	Параметры трещин									

порового и каверново-порового типов; группа В — трещинного и смешанного.

Катагенетические процессы в обстановке низких рН вод и в присутствии химически активных газов (CO_2 , H_2S) сопровождаются растворением и выносом продуктов реакции из карбонатных пород. Наиболее интенсивны такие реакции в поровом пространстве и трещинах, что способствует повышению коллекторских свойств пород. Уплотнение терригенных и карбонатных пород с увеличением глубины залегания сопровождается снижением пластичности, благодаря чему породы становятся хрупкими и при разрядке тектонических напряжений в них развивается трещиноватость. При этом аномально высокие пластовые давления препятствуют уплотнению пород, смыканию трещин и тем самым способствуют сохранению коллекторских свойств. Доломитизация известняков нередко благоприятствует повышению коллекторских свойств пород-коллекторов, так как возрастает их пористость и проницаемость.

Эти катагенетические процессы проявляются в разных геологических регионах на неодинаковых глубинах, что регулируется термобарическими, геохимическими и гидрогеологическими условиями, что необходимо учитывать при общей оценке коллекторских свойств пород, особенно на больших глубинах.

Геотермическая обстановка в недрах также отражается на коллекторских свойствах пород. Высокие температуры интенсифицируют вторичные процессы — минеральное новообразование, растворение под давлением, преобразование органического вещества, что снижает коллекторские свойства пород. В связи с этим более благоприятные условия для сохранения коллекторских свойств, особенно на больших глубинах, в регионах с низким геотермическим градиентом.

ГЛАВА 5

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ ШЕЛЬФОВЫХ ОБЛАСТЕЙ

Континентальные шельфы являются первоочередным объектом для постановки геолого-разведочных работ на нефть и газ. В настоящее время известно более 190 осадочных бассейнов, граничащих с морем и продолжающихся на континентальных шельфах (Моделевский и др., 1983). Поэтому рассмотрение свойств осадочных бассейнов представляется немаловажным и для проблемы нефтегазоности шельфа.

5.1. ПОНЯТИЕ ОБ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНАХ И ВОПРОСЫ ИХ КЛАССИФИКАЦИИ

В нефтяной геологии с конца 40-х–начала 50-х гг. XX-го столетия стало господствовать мнение, что нефтяные и газовые месторождения приурочены к депрессионным зонам осадочной оболочки земной коры — седиментационным бассейнам. Идея “депрессий”, лежащая в основе учения об осадочных бассейнах, впервые была высказана Н. С. Шатским и И. М. Губкиным. Так, еще в 1934 г. И. М. Губкин отмечал, что зоны глубоких депрессий являются тем местом, где осуществляется процесс возникновения диффузно-рассеянной нефти, мигрирующей к периферии впадины, либо к ее внутренним поднятиям. И. О. Брод и Н. А. Еременко (1953 г.) под **нефтегазоносным бассейном** понимали крупную область длительного погружения в современной структуре земной коры, заключающую многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтегазосборные площади. В то же

время А. А. Бакиров [30] подчеркивает, что крупные нефтегазоносные территории могут быть представлены как впадинами, так и сводовыми поднятиями: кроме того, эти территории могут быть приурочены к областям палеовпадин и палеосводов, которые испытали инверсию и в верхнем структурном плане выражены в обратном соотношении.

В “Словаре по геологии нефти и газа” (1988 г.) [31] дается следующее определение нефтегазоносного бассейна (НГБ): **“Под НГБ понимается область устойчивого и длительного тектонического прогибания земной коры, геологическая эволюция которой обеспечивает генерацию углеводородов, их миграцию и аккумуляцию в промышленные скопления, а также их консервацию на длительные отрезки геологического времени”**.

Следует отметить, что для многих месторождений, расположенных внутри современного осадочного бассейна, области генерации углеводородов (УВ) могли в прошлом находиться за его пределами, так же как в настоящем области аккумуляции УВ, генерированных в пределах современного бассейна, могут располагаться на так называемых межбассейновых поднятиях.

Укажем также на различие между терминами **бассейн** и **провинция**. В целом провинция — это более широкий термин, указывающий на общность каких-либо признаков (географическое положение, стратиграфический диапазон, нефтегазоносность и др.). Коренное различие между ними заключается в том, что в первом случае (т. е. при использовании термина *осадочный бассейн*) за основу районирования принято единство условий генерации УВ, а во втором — единство условий аккумуляции (распространение скоплений) нефти и газа.

Возникновение осадочных бассейнов связано с **тектогенезом мантии**, заключающимся в пульсационном тепло-массопереносе с преобладанием восходящей составляющей (мантийный диапиризм), который обуславливает и горизонтальные напряжения в мантии, в результате чего могут возникать зоны разрыва земной коры и литосферы шириной до первых сотен километров. Таким образом, мантийный диапиризм обуславливает **деструкцию континентальной**

литосферы, одной из форм отражения которой в верхней части земной коры является **рифтогенез**. Деструкция проявляется в растяжении и разрыве литосферы с последующим раздвигом литосферных плит и формированием между ними коры океанического типа (офиолитовых и турбидитных серий). Этот процесс сопровождается **прогибанием** земной поверхности, дающим начало **формированию** различного типа **осадочных бассейнов**. **Конструктивная стадия** связана со сменой растяжения литосферы, свойственной деструктивной стадии, деформациями сжатия вплоть до образования чешуйчатых покровных структур.

С позиции современной органической теории нефтегазообразования, нефтеобразование представляет собой историческое явление, зависящее не только от количества и качества органического вещества в нефтематеринских породах, но и от динамики их погружения и интенсивности прогрева. Наиболее **богатыми углеводородами оказываются осадочные бассейны, образованные под воздействием деструктивных процессов**.

Анализ строения современных рифтовых, и особенно палеорифтовых, систем показывает, что область прогибания, обусловленная деструкцией рифтогенеза, на порядок больше по сравнению с поперечными размерами самих рифтовых зон. Продолжительность направленных нисходящих движений (главный фактор формирования крупных осадочных бассейнов) остается в зонах прогибания такого генезиса достаточно длительно (200–250 млн лет).

Главные массы осадочных пород с высокой концентрацией органического вещества формируются после затухания процесса активного рифтогенеза на этапе унаследованного прогибания рифтогенной области. Высоким остается в таких бассейнах и тепловой поток, который поддерживается большой теплопроводностью самих рифтовых расщелин. Они на всю мощность консолидированной коры заполнены породами основного и ультраосновного состава, которые по сравнению с породами соседних блоков отличаются большой теплопроводностью. По ним в течение длительного времени (геологические периоды, эры) в осадочную оболочку поступало избыточное **эндогенное тепло** — один из главных

факторов ускорения эмиграции углеводородов из осадков. Анализ геологических и геофизических материалов по современным рифтовым зонам показывает, что рифтовые зоны характеризуются однотипными устойчивыми геологическими глубинными геоморфологическими и геофизическими признаками, которые позволяют однозначно выделять их в основании осадочных бассейнов, перекрытых платформенными чехлами. В общем под **рифтом** понимают крупный линейный (до 1000 км и более) грабен, ограниченный сбросами, который образовался в результате регионального процесса, связанного с крупным или глобальным растяжением и раздвигом по оси растяжения.

Для северной части Западно-Сибирской плиты на основании сейсмических данных, глубокого бурения и геолого-геофизического моделирования построена модель литосферы, где нашли отражение связи между размерами рифтовой зоны, площадью прогиба и мощностью осадочного чехла (рис. 5.1) [32].

Начиная с позднего протерозоя на территории Сибири проявились два полных **тектоно-магматических** мегацикла и первая деструктивная стадия третьего мегацикла. В результате сформировались **мегакомплексы**:

- рифейский;
- венд-палеозойский;
- мезокайнозойский.

В каждом из них, кроме геосинклинально-складчатых, выделяются неметаморфизованные осадочные комплексы, отвечающие деструктивному и конструктивному этапам и представляющие интерес как источники углеводородного сырья.

В **рифейский** тектоно-магматический цикл деструктивными процессами были охвачены как сохранившиеся поныне древние платформы, так и консолидированные области между ними. При этом в структуре земной коры в составе рифейского мегакомплекса сохранились два типа осадочных бассейнов, расположенных на древних платформах: окраинно-кратонные, сопряженные с рифейскими геосинклинальными системами, и рифтогенные внутрикратонные осадочные бассейны. На Сибирской платформе в рифейских оса-

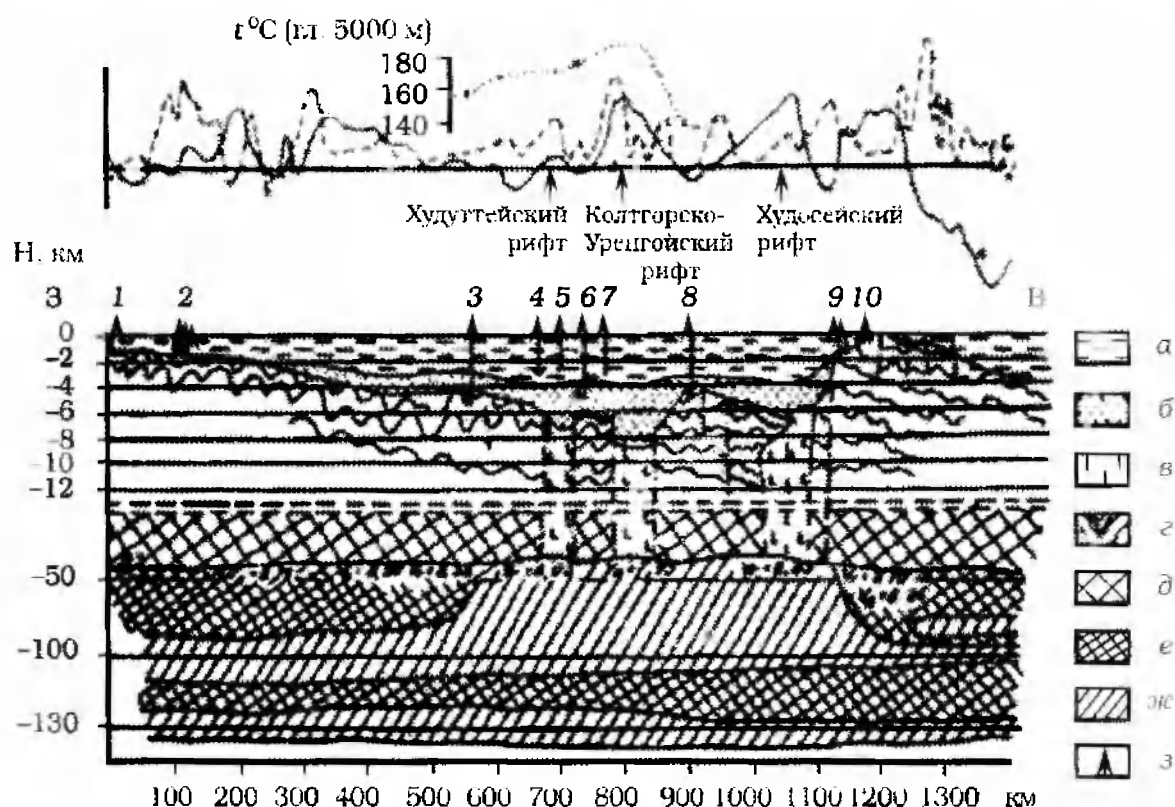


Рис. 5.1. Модель литосферы Западно-Сибирской плиты по профилю ГСЗ Березово-Усть-Мая (сейсмические данные по верхней мантии А. В. Егоркина, С. К. Зюганова, Н. М. Чернышева): а — юрско-кайнозойские отложения (верхнеплитный комплекс); б — триас-нижне- и среднелюрские отложения (нижнеплитный комплекс); в — рифтовый базитовый комплекс; г — геосинклинально-складчатые комплексы консолидированной коры; д — базальтовый слой; е — верхняя мантия; ж — разуплотненная верхняя мантия; з — разведочные площади: 1 — Алтатумская; 2 — Ванзеватская; 3 — Надымская; 4 — Ямсовейская; 5 — Юбилейная; 6 — Уренгойская; 7 — Восточно-Уренгойская; 8 — Южно-Русская; 9 — Ермаковская; 10 — Игарская

дочных бассейнах уже открыты крупные залежи нефти и газа. Несомненно, перспективны на нефть и газ рифейские бассейны других древних платформ, например Русской.

Осадочные бассейны **венд-раннепалеозойского** цикла, являющиеся унаследованными от рифейского деструктивного этапа, развиты на древних платформах. Они характеризуются значительными размерами, большой мощностью осадков, формировавшихся в режиме повышенного теплового потока и устойчивого длительного прогибания.

Нефтегазоносность такого типа бассейнов доказана на примере Сибирской, Северо-Американской и других платформ.

В **средне- и позднепалеозойский** цикл также формировались осадочные бассейны, что по времени совпало с периодом начала общей кратонизации Арктико-Северо-Атлантического сегмента Земли. В **среднем палеозое** на участках древних платформ, непосредственно прилегающих к зонам деструкции земной коры — Уральской, Аппалачской геосинклиналям, формируются крупнейшие осадочные бассейны с благоприятными тектоническими, фациальными и термическими условиями для образования в них крупнейших месторождений нефти и газа. К таким бассейнам относятся Прикаспийская впадина, **девонско-каменноугольные бассейны восточной окраины Русской платформы** и др. Позднепалеозойский этап знаменуется завершением конструктивной стадии и общей кратонизацией коры Арктико-Северо-Атлантического сегмента. Осадочные бассейны этого этапа оказались малоперспективными на углеводороды.

В конце палеозоя в пределах Арктико-Северо-Атлантического сегмента была сформирована новая кора континентального типа. Начавшийся в конце палеозоя в северном сегменте Земли новый импульс теплового воздействия мантии вызвал деструкцию земной коры в особо широких масштабах, которая обусловила образование в **раннем мезозое** большого числа систем деструктивного типа, в том числе в центральных зонах современных Атлантического и Арктического океанов. В **кайнозойскую эру** благодаря дальнейшему воздействию мантии в этих центральных зонах произошел раздвиг литосферных плит, образование океанических рифтовых поясов, а затем формирование океанических впадин.

В мезозое и кайнозое, таким образом, в результате проявления деструктивного процесса была образована Арктико-Северо-Атлантическая рифтовая мегасистема (рис. 5.2) [32]. Все состав входит большое количество континентальных рифтовых систем раннемезозойского возраста, давших начало формированию мезозойско-кайнозойских осадочных бассейнов. Порожденный раннемезозойской деструкцией процесс прогибания крупных зон земной коры в Арктико-Северо-Ат-

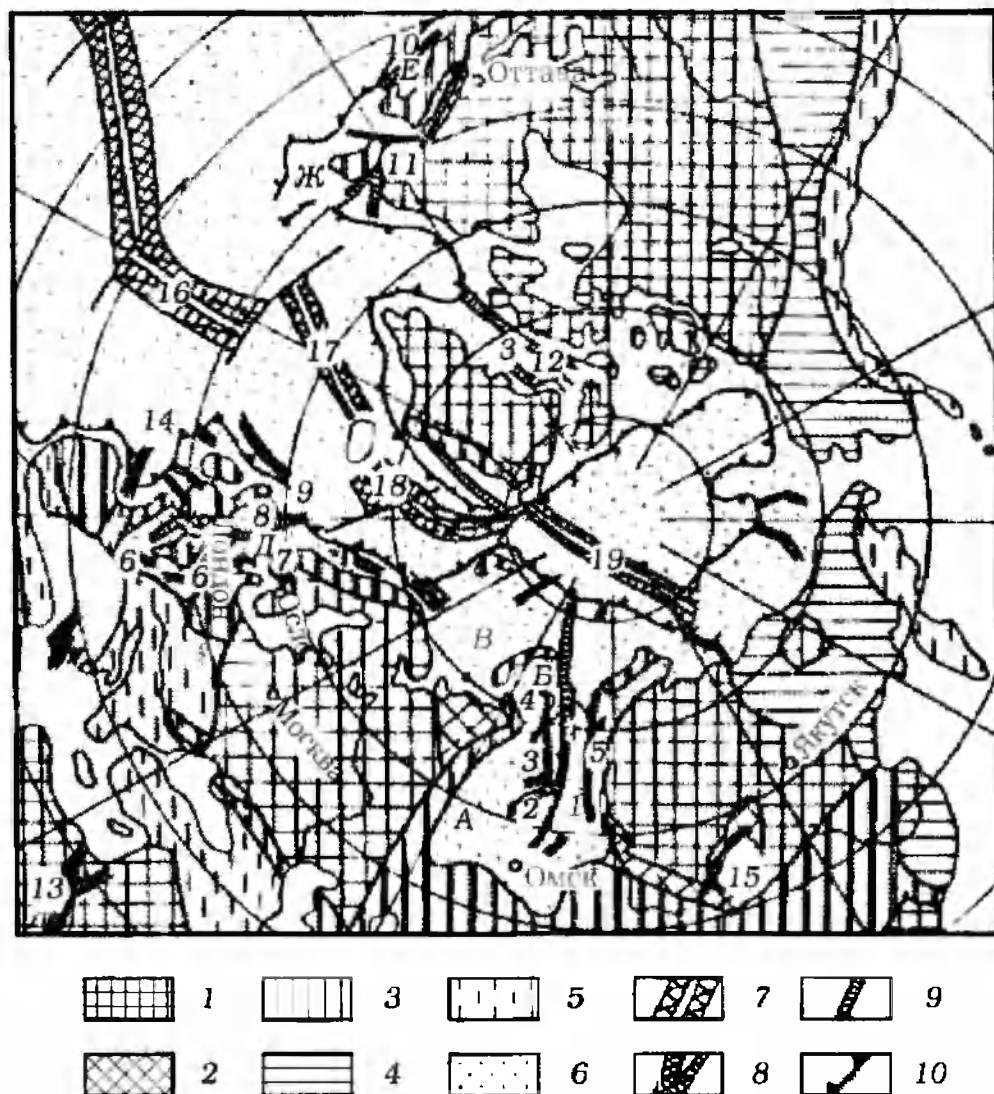


Рис. 5.2. Схема структуры Арктико-Северо-Атлантической рифтовой мегасистемы (по В. С. Суркову и др. [32]):

области складчатости: 1 — докарельской и карельской; 2 — байкальской (рифейской); 3 — палеозойской; 4 — мезозойской; 5 — кайнозойской; 6 — мезозойско кайнозойский осадочные бассейны (А — Западно-Сибирский; Б — Карский; В — Баренцевоморский; Г — Норвежский; Д — Североморский; Е — Хаттерас; Ж — Ньюфаундлендский; З — Баффиноморский); 7 — Срединноокеанические хребты; 8 — современные рифты; 9 — палеорифты; 10 — тектонический уступ континентального склона; рифты: 1 — Колтогорско-Уренгойский; 2 — Аганский; 3 — Худуттейский; 4 — Ямальский; 5 — Худосейский; 6 — Рено-Рейнский; 7 — Осло; 8 — Центральный; 9 — Викинг; 10 — Флоридский; 11 — Св. Лаврентия; 12 — пролива Девиса и моря Баффина; 13 — Красноморский; 14 — Бискайский; срединно-океанические хребты: 16 — Иронделия; 17 — Рейкьянес; 18 — Мона; 19 — Гаккеля

лантическом сегменте Земли, несмотря на отмирание периферийных триасовых рифтовых систем, продолжал прогрессировать под воздействием нисходящих унаследованных движений в течение мезозоя и кайнозоя, что привело к образованию осадочных мегабассейнов, характеризующихся большой мощностью осадочных образований и с большими запасами углеводородов. Здесь выделяются внутриконтинентальные осадочные бассейны (Западно-Сибирский, Парижский, Святого Лаврентия), бассейны окраинных морей (Северное, Норвежское, Баренцево, Карское, Баффина и др.), а также бассейны в пределах пассивных окраин континентов.

В континентальной коре Западно-Сибирской плиты, однако, развилась и **палеорифтовая система** триасового возраста, которая состоит из рифтовых зон, представленных грабен-рифтами и межрифтовыми поднятиями (рис. 5.3) [32]. Эта система была сформирована в раннем триасе. Время формирования ее устанавливается достаточно точно, так как она рассекает структурно-формационные зоны фундамента позднегерцинского возраста и перекрывается отложениями нижней и средней юры. Сформированные здесь рифтогенезом грабен-рифты и межрифтовые поднятия продолжали унаследованно развиваться также в мезозое и кайнозое. Как наиболее молодые структурные элементы фундамента они оказали определяющее влияние на формирование структур в платформенном чехле. Так, над грабен-рифтами, благодаря их унаследованному прогибанию в мезозойско-кайнозойском чехле, были сформированы зоны мегажелобов и желобов. Например, в пределах бассейна Северного моря сформировался ряд желобов (Викинг, Центральный и др.). Над межрифтовыми региональными зонами поднятий были сформированы крупные сводовые поднятия.

Следует отметить, что в строении мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты, бассейна Северного моря и др. выделяются **два структурных этажа**: нижне- и верхнеплитный.

Нижнеплитный комплекс охватывает континентальные, переходные и морские верхнетриасовые и нижне- и среднеюрские отложения.

Верхнеплитный комплекс представлен морскими

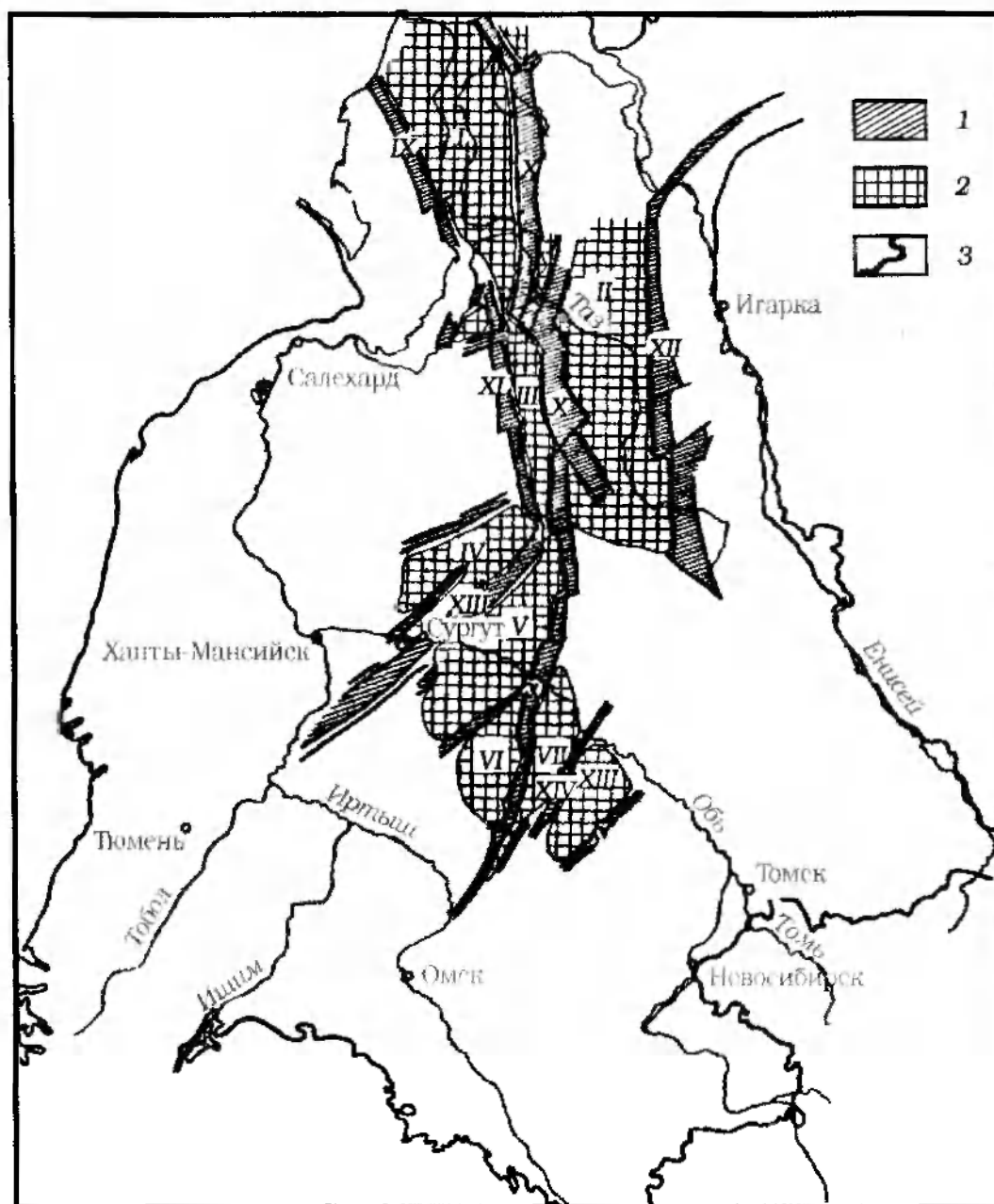


Рис. 5.3. Схема триасовой рифтовой системы Западно-Сибирской плиты [32]:

1 — триасовые грабен-рифты; 2 — межрифтовые поднятия; 3 — граница распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла; структуры рифтовой системы: межрифтовые поднятия: I — Северо-Ямальское; II — Красноселькупское; III — Уренгойское; IV — Сургутское; V — Нижневартовское; VI — Каймысовское; VII — Александрово-Васюганское; VIII — Сенькино-Пудинское; грабен-рифты: IX — Ямальский; X — Колтогорско-Уренгойский; XI — Худуттейский; XII — Худосейский; XIII — Аганский; XIV — Усть-Тымский; XV — Узунский

отложениями верхней юры, прибрежно-морскими и континентальными отложениями мела и палеогена.

Таким образом, высокая остаточная активность рифтовых зон, большие мощности и площади распространения отложений плитного комплекса, динамизм устойчивого погружения на протяжении мезозоя и кайнозоя, режим повышенного теплового потока, наряду с высокой концентрацией органического вещества в осадках, предопределили высокие перспективы этого класса осадочных бассейнов на углеводородное сырье. Особенно следует подчеркнуть, что мезозойско-кайнозойский этап на рассматриваемой территории представляет собой деструктивную стадию нового незавершенного мегацикла. С ним связано формирование крупнейших осадочных бассейнов, возникающих не только над рифтовыми зонами по окраинам континентов, но и в пределах пассивных окраин континентов, где также развиты рифтовые системы.

Таким образом, на континентальном шельфе Мирового океана выделяют **четыре класса нефтегазоносных бассейнов**:

- нефтегазоносные бассейны рифтовых зон раздвижения;
- сдвиговые (трансформенные) нефтегазоносные бассейны;
- субдукционные нефтегазоносные бассейны;
- нефтегазоносные бассейны океанических впадин.

Кроме бассейнов, возникших над линейными рифтовыми зонами, выделяется ряд бассейнов *субизометричной* формы. Это осадочные бассейны Средиземноморья (Тирренский, Эгейский), Черного и Каспийского морей, которые возникли под воздействием деструктивных процессов и характеризуются высокими перспективами на углеводородное сырье.

Классификация нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ территорий является важным методом выявления закономерностей распределения скоплений нефти и газа в земной коре. В связи с этим рассмотрим основные классификации осадочных бассейнов, принятых в практике геолого-разведочных работ на нефть и газ. При этом наиболее сопоставимыми элементами большинства классификаций осадочных нефтегазоносных бассейнов оказыва-

ются структурно-тектонические элементы, хотя иногда используются и другие принципы: геоморфологический, гидрогеологический, нефтегенетический, фазового состояния углеводородов и др.

Тем не менее, именно **тектоника** определяет форму и размеры осадочного бассейна, скорости опускания и осадконакопления, объем и мощность его осадочного выполнения, наличие региональных перерывов и несогласий, расположение и характер структурно-фациальных зон, степень нарушенности осадочного чехла и типы структурных осложнений, термобарические условия недр и др.

Более того, климатические условия, колебания уровня моря, характер океанических течений и химический состав вод, вещественный состав материала, заполняющего бассейн, биопродуктивность и, как следствие, количество, качество и условия захоронения ОВ — все это в определенной мере также является функцией геотектоники.

Таким образом, тектоника, т. е. тектонический режим и тектонический тип осадочного бассейна, в конечном счете предопределяет **развитие в разрезе и по площади**:

- нефтематеринских пород, способных реализовать свой потенциал;
- путей миграции углеводородов;
- коллекторов;
- покрышек и ловушек.

иными словами, все те факторы, которые при благоприятном их сочетании во времени и пространстве обеспечивают необходимые условия для генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов.

С начала 70-х годов XX-го столетия получили распространение **две ветви классификации осадочных нефтегазоносных бассейнов**: историко-тектонической и историко-нефтегеологической [33].

Появление **историко-нефтегеологических классификаций** связано с большими успехами в области органической (осадочно-миграционной) теории происхождения УВ. Они отражают современное эволюционно-генетическое направление учения о нефти и газе, устанавливающее связь между факторами, контролирующими процессы нефтегазо-

образования и нефтегазонакопления, и историей геологического развития осадочного бассейна (Б. А. Соколов [34]).

С другой стороны, **историко-тектонические классификации**, создание которых стало возможным благодаря достижениям в освоении нефтегазового потенциала акваторий и развития теории тектоники плит, отражают эволюционно-генетическое направление в учении о самих осадочных бассейнах, устанавливающее связь истории формирования осадочных бассейнов с этапами эволюции литосферы.

Появление после 1970 г. большого числа классификаций нефтегазоносных осадочных бассейнов по геотектоническому принципу было вызвано получением новой информации по **акваториям**. Интенсивное расширение работ на акваториях нефтегазопроисловых работ, ставшее возможным благодаря большим успехам геофизики и морского бурения, привело к открытию в их пределах не только многочисленных месторождений, но и новых нефтегазоносных областей и бассейнов. Многие осадочные бассейны (например, у берегов Бразилии, Ганы, Либерии, ЮАР, Шотландии, Индии, Австралии) были выявлены в пределах подводных окраин континентов, прилегающих к участкам суши с почти полным отсутствием осадочного чехла. Было установлено, что в осадочных бассейнах, расположенных пространственно как на суше, так и на акватории при переходе от суши к морю появляются:

- отчетливые изменения в фациальном составе;
- мощности в возрасте осадочного выполнения;
- иными становятся геотермические градиенты;
- новые типы структур;
- изменение вертикальной зональности в размещении

нефтяных и газовых месторождений.

Анализ материалов по осадочным бассейнам **современных подводных континентальных окраин** показал, что большинство этих бассейнов (включая прилегающие участки побережья) так или иначе связано в своем геологическом развитии с новым геотектоническим этапом эволюции литосферы Земли, начавшимся в основном в раннем мезозое, а именно с расколом Пангеи и формированием новых океанических впадин на значительной площади земного шара. Скорость и характер осадконакопления, последовательность

отложения различных формаций, тектонический стиль, геотермические градиенты и др. во многом определяются положением бассейнов осадконакопления относительно **границ литосферных плит**, а также **типом** этих **границ**:

— дивергентных (сопряжение двух плит с перемещением тангенциальных движений от центра к периферии);

— конвергентных (сопряжение двух плит с перемещением тангенциальных движений от периферии к центру);

— трансформных (по которым происходят взаимные сдвиговые смещения литосферных плит или их участков).

Сформировалось представление о том, что образование многих крупных осадочных бассейнов современных континентов также было связано с формированием новых дивергентных границ плит в геологическом прошлом и с последующей эволюцией литосферы в переходных зонах континент—океан.

Действительно, современные бассейны осадконакопления в пределах акваторий можно рассматривать как еще не завершившие свое развитие: в них происходят интенсивные процессы седиментации, накопления и захоронения органического вещества на фоне прогибания и тектонических подвижек.

Бассейны же континентов представляют собой зрелые образования, иногда завершившие свое развитие очень давно (например, внутриконтинентальные бассейны, выполненные палеозойскими отложениями) или находящиеся на заключительной стадии своей эволюции (например, некоторые предгорные и межгорные прогибы альпийской складчатой системы).

К настоящему времени сложилось такое положение, что плитно-тектонические принципы используются в первую очередь при классификации бассейнов акваторий, тогда как в отношении бассейнов на континентах все еще в большей мере сохраняются прежние тектонические представления и терминология.

Близким подходом к классификации осадочных нефтегазоносных бассейнов как территорий на суше, так и акваторий характеризовались классификации осадочных бассейнов, предложенные Б. А. Соколовым с соавт. (1973, 1977 гг.).

В качестве **основы** классификации этими исследователями было принято геотектоническое положение бассейнов относительно платформенных, складчатых и океанических областей. Первоначально было выделено **шесть типов бассейнов**:

1) **внутриплатформенные**, приуроченные к областям прогибания в теле платформ;

2) **эпиплатформенно-орогенные** (внутри активизированных платформ);

3) **складчато-платформенные** (на стыке платформ и складчатых геосинклинальных сооружений);

4) **внутрискладчатые** (в складчатых орогенных поясах);

5) **перикокеанические** (внутри и по периферии островных дуг, в том числе окраинные моря);

6) **периконтинентальные** (на стыке подводной окраины континента и океанической структуры).

Если 1, 2, 3, 4 типы бассейнов относятся к платформенным, предгорным и межгорным бассейнам континентов, то 5 и 6 типы являются специфическими бассейнами акваторий.

В дальнейшем Д. В. Несмеянов и Б. А. Соколов (1976, 1978 [35, 36]) подразделили периконтинентальные бассейны на **периконтинентально-платформенные** и **периконтинентально-складчатые** (в краевых, преимущественно подводных частях материков, имеющих платформенный и складчатый характер соответственно), а также выделили новый **внутриокеанический тип** осадочных бассейнов в области погружения субконтинентальных блоков земной коры в пределах океанического ложа.

Н. А. Еременко с соавт. (1980) предложили генетическую классификацию (табл. 5.1). В этой классификации **под древними пассивными окраинами** понимаются **склоны платформ, обращенные к миогеосинклинальным зонам**, а **под древними активными окраинами** — **склоны платформ, обращенные к эвгеосинклинальным зонам**, а также **склоны платформ и срединные массивы в зоне перехода к коре субокеанического типа окраинных и внутренних морей соответственно**. Под **орогенными впадинами** подразумеваются **впадины активизированных платформ**.

Таблица 5.1

**Генетическая классификация осадочных
и осадочно-породных бассейнов**
(Н. А. Еременко и др., 1980 г.)

Категория	Тип	Подтип
Океаническая	Внутриокеанических плит Внутренних и окраинных морей с океанической ко- рой Внутренних плато	
Транзитальная (со- временных и древ- них океанических- впадин)	Современных активных океанических окраин Древних активных океани- ческих окраин Древних пассивных океа- нических окраин Современных пассивных океанических окраин	Орогенных впадин внутренних морей с субокеанической корой Перикратонных впадин (в том чис- ле окраинных мо- рей с субокеани- ческой корой)
Внутриконтинен- тальная	Орогенных впадин Внутриплатформенных си- неклиз	В складчатых обла- стях; В областях эпи- платформенного орогенеза

В классификациях К. Хаффа (1978) [37] и П. Вуда (1979) [38] выделены три главные группы бассейнов, а также бассейны, связанные со сбросо-сдвигами и с дельтами (табл. 5.2).

В классификации К. Буа, П. Буша и Р. Пелс (1982 г.) [39], с одной стороны, выделены определенные тектонические

Таблица 5.2

Классификация осадочных нефтегазоносных бассейнов
(по П. Вуду и К. Хаффу)

П. Вуд (1979 г.)	К. Хафф (1978 г.)
1. Бассейны дивергентного типа: А. Начального раздвига или рифта В. Завершенного раздвига С. Дельт и конусов выноса	1. Бассейны в регионах расхождения плит: а) рифтов и грабенов; б) дивергентных континентальных окраин (включая трансформные) с) дельт и конусов выноса
2. Бассейны конвергентного типа: А. Преддуговые В. Тыловых впадин С. Латеральных сдвигов	2. Бассейны в регионах схождения плит: а) передовых впадин островных дуг; б) тыловых впадин островных дуг; с) сбросо-сдвигов (включая трансформные разломы)
3. Внутрикратонные бассейны А. Простые блюдцеобразные В. Сложные асимметричные предгорные	3. Бассейны в пределах континентальных плит (внутренние бассейны континентальных плит): а) кратонных прогибов; б) краевых прогибов

типы бассейнов (рис. 5.4). с другой стороны. в случае наложения разнотипных осадочных бассейнов или различной степени деформации отложений. единый осадочный бассейн разделен на части. различающиеся условиями нефтегазоносности (табл. 5.3).

Представляет интерес проведенный этими исследователями анализ распределения мировых запасов углеводородов по типам бассейнов и возрастным интервалам. который показал, что в палеозойских отложениях основные запасы связаны с бассейнами первой категории. в кайнозойских — второй. а в мезозойских — обеих категорий. Особенно высокие концентрации запасов, связанных с бассейнами первой категории, установлены в отложениях **мела, юры и девона**. что, возможно, было обусловлено глобальными трансгресси-

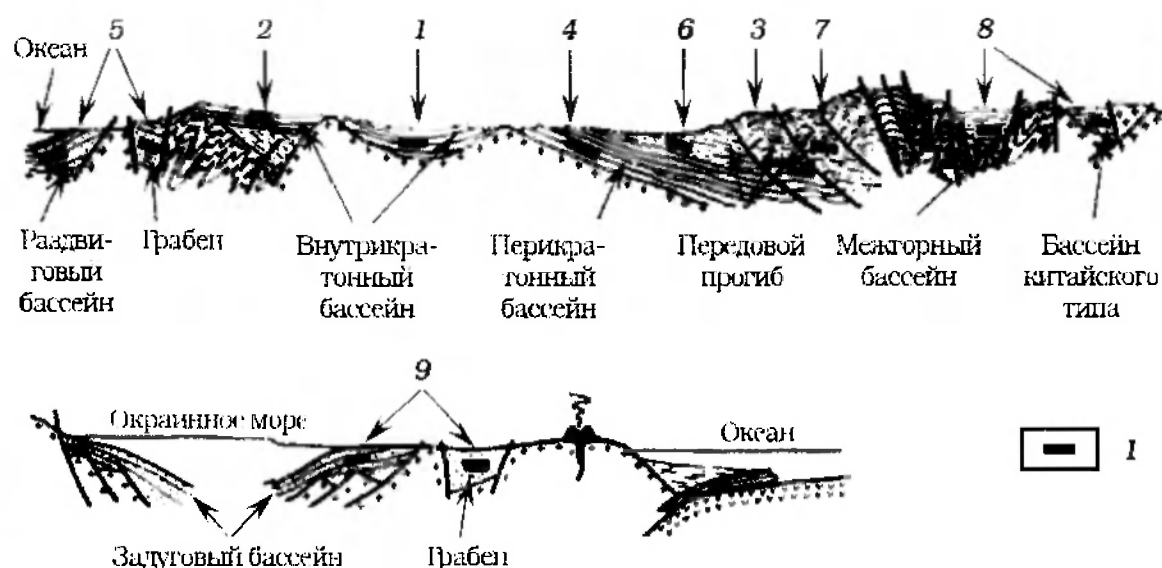


Рис. 5.4. Геотектоническая классификация областей с различными условиями размещения нефтяных и газовых месторождений (по К. Буа и др., 1982):
I — нефтегазоносность

ями и высокой органической продуктивностью в обстановке теплою климата и ограниченной циркуляции вод. Концентрации запасов в отложениях **неогена** и **верхнего карбона** (Пенсильвания) объясняются развитием в это время бассейнов второй категории с быстрым осадконакоплением, способствовавшим генерации и сохранению углеводородов.

Кроме того, сделан важный вывод о том, что концентрация 73 % мировых запасов нефти и 61 % газа в пределах или вблизи окраин субширотного океана Мезогей (Тетиса), разделявшего Гондвану и Лавразию, начиная с девона, является результатом **многофазного** развития осадочных бассейнов на протяжении длительной истории раскрытия и закрытия этого океана.

В новом варианте классификации осадочных бассейнов, разработанном Б. А. Соколовым (1980) [34], учитывается не только тектоническое положение, но и уровень развития бассейнов, что позволяет установить генетические ряды бассейнов (табл. 5.4). Здесь установлены **два генетических ряда** — для платформенного и геосинклинально-складчатого типов бассейнов.

Таблица 5.3

**Геотектоническая классификация областей
с различными условиями размещения
нефтяных и газовых месторождений (К. Буа и др., 1982 г.)**

Геотектоническое положение	Класс	Примеры
Платформенные, или кратонные, бассейны (скорость накопления до 25 м/млн лет)		
Вне связи с мобильными поясами	1. Интрукратонные бассейны, перекрывающие кристаллический фундамент	Мичиганский бассейн, Северная Сахара, Аравийская платформа
	2. Внутрукратонные бассейны, перекрывающие предшествующий бассейн другой категории	Северо-Германский бассейн
В связи с мобильными поясами	3. Перикратонные бассейны, перекрытые складчатыми отложениями передового прогиба	Мезозой
	4. Перикратонные бассейны, перекрытые нескладчатыми отложениями и эоцен передового прогиба или ассоциированного грабена	Палеозой Альберты, мел и эоцен Маракаибского бассейна
Быстро прогибающиеся бассейны (скорость осадконакопления до 100 м/млн лет)		
Пассивные окраины плит	5. Раздвиговые бассейны или ассоциированные грабены	Нигерия, Габон, Суэцкий залив, бассейн Сирт
Зоны конвергенции плит	6. Нескладчатый передовой прогиб плит или ассоциированный грабен, наложенный на перикратонный бассейн	Район Офисины в Вост. Венесуэле, бассейн Аркома
	7. Складчатый передовой прогиб	Румынская часть Предкарпатского прогиба
	8. Межгорный бассейн, или бассейн китайского типа	Венский, Паннонский, Калифорнийский, Цайдамский
	9. Задуговый бассейн, или ассоциированный грабен	Бассейны Северо-Западного Борнео, Суматры

Таблица 5.4

Классификация осадочных нефтегазовых бассейнов

(по Б. А. Соколову [34])

Тип	Подтип	Класс	Примеры бассейнов
Платформенный	Внутриплатформенный	Рифтовый Синеклизный	Суэцкий, Рейнский Североморский, Западно-Сибирский, Мичиганский
		Платформенно-орогенный: — с односторонним обрамлением — с многосторонним обрамлением	Южно-Мангышакский, Денвер Скалистых гор, Ферганский
	Окраинно-платформенный	Окраинно-рифтовый Перикратонный	Камбейский, Св. Лаврентия Ливийский Северо-Черноморский Атлантического побережья Африки и Южной Америки
Геосинклинально-складчатый		Складчато-платформенный Наложенно-синеклизный	Волго-Уральский, Персидского залива Северо-Каспийский, Иркутский
	Геосинклинальный	Периоканнический: — фронтально-дуговой — внутридуговой — тылодуговой	Тонга, Барбадос, Вогелкоп, Сулавеси
	Орогенный	Внутрискладчатый Межгорный Наложенно-рифтовый	Северо-Сахалинский, Андаманский, Свердруп Южно-Каспийский, Сент-Элиас Паннонский, Гуаякильский Венский Лос-Анджелес, Грейт-Велли
Океанский	Микрократонный	Внутриблоковый Межблоковый	Брокен, Хаттон-Роккол Роколл

Платформенные бассейны проходят три стадии развития:

- рифтовую;
- синеклизную;
- платформенно-орогенную.

В развитии **геосинклинально-складчатых бассейнов** выделены четыре стадии:

- раннегеосинклинальная;
- позднегеосинклинальная;
- орогенная;
- эпиорогенная.

На *первой стадии* формируются бассейны периксанического класса (островодужные), на *второй* — внутрискладчатые, на *третьей* — межгорные (в связи с грабен-синклинориями или на срединных массивах) и периконтинентально-складчатые, на *четвертой* — наложенные рифтовые бассейны.

Б. А. Соколовым [34] осадочные бассейны подразделены по уровню развития (т. е. уже с нефтегенетических позиций) на три типа: раннего, зрелого и позднего редуцированного развития.

Таким образом, историко-тектонический тип осадочного бассейна и уровень его развития, рассматриваемые совместно, определяют проявления в нем факторов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Анализ показывает, что, несмотря на различия подхода, критериев, положенных в основу группировки бассейнов, и разнообразие применяемой терминологии, конечными элементами большинства классификаций являются следующие типы бассейнов:

- *внутрикратонные* (простые и сложные);
- *рифтовые* различного типа;
- *пассивных континентальных окраин*;
- *активных окраин и островных дуг*;
- *предгорные* (передовые прогибы);
- *межгорные бассейны* различного характера.

Формирование и развитие осадочных бассейнов является неотъемлемой частью общей глобальной эволюции литосферы. Только в рамках такой глобальной эволюции можно

понять условия возникновения и характер дальнейших преобразований осадочного бассейна на различных этапах геологической истории, результатом которых оказывается **современный нефтегазоносный осадочный бассейн**. При этом наилучшей основой для геодинамической интерпретации осадочных бассейнов является мобилистская концепция тектоники литосферных плит. На базе этой концепции Е. В. Кучерук, Е. Р. Алиева и С. А. Ушаков (1983 г.) предложили общую схему формирования основных типов осадочных бассейнов в закономерной связи с определенными стадиями эволюции литосферы (табл. 5.5).

Каждой стадии эволюции литосферы отвечают вполне определенные тектонические типы осадочных бассейнов, формирование которых определяется господствующим на данном этапе геотектоническим (растяжение, сжатие, “пассивное” опускание) и термическим режимами. Это, в свою очередь, обуславливает характерные для данного типа бассейнов — тип коры, скорости опускания и осадконакопления, литолого-фациальный характер и мощности осадочного выполнения, геотермические градиенты, характер деформаций и тип ловушек, условия накопления, захоронения и преобразования ОВ, типы нефтегазоматеринских пород, коллекторов и покрышек, масштабы генерации и пути миграции углеводородов, размещение и характер региональных зон нефтегазонакопления.

Большинство существующих осадочных нефтегазоносных бассейнов прошло несколько стадий развития. Обычно при переходе от одной стадии к другой на месте прежнего осадочного бассейна возникает новый — иного тектонического типа, со своими особенностями структуры, термобарическими условиями и др. Вертикальное наложение и/или латеральное сопряжение осадочных бассейнов (или их частей), отвечающих последовательным стадиям эволюции, приводят к формированию результирующего осадочного бассейна со все сложным геологическим строением. В разрезе таких бассейнов реликты разнообразных предшествующих стадий образуют самостоятельные структурные этажи; кроме того, они могут участвовать в строении фундамента бассейна или в его обрамлении.

Эволюция литосферы и основные типы осадочных бассейнов
(Е. В. Кучерук, Е. Р. Алиева, 1983 г.)

Геодинамические процессы и последовательные стадии эволюции литосферы	Типы осадочных бассейнов	Примеры нефтегазоносных и, возможно, нефтегазоносных осадочных бассейнов
Начало раскола континента (рифтовая стадия)	Рифтовые внутриконтинентальные: — эпиплатформенные — эпискладчатые	Рейнский, Вайкинг (юра, мел) Лос-Анджелес, Рио-Гранде
Завершение раскола континента (стадия молодого океана)	Рифтовые межконтинентальные	Красноморский
Разрастание океана	Внутриконтинентальные (надрифтовые) прогибы и синеклизы	Припятско-Днепровско-Донецкий Западно-Сибирский
Пассивная стадия континента и переходной зоны континент-океан (остывание и погружение)	Пассивной окраины континента (эпирифтовые): — периконтинентальные — рифтовые — периконтинентально-океанические (в том числе дельтовые)	Реконкаво Лабрадорский, Кванза-Камерунский, Нижненигерский
	Внутриокеанические (на фрагментах континентальной коры и на океанической коре)	Роколл, Брокен, плато Натуралиста, Аргентинская котловина

Сокращение площади океанической впадины в процессе субдукции. Стадия активных окраин континентов и островных дуг окраинных морей (предорогенная-раннеорогенная)	Субдукционные (активной окраины континента и островных дуг): — преддуговые (внутренние, остаточные, аккреционные, деструкционные, комплексные) — задуговые областей растяжения (рифтовых впадин, окраинных морей) — задуговые областей сжатия (складчато-надвиговые) Окраино континентальные (перикратонных опусканий)	Залива Кука, Гуаякиль-Прогрессо, Ментавай, Алеутский Центрально-Суматринский, Вогелкоп, Палаванский, Валенсийский Верхне-Амазонский Ливийско-Египетский
Закрытие окраинного моря или океана, столкновение плит (типа континент-дуга или континент-континент)	Орогенных шовных зон континентов: — предгорные	Западно-Канадский, Месопотамский
Орогенная стадия	Межгорные: — пограничные (на границе разновозрастных складчатых горных сооружений) — грабены и грабен-синклинории: — наложенные — унаследованные — на "срединных массивах" окраинных и внутренних морей (эпискладчатые или реликтовые)	Ирравадийский Венский Сан-Хоакин Паннонский, Свердруп, Южно-Каспийский, Черноморский

Окончание табл. 5.5

Геодинамические процессы и последовательные стадии эволюции литосферы	Типы осадочных бассейнов	Примеры нефтегазоносных и, возможно, нефтегазоносных осадочных бассейнов
Активизация тектонических движений внутри и на окраине кратона, в том числе в связи с процессами сжатия на границах плит (стадия эпиплатформенного орогенеза)	Межгорные и предгорные эпиплатформенные орогенов: — инверсированных авлакогенов — активизированных платформ и древних складчатых областей	Вичита-Анадарко-Ардмор Уинд-Ривер, Бигхорн, Афган-Таджикский
Затухание тектонических движений, нивелировка рельефа (синеклизная стадия)	Сложнопостроенные внутри- и окраинно континентальные мегабассейны	Большой Аргезианский, Центрально-Европейский, Прикаспийский

Бассейны наиболее сложного строения и длительной эволюции оказываются наиболее высокопродуктивными в отношении углеводородов (УВ). Каждая стадия вносит свой вклад в суммарный углеводородный потенциал результирующего бассейна. Очевидно, что решающее влияние на структуру и особенности размещения УВ в любом современном осадочном бассейне оказывает последняя стадия эволюции. Однако в нижних структурных этажах, отвечающих бассейнам (или их частям) предшествующих стадий, могут в значительной мере сохраниться условия нефтегазоносности, характерные для данного типа бассейна. При перестройке структурного плана в большей или меньшей мере происходит реформирование древних скоплений УВ, причем отложения верхнего структурного этажа получают значительные порции УВ из нижнего (нижних) как за счет разрушения имевшихся там залежей, так и в результате дополнительной генерации УВ в нижних частях разреза, оказавшихся в новых термобарических условиях.

Внутриконтинентальные рифтовые бассейны характеризуются:

- линейностью структурных форм;
- связью с долгоживущими глубинными разломами;
- разломно-блоковой тектоникой;
- высокими скоростями осадконакопления;
- высоким тепловым потоком;
- дифференцированным характером литофаций и термобарических условий в поднятых и опущенных блоках.

Накопление за короткий промежуток геологического времени мощных толщ осадков, содержащих в своем составе хорошие материнские породы, коллекторы и покрышки, формирование ловушек и генерация углеводородов уже на раннем этапе обуславливают высокую нефтегазопродуктивность большинства осадочных бассейнов этого типа. При этом региональными зонами нефтегазонакопления служат **горстовые зоны и моноклиналильные блоки**, сопряженные с грабенами.

В ходе дальнейшей эволюции рифтовые бассейны могут оказаться в составе эпирифтовых бассейнов различного типа: внутри- и окраинно-кратонных синеклиз, бассейнов пассив-

ных континентальных окраин, предгорных (передовых) прогибов. К рифтовым комплексам, содержащимся в разрезах осадочного чехла этих бассейнов, часто приурочены основные месторождения бассейнов (например, грабены Вайкинг и Центральный в североморской части Центрально-Европейского бассейна).

Для **бассейнов пассивных окраин континентов** положение в области сочленения континентальной и океанической коры обуславливает особенности термического режима, высокую тектоническую мобильность, большие скорости осадконакопления и большую мощность осадочного чехла. Для них характерны развитие соляно-купольной тектоники (за счет соли рифтового этапа), обширных карбонатных платформ с рифовыми постройками или мощных комплексов дельт-конусов выноса (часто вдоль отмерших рифтов или трансформных разломов). Длительное геологическое развитие, способствующее формированию мощного осадочного разреза и разнообразных ловушек, положение в зонах высокой биопродуктивности (апвеллинга — прибрежных восходящих океанических течений), а также “пополнение” УВ из подстилающего рифтового комплекса определяют высокую перспективность в отношении нефтегазоносности бассейнов этого типа. **Зоны нефтегазонакопления** здесь включают:

1) шарпирные зоны различного типа на границе перехода континент–океан, в том числе горстовые блоки, разломные зоны и связанные с ними барьерные рифы;

2) области развития соляно-купольных структур;

3) системы конседиментационных “сбросов роста” с ассоциированными антиклиналями (особенно в дельтовых комплексах).

Залежи углеводородов формируются главным образом за счет **миграции**:

- региональной латеральной в направлении континента;
- локальной латеральной и вертикальной внутри дельтового комплекса;
- региональной вертикальной из подстилающих отложений рифтовой стадии.

В процессе дальнейшей геологической эволюции реликты бассейнов пассивных окраин частично входят в со-

став предгорных бассейнов, где они образуют нижний “платформенный” структурный этаж, слагают внешние окраины складчатых сооружений или образуют крупные тектонические покровы в основании межгорных бассейнов.

Бассейны субдукционной группы (активные окраины континентов, островных дуг и окраинных морей) отличаются относительной кратковременностью существования: чередование условий сжатия-растяжения, аккреции-деструкции и последующее вовлечение в орогенез приводят к их быстрому частичному или полному разрушению. В осадочном выполнении этих бассейнов большую роль играют кремнистые и вулканогенные отложения, содержащие как нефтегазоматеринские породы, так и коллекторы.

Орогенные бассейны могут быть как предгорные, так и межгорные.

В предгорных бассейнах отложения орогенного комплекса полностью или частично подстилаются отложениями предшествующего этапа — бывшей пассивной окраины. В процессе столкновения литосферных плит отложения пассивной окраины могут быть “содраны” субдуцирующей плитой и смяты в складки (рис. 5.5, В. Ф. Раабен, 1991 г., [40]). При этом они образуют обрамление предгорного бассейна — внешнюю (“миогеосинклинальную”) зону складчатости

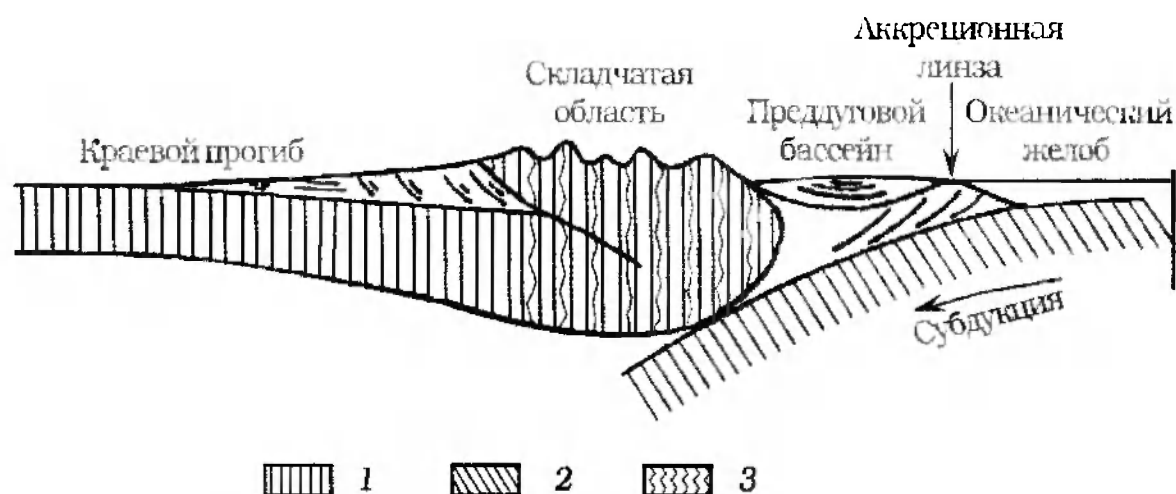


Рис. 5.5. Схема зоны субдукции: плиты (по В. Ф. Раабену [40]): 1 — континентальная; 2 — океаническая; 3 — зоны разломов в складчатых областях

(Загрос, Восточные Кордильеры Канады), которая часто оказывается надвинутой на платформенные отложения и/или молассовое выполнение прогиба. Иногда комплексы отложений пассивной окраины, в свою очередь, перекрываются на больших расстояниях отложениями бывшей активной окраины ("эвгеосинклинали") или кристаллическими породами. Здесь типичными региональными зонами нефтегазонакопления служат зоны выклинивания и срезания, шарнирные зоны и ассоциированные барьерные рифы — на внешнем (платформенном) борту; антиклинальные зоны и **надвиговые пояса** — на границе ороген-прогиб и во внешней зоне области складчатого сооружения. Скопления УВ формируются в результате миграции: дальней латеральной в направлении платформенного борта, в том числе из поднадвиговых зон; вертикальной по разломам из подстилающих отложений предшествующих этапов; латеральной и вертикальной по плоскостям надвигов.

В межгорных бассейнах перспективные площади также могут быть увеличены за счет надвиговых зон. Участвующие в строении "фундамента" этих бассейнов платформенные отложения микроконтинентов (в бассейнах на "срединных массивах") или островодужные комплексы, аккрегированные в процессе орогенеза, а также отложения древних пассивных окраин, слагающие тектонические покровы, могут существенно расширить стратиграфический интервал нефтегазонаосности и увеличить нефтегазогенерационный потенциал. Региональными зонами нефтегазонакопления в таких бассейнах являются: антиклинальные зоны, в том числе связанные с погребенными антиклинориями и блоковыми структурами фундамента; надвиговые зоны вдоль горного обрамления и внутренних границ блоков. Характерна дополнительная миграция УВ из подстилающих отложений предшествующих стадий.

Сложнопостроенные внутри- и окраинно-континентальные мегабассейны, сформированные в результате длительной, многостадийной эволюции, характеризуются наиболее высокими удельной продуктивностью и запасами нефти и газа за счет увеличения объема осадочных пород, разнообразия ловушек, интенсификации и/или наложения

процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления на каждой последующей стадии эволюции. Региональными зонами нефтегазонакопления в них являются:

- линейные структуры над погребенными хребтами различного типа (в том числе древние шарнирные зоны, инверсированные авлакогены);

- крупные изометрические области, связанные с внутри- и межбассейновыми сводовыми поднятиями;

- в пределах сохранившихся погребенных бассейнов предшествующих стадий — специфические для них зоны нефтегазонакопления.

Большую роль здесь играет миграция УВ вдоль региональных поверхностей несогласия.

Таким образом, наибольший интерес по перспективам нефтегазоносности представляют бассейны *рифтов* и *современных континентальных окраин*, т. е. те осадочные бассейны, которые связаны с шельфовыми областями.

Рассмотрение основных типов бассейнов показало, что **выделение в пределах современных осадочных бассейнов комплексов древних бассейнов** и, прежде всего, *рифтовых* и *пассивных окраин* с характерными для них региональными зонами нефтегазонакопления и ловушками является весьма перспективным направлением при поисках нефти и газа [33].

Установление характера осадочных бассейнов предшествующих геологических этапов и прогнозирование их нефтегазоносности возможны на основе региональных геодинамических реконструкций древних границ плит и окраин континентов. Реконструкции такого рода, включающие выделение палеобассейнов и прослеживание их дальнейшей эволюции во времени и пространстве (с учетом вероятности их разрыва на части и больших горизонтальных перемещений), особенно целесообразны при анализе отдельных крупных разведываемых регионов. При таком подходе переинтерпретация эволюционного положения и тектонической приуроченности известных региональных нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазонакопления позволит осуществлять целенаправленный поиск их аналогов в различных современных осадочных бассейнах или их частях.

5.2. ФОРМАЦИОННЫЕ, ФАЦИАЛЬНЫЕ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ И ЦИКЛИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ

При изучении осадочных бассейнов с точки зрения поисков месторождений нефти и газа немаловажно понять соотношения в их разрезах разных типов пород. Это позволяет прежде всего устанавливать закономерности в распространении природных резервуаров, пород-флюидоупоров и нефтегазоносных комплексов, а также в изменении свойств составляющих их пород в нефтегазоносных осадочных бассейнах.

Несомненно, что различные типы НГБ характеризуются различными естественными комплексами (ассоциациями) горных пород, что требует для их исследования использовать понятие **формация**, под которым в настоящее время (по В. Е. Хаину) [41] понимают естественное и закономерное сочетание горных пород (осадочных, вулканогенных, интрузивных), связанных общностью условий образования и возникающих на определенных стадиях развития основных структурных зон земной коры. В. Е. Хаин (1980 г.) предложил обобщающую **классификацию осадочных формаций** по наиболее крупным геотектоническим элементам земной коры и с учетом климатических условий (табл. 5.6).

Одним из важнейших свойств горных пород осадочных бассейнов является нефтегазопосность, проявляющаяся в осадочных толщах. Выделяемые нефтегазоносные комплексы по-разному соотносятся с осадочными (и некоторыми другими) формациями. Эти комплексы могут полностью совпадать с формациями, являться их частями или охватывать несколько формаций (одна — материнская, другая — коллекторская, третья — экранизирующая).

Морские терригенные формации древних платформ представляют широкие и протяженные полосы, имеющие в поперечном разрезе характер весьма уплощенных линз толщиной в десятки и сотни метров. По бокам эти полосы окаймляются или континентальными отложениями, развитыми в пределах древних поднятий, или глинистыми и глинисто-карбонатными породами — в пределах депрессий. Внутри линз

ритмично чередуются песчаники, алевролиты и аргиллиты, иногда известняки. При этом в нижней части такого комплекса состав песчаников более грубозернистый, гравелистый, а в верхней части материал более мелкозернистый, преобладающими являются алевролиты. Примером морской терригенной нефтегазоносной формации (толщи) на древних платформах является среднедевонский комплекс Урало-Поволжья.

Морские терригенные формации молодых платформ наряду со сходством с формациями древних платформ имеют и существенные различия. Во-первых, нефтегазоносность здесь связана в основном с мезозойскими отложениями. Так, например, в Среднем Приобье Западной Сибири основная продуктивная толща имеет неокотский возраст и представлена чередованием преимущественно песчаных и глинистых пачек. Однако при этом в нижней (валанжинской) части разреза строение песчано-глинистого комплекса (формации) становится более сложным. Здесь он имеет уже не параллельно слоистое, а "косослоистое" **клиноформное** строение. В наибольшей степени это заметно в отложениях бериасского возраста, в ачимовской пачке (рис. 5.6). Образование ее, очевидно, связано с боковым нарапчиванием (проградацией) на континентальной окраине, что не характерно для внутренних частей платформ. Таким образом, здесь можно различить комплексы шельфа и континентального склона.

Подобные клиноформные комплексы выделяются также в Предкавказье на Скифской платформе, в Оренбургской области на Русской платформе (Восточно-Оренбургское сводовое поднятие, Майорская площадь) и в других регионах. В пределах Среднего Приобья выделен ряд клиноформ с глинистыми пачками в основаниях. С востока на запад молодые клиноформы частично перекрывают более древние. Ширина закартированных клиноформ изменяется от 25 до 75 км, толщина в наиболее расширенной части — от 130 до 410 м. Нефтяные залежи в ачимовском комплексе принадлежат к разным клиноформам и, по всей вероятности, каждая крупная клиноформа может рассматриваться как относительно автономная нефтегеологическая система.

С отложениями молодых платформ также тесно связаны **глауконитовые терригенные** и другие родственные

Тектоно-климатическая классификация

Эпиконтинентальные бассейны, платформенный чехол		Пассивные окраины континентов	
Гумидная зона	Аридная зона	Континентальная окраина (внутренняя часть) — перикратонные опускания — миогеосинклинали	
		Гумидная зона	Аридная зона
Озерно-аллювиальная сероцветная с каолинитом, углями; красноцветная с бокситами	Пустынно-озерная красно- или пестроцветная с карбонатами и сульфатами		
Паралическая угленосная прибрежных равнин	Красноцветно-эвапоритовая лагунного типа		
Эпиконтинентальная песчаноглинистая или кварцево-песчаная с глауконитом	Эпиконтинентальная карбонатно-терригенная		
Эпиконтинентальная карбонатная (известняково-мергельная)	Эпиконтинентальная карбонатная (известняково-доломитовая)	Неритическая кремнистоглинистая фосфоритовосная	Неритическая карбонатная (кокколито-форидовая и фораминиферовая с субформацией барьерных рифов)
То же, что поздняя 1	То же, что поздняя 1	Пестроцветная глинистая с магнезиальными силикатами	Битуминозная песчано-глинистая с субформацией черных глин и терригенно-карбонатная
То же, что поздняя 2	То же, что поздняя 2	Паралическая угленосная зрелого рифа	Эвапоритовая зрелого рифа
То же, что конечная	То же, что конечная	Континентальная молодых рифовых зон. Сероцветная. Красноцветная	Обломочная зон грабенов. красно- или пестроцветная

Таблица 5.6

осадочных формаций (по В. В. Хаину, 1980 г.)

Активные окраины континентов		Океаны	Стадии
Континентиненталь- ный склон-подножие- окраинные моря: мезогеосинклинали, передовые прогибы	Окраинные моря- островные дуги- желоба-эвгеосин- клинали, передо- вые прогибы		
Верхняя континен- тальная грубая мо- ласса	Верхняя конти- нентальная грубая моласса. Вулканогенная моласса		Конечная
Нижняя морская мо- ласса с эвксинской субформацией	Нижняя морская тонкая моласса		Поздняя 2
Терригенный флиш	Терригенный флиш	Гемипелагичес- кая терригенно- глинистая	Поздняя 1
Карбонатный флиш	Карбонатный флиш	Пелагические глинистая и кремнисто- глинистая абис- сальных котло- вин	Зрелая
Терригенный флиш	Терригенный флиш	Пелагических известняков и известняковых турбидитов сре- динных хребтов	Ранняя 2
Сланцево-граувак- ковая (аспидная)		Эдафогенная рифта. Метал- лоносная риф- товых зон	Ранняя 1

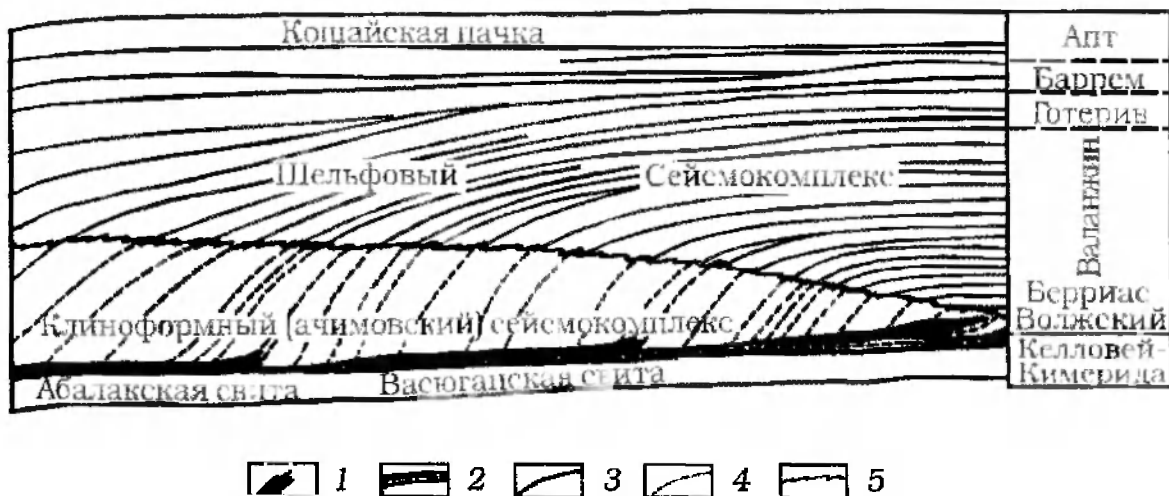


Рис. 5.6. Клиноформное строение пород ачимовской пачки в Западной Сибири:

1 — битуминозно-глинистые баженовские литофации депрессионной (глубоководной) формации; 2 — аргиллиты георгиевской свиты; 3 — границы пластов; 4 — клиноформ; 5 — комплексов

глауконитосодержащие **формации**. Так, например, нефтегазоносная меловая глауконитовая формация эпипалеозойских плит юга бывшего СССР протягивается от Крыма до Тянь-Шаня (месторождение Газли), она развита в северном и южном полушариях, является нефтегазоносной в осадочных бассейнах Австралии.

Как отмечалось выше, часто бывают нефтегазоносными **угленосные и субугленосные формации**. В России и других районах мира они широко развиты в отложениях палеозоя и мезозоя, в большинстве случаев — на платформах, а в меньшей степени — в более подвижных областях. Сложены эти толщи переслаиванием алевролитно-песчаных и глинистых пород с подчиненным содержанием карбонатов. Преобладающим генезисом является континентальный и прибрежно-морской. На древних платформах состав песчаников двухкомпонентный (кварц, полевой шпат), на молодых платформах породы в основном полимиктового состава. Наиболее благоприятными для нефтенакпления являются фации прибрежно-морские, лагунные, аллювиальные, дельтовые, а в ряде случаев — отложения крупных озер.

Существование прибрежно-морских паралических и обширных озерных бассейнов обуславливает переслаивание.

часто линзовидного характера, песчаников, алевролитов и аргиллитов, обогащенных углистым детритом, с прослоями углей, как это имеет место в разрезе **тюменской свиты** в центральной части Западной Сибири, которая, по сути, представляет собой субугленосный комплекс. Здесь повышенные мощности песчаников связаны с древними руслами рек, где две крупные речные артерии выявлены в Ханты-Мансийской синеклизе и в Колтогорско-Уренгойской системе прогибов.

В разрезах как древних, так и молодых платформ и реже геосинклиналей **пестроцветные (красноцветные) формации** играют определенную роль — аккумуляторов УВ. Типичным примером такой нефтегазоносной формации является **красный лежень (ротлигендес)** нижней перми на Западно-Европейской платформе. Ротлигендес перекрывается соленосной формацией цехштейна и образует одну из главных продуктивных зон в разрезе бассейна Северного моря. Продуктивность в пестроцветных толщах вторична. Для питания углеводородами им необходим контакт с нефте- или газоматеринскими отложениями, как, например, в Северном море, где ротлигендес перекрывает в ряде случаев угленосную толщу карбона. В совокупности они образуют нефтегазоносный комплекс.

В гл. 3 было показано, что на орогенических этапах **основным формационным комплексом** является **моласса**, которая обладает практически повсеместной нефтегазоносностью. В особенности это касается нижней молассы (шпир), которую называют также тонкой молассой. Это важнейший нефтегазоносный комплекс передовых прогибов. Среди пород преобладают песчано-глинистые разности (например, миоценовые толщи в Среднекаспийском и Азово-Кубанском бассейнах). Те части этого комплекса, которые формировались на платформенном борту, имеют сходство по характеру тел и составу с платформенными песчано-глинистыми формациями морского происхождения.

В верхней, более грубой, молассе преобладающей является газоносность. Молассовые комплексы могут содержать соленосные толщи (свита верхнего фарса в Месопотамском прогибе), а также покровы эффузивов.

Большое значение с точки зрения нефтегазоносности имеют **формации континентальных окраин**, которые формируются в условиях различных тектонических режимов, из которых наиболее характерными являются два. Один из них связан с пассивными, другой — с активными окраинами. Общее для них состоит в том, что они в обоих случаях принадлежат к поясам так называемой **лавинной седиментации** с повышенными скоростями накопления и большой толщиной отложений. По основным чертам генезиса и в том, и другом случае можно выделить образования **дельт и континентального склона**.

Наиболее крупные нефтегазоносные **дельтовые комплексы** известны на **пассивных континентальных окраинах**. В структурном отношении дельтовые комплексы приурочены к крупным, поперечным к краю континента депрессиям. Дельтовое тело зачастую перекрывает переходную зону от континентальной к океанической коре. Нарастание дельты, наложение песчаных тел разных этапов развития определяют разнообразие форм природных резервуаров. При этом состав полевошпатово-кварцевый, а размерность и характер отсортированности минеральных зерен сильно дифференцированы.

Преимущественно дельтовой по образованию является известная продуктивная толща плиоцена на Апшеронском полуострове. Однако в отличие от обычных дельт образование отложений здесь происходило в подвижной расчлененной красной зоне геосинклинали. Но наряду с накоплением "местных" осадков, большое количество обломочного материала приносилось палеоВолгой и с Русской платформы, что отразилось на минералогическом составе отложений.

Специфические комплексы образуются на тех участках континентального склона, где действовали (действуют) высокоскоростные потоки. Наиболее ярко они выражены на активных окраинах континентов, особенно в условиях деструкции и интенсивной вертикальной тектонической дифференциации (наличие уступов, крутых склонов на бодерлендах, например на калифорнийской части континентальной окраины Северной Америки). Седиментогенез на континентальных склонах приводит к формированию линейно-вытянутых

песчаных тел — **конусов выноса**, или **фэнов**, с которыми связаны месторождения многих прибрежных калифорнийских прибрежных нефтегазоносных бассейнов. Отложения фэнов занимают обширные пространства, порой перекрывая друг друга. Глубые, часто промытые отложения канала верхнего фэна образуют вытянутые тела в несколько километров (до первых десятков) длиной и несколько сот метров по мощности. В активные периоды потоки русла врезаются в более тонкие смежные отложения, врезы заполняются грубым материалом, который запечатывается с боков. Аналогично формируются песчаные тела центральных осевых частей глубоководных троговых долин (песчаники репето месторождения Вентура в Калифорнии).

Карбонатные породы при относительной однородности состава характеризуются громадным разнообразием структур. Кроме того, они сильнее, чем обломочные породы, подвержены вторичным изменениям. Карбонатные образования чутко реагируют на изменения физико-географических, гидрохимических, тектонических и часто связанных с ними гидродинамических условий. Это приводит к тому, что в разрезах мы видим большое разнообразие толщ, относящихся к различным формациям.

Карбонатные формации палеозоя на древних платформах развиты широко, на молодых их роль ограничена. Карбонатные толщи (формации) формируют протяженные тела, вдающиеся в моря и океаны, относительно мелководные платформы, крупные массивы, в том числе биогермные, атолловые и одиночные кораллово-водорослевые рифы (банки). Как отмечалось выше, И. К. Корольюк (1980 г.) выделены **три группы карбонатных формаций**:

— **первую группу — кархем** — составляют формации, в парагенезе которых преобладают тонкозернистые, тонко- и микрослоистые хемогенные, биохемогенные и реже биогенные известняки и первичные доломиты, а ОП или отсутствуют, или представлены почти исключительно **строматолитовыми биостромами**. В эту же группу входят **планктоногенные формации** — меловые и глобигериновые известняки:

— **вторую группу — карбио** — составляют формации, в парагенезе которых преобладают слоистые детритовые

и биоморфные, иногда доломитизированные известняки и вторичные доломиты. Органогенные постройки редки и маломощны, представлены обычно мелкими биогермами. В эту же группу входят толщи оолитовых известняков и слоистых известняков с рассеянными ОП;

— *третью группу* — **биогермы** — составляют различные рифогенные формации, которые включают органические постройки разных типов и продукты их разрушения. Особенно богаты углеводородами рифогенные формации окраин платформ и зон сочленения их со структурами подвижных поясов (Месопотамский прогиб).

5.3. ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ И СИСТЕМАХ БАССЕЙНОВ ПОДВИЖНЫХ ПОЯСОВ. КАТАГЕНЕЗ ПОРОД ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

В последние годы при прогнозировании нефтегазоносности все шире начинает использоваться не только такой параметр, как время, но и обращается внимание на роль процессов, которые контролируют как формирование самих осадочных бассейнов, динамику и направленность осадконакопления, так и их прогрев, катагенез и нефтегазоносность. При этом повышение эффективности поисково-разведочных работ возможно лишь на основе современной теории образования нефти и газа и формирования их скоплений.

Как известно, **углеводороды (УВ) являются продуктом преобразования органического вещества под воздействием глубинных тепломассоносителей.** Несомненно также, что *фазовая зональность углеводородов* формируется под действием многих факторов: геоструктурных, термобарических, катагенетических, геохимических, литолого-фациальных, гидрогеологических. Степень влияния всех этих факторов зависит от специфических условий геологического развития конкретного региона.

Закономерности фазового состояния углеводородной системы в недрах, фазовые равновесия и фазовые переходы

определяются взаимосвязанными сочетаниями температур и давления как функции режима и направленности тектонических движений. Для выявления критериев фазовой зональности углеводородов В. И. Ермолкин и Е. И. Сорокова (1991) [41] предложили детерминированную модель генетической фазовой зональности УВ (рис. 5.7).

Физическим обоснованием этой модели является известное термодинамическое положение о том, что давление способно передвинуть критическую температуру кипения жидкости, плавления твердых тел. Чем выше пластовые давления, тем выше температуры, при которых могут протекать процессы преобразования ОВ и деструкции УВ. Это явление объясняется тем, что давление повышает сжатие молекул, в связи с чем значительная часть тепловой энергии расходуется на преодоление этого сжатия. Поэтому образование и существование жидких УВ возможно даже в условиях очень высоких температур, если эти температуры взаимосвязаны с высокими давлениями. Такими давлениями, которые могли бы создать пластовое сжатие, являются **аномально высокие пластовые давления** (АВПД).

Как видно из фазовой диаграммы (см. рис. 5.7), по сочетанию палеотемператур ($T^{\circ}\text{C}$) и коэффициентов аномальности пластовых давлений (K_d) модель генетической фазовой зональности УВ дифференцируется на ряд **зон нефтегазообразования**:

- газовая (низкотемпературная);
- газонефтяная;
- нефтяная;
- газоконденсатная (первичная);
- газовая (высокотемпературная).

При этом в области высоких температур эти зоны могут соответствовать и зонам нефтегазоаккумуляции.

В условиях нормальных гидростатических давлений процесс генерации нефти *начинается* при температурах 65°C и *затухает* на рубеже $120\text{--}125^{\circ}\text{C}$. Однако образование и существование нефтяных углеводородов возможно и при высоких температурах (до 200°C и более), если эти температуры в недрах взаимосвязаны с аномально повышенными или высокими пластовыми давлениями ($K_d = 1.1\text{--}1.9$).

Зоны

нефтегазообразования

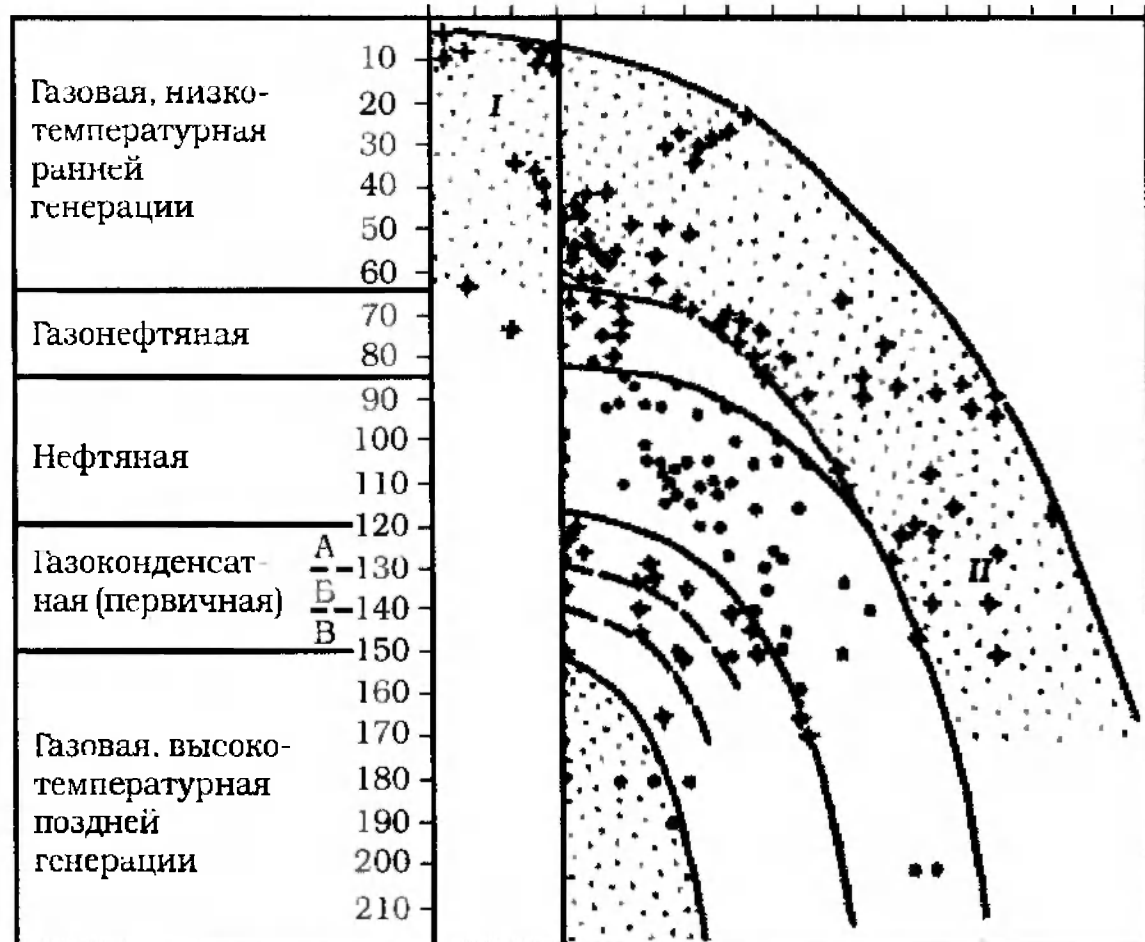
0,7 0,9 1,1 1,3 1,5 1,7 1,9 2,1 K_a 

Рис. 5.7. Модель генетической фазовой зональности углеводородов (по В. И. Ермолкину и Е. И. Сороковой [41]):

залежи углеводородов: 1 — газовые; 2 — нефтяные; 3 — газоконденсатные (первичные); 4 — газоконденсатные (вторичные); залежи вторичных газоконденсатов нанесены по данным современных температур; зоны образования вторичных газоконденсатов: I — в результате прямого испарения нефти в газ; II — в результате растворения нефти в сжатом газе; первичные газоконденсаты: А — слабо превращенные; Б — превращенные; В — резко превращенные

В пределах палеотемператур 65–85 °С при $K_a = 1.0$ выделяется газонефтяная зона, которая исчезает на границе $K_a = 1.6$: $T = 110$ °С, что связано с ретроградными явлениями. С ростом аномальности пластовых давлений ($K_a > 1.3$) увеличивается роль межмолекулярного взаимодействия в сжатом газе, свойства которого начинают приближаться к свойствам жидкости, что ведет к резкому возрастанию растворимости нефтяных углеводородов в сжатом газе и образованию качественно нового состояния — газоконденсатного (вторичные газоконденсаты).

Палеотемпература и геологическое время ее нарастания — это неразрывно связанные функциональной зависимостью параметры. Отношение палеотемператур ко времени говорит о скорости их нарастания, которые в зонах нефтегазообразования распределяются по экспоненциальному закону, затухая во времени. Скорость нарастания температур контролируется, главным образом, режимом и направленностью тектонических движений. Скорости погружения осадочных отложений регулируют рост температур в нефтегазоматеринских свитах, перерывы в осадконакоплении прерывают этот рост. Таким образом, в условиях нормальных гидростатических давлений скорость генерации определенного углеводородного типа остается постоянной, тогда как в условиях АВПД экспоненциально нарастающие давления повышают температуру процесса генерации УВ и тем самым ускоряют этот процесс.

Раздельное прогнозирование нефте- и газоносности в пространстве производится по нефтегазоносным комплексам. По имеющимся фактическим данным составляются карты (в изолиниях) глубин, температур и коэффициентов аномальности пластовых давлений по подошве каждого нефтегазоносного комплекса. По каждому оценочному участку в разрезе комплекса определяются конкретные значения показателей, характеризующих фазовое состояние УВ и количественное соотношение жидкой и газовой фаз. В выделенных зонах нефте- и газонакопления с помощью разработанных моделей реставрируется генерационная зональность, затем на фоне палеотектонического развития региона анализируется динамика фазовых превращений УВ в залежах под

воздействием изменения гермобарических условий, обусловленных сменой знака тектонических движений.

Методом **витринитовой термометрии** твердо установлен факт приуроченности промышленных скоплений углеводородов к палеотемпературной зоне от 90 до 150 °С. В зоне палеотемператур от 150 до 175 °С промышленные запасы нефти резко уменьшаются, а в зоне 175–200 °С скопления УВ чаще обнаруживают в горизонтах коры выветривания осадочных, магматических, метаморфических, вулканогенно-осадочных и других пород при наличии палеогеотермических несогласий в зонах перерывов в осадконакоплении. *Подмеченная зональность размещения залежей **оказалась универсальной**, независимой от возраста вмещающих пород.*

Как известно, суммарное проявление общего энергетического эффекта нефтеобразования складывается из двух составляющих — **кондуктивного** теплопереноса и **конвективного** тепломассопереноса.

Термогенетические преобразования ОБ нефтегазоносных отложений под влиянием кондуктивного теплопереноса изучены в основных нефтегазоносных провинциях России и СНГ. При этом установлено, что в температурной зоне 90–150 °С, сформировавшейся на седиментационном этапе под воздействием кондуктивного теплопереноса, промышленных углеводородных скоплений **не обнаружено** (Н. П. Гречишников, 1991 г.). По-видимому, это связано с тем, что ОБ как гумусового, так и сапропелевого типа в температурном интервале 90–150 °С при кондуктивном процессе теплопереноса не вступили еще в фазу интенсивного продуцирования УВ и относятся к “недогретым”, сохранившим свой нефтематеринский потенциал.

Таким образом, на седиментационном этапе истории геологического развития **кондуктивный теплоперенос не обеспечивает** необходимую жесткость термобарических условий недр для активного продуцирования органическими веществами нефтематеринских пород углеводородов в количествах, достаточных для образования промышленных скоплений.

Промышленные скопления УВ формируются на постседиментационном (инверсионном) этапе в результате **конвективного тепломассопереноса** и выноса углеводородных флюидов

из зон их образования в менее жесткие температурные условия. Формирование и размещение месторождений нефти и газа в основном определяются онтогенезом (образование) УВ в седиментационных бассейнах (СБ). Изучение онтогенеза УВ может осуществляться на трех уровнях:

1) в отложениях крупных (1-го порядка) **циклов седиментации** (ЦС) с галактической продолжительностью 180–200 млн лет;

2) в единичных СБ;

3) в системах СБ подвижных (геосинклинально-складчатых) поясов и древних платформ, где образуются региональные пояса и арсалы нефтегазоаккумуляции.

Исследованиями было установлено, что если нефтегазогенерирующие толщи (НГГТ) формируются только в отложениях трансгрессивных, инундационных и начально-регрессивных фаз циклов первого и второго порядков, то образование нефтегазосборных коллекторских толщ СБ связано как с максимумами регрессий, так и с начально-трансгрессивными и эквilibрационными фазами циклов первого и второго порядков. При этом полирегиональные покровы приурочены к породам финально- или начально-трансгрессивных фаз циклов первого, а региональные — второго порядков. Интенсивное нефтегазообразование в отложениях главного ЦС, охватывающего до 40 % и более осадочного выполнения СБ, соответствует по времени трансгрессивно-инундационным или регрессивным фазам.

Относительно **онтогенеза УВ** в **СБ** необходимо отметить, что здесь образование УВ определяется не только количеством ЦС, их полнотой и литологическим составом, объемом и мощностью осадочного выполнения, но и **генетическим типом СБ**. Последний обеспечивает специфические условия накопления, преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) и аккумуляции генерированных УВ.

Наиболее богатые органическим веществом осадочные породы формировались в переходных зонах:

— от континента к океану (перикратонные и миогеосинклинальные СБ);

— от платформ к горно-складчатым сооружениям (СБ краевых и периклинальных прогибов).

При этом осадки со средним (3–10 %) и высоким (> 10 %) содержанием РОВ накапливались в определенные интервалы времени — в эпохи региональной инверсии режимов седиментации, соответствующие **финально-трансгрессивным** и **начально-регрессивным фазам ЦС** первого, второго, а при благоприятных условиях и третьего порядков.

При наличии в осадочных разрезах СБ нескольких крупных ЦС и общей мощности осадочного чехла свыше 5 км происходит вторичное обогащение верхних НГК преимущественно газовыми УВ за счет их миграции из нижних НГК — из главной зоны газообразования.

В СБ при мощности осадочного чехла 2–4 км главные ресурсы УВ (автохтонные залежи) сосредоточены в трансгрессивном, инундационном или регрессивно-трансгрессивном региональном НГК главного ЦС, тогда как при мощности осадочного чехла более 4–5 км — в эквilibрационном и регрессивном региональном НГК (аллохтонные и автохтонные залежи).

Следует отметить, что в процессе геологической эволюции зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления происходило **рассеивание УВ**:

1) на путях латеральной миграции, в зонах палеоразмывов и переформирования палеозон нефтенакпления (до 30 %);

2) за счет “размазывания” нефти газом на площадях проявления интенсивной генерации газа и смежных с ними территориях (до 40 %);

3) при нарушении жидких УВ в зонах деструкции (выпадение тяжелых компонентов, переход нефти в конденсатное состояние и др.) и их “размазывании” вновь образовавшимся газом из жидких УВ на путях его латеральной и вертикальной миграции путем внедрения в уже существующие залежи нефти (до 15–17 %).

Таким образом, объемы первично саккумулированных УВ в ловушках составляют не более 5 %. Новейшие структурные перестройки, охватившие до 50 % территории СБ, и сопутствующие им интенсивные размывы усиливают гипергенное изменение нефтей и приводят к дальнейшим значительным потерям жидких УВ из уже сформировавшихся залежей.

Подвижные (геосинклинально-складчатые) пояса — наиболее мобильные, длительно развивающиеся (до 1.6 млрд

лет) планетарные зоны повышенной проницаемости земной коры. Именно они определяли возникновение и развитие генетически разнородных палеобассейнов седиментации как в своих пределах, так и в краевых зонах смежных платформ.

В истории тектонического развития подвижных поясов обычно намечаются три крупных периода:

1) обособление и заложение геосинклинальных поясов наиболее древних на рубеже 1650 + 50 млн лет с последующим развитием, закрытием и отмиранием позднепротерозойских подвижных систем;

2) заложение на рубеже 550 + 50 млн лет;

3) заложенные на рубеже 200 + 20 млн лет, развитие и частичное закрытие молодых подвижных поясов с одновременным формированием на палеозойском основании молодых окраинно- и внутриплитных СБ. По объему осадочного выполнения СБ молодых эпипозднедокембрийских и эпипалеозойских платформ значительно превосходят более древние эпираннедокембрийские.

В процессе становления и развития планетарных подвижных поясов в разных геодинамических условиях (сжатие и растяжение, глыбовые обрушения и штамповые поднятия, диапиризм, галогенез и др.) возникали, развивались и отмирали разновозрастные палеобассейны седиментации, определившие накопление в своих осадках значительных масс различного генетического типа. Последующими тектоническими движениями палеобассейны полностью или частично объединились в современные седиментационные бассейны, создавая сложные гетерогенные многоярусные осадочные сооружения, или, наоборот, разрушались, перерабатывались активными орогенными движениями, размывались и подвергались интенсивному метаморфизму.

Имеется несколько **типов глобальных поясов нефтегазонакопления**, формирование которых связано с развитием подвижных поясов и смежных древних платформ. *Наиболее богаты нефтью и газом:*

— периконтинентальные пояса, связанные с пассивными окраинами континентов;

— периокеанические пояса, приуроченные к современным окраинным морям или древним перикратонным опусканиям;

— окраинноплитные пояса (краевые, периклинальные и другие приорогенные прогибы);

— внутриплитные ареалы в пределах подвижных поясов.

Богатство УВ *двух первых типов поясов* объясняется:

— гигантскими объемами осадочных пород, обогащенных РОВ;

— весьма благоприятным литолого-формационным разрезом осадочных толщ, в том числе наличием мощных **эвапоритов** — прекрасных экранов для мигрирующих УВ;

— большими скоростями осадконакопления;

— отсутствием интенсивных структурных перестроек.

Двум последним генетическим типам поясов значительного нефтегазоаккумуляции, кроме того, свойственны процессы широкой вертикальной и латеральной миграции УВ, что приводит к их обогащению как за счет нижних глубокопогруженных частей осадочного чехла, так и в результате перетоков из смежных миогеосинклинальных областей.

Определенное значение имеют и **типы сочленений подвижных поясов и платформ** — современных оксанов и континентов. Пока выделяются четыре типа таких сочленений:

— океанический (западно-тихоокеанский);

— периокеанический (восточно-тихоокеанский; активные окраины континентов);

— периконтинентальный (атлантический, пассивные окраины континентов) и внутриконтинентальный (рифтогенный).

При этом *перิโอкеанический тип сочленений* наиболее благоприятен для миграции жидких УВ из геосинклинальных СБ (например, островодужных — преддуговых, междуговых, тыловодуговых) в смежные перикратонные. Вероятно, этим и можно объяснить уникальные ресурсы УВ в Персидском и Сахаро-Ливийском СБ.

В заключение отметим, что многие исследователи указывают на связь местонахождения основных месторождений нефти и газа в России и странах СНГ с положениями древних шельфовых зон палеоморей [2, 43, 44]), что свидетельствует о высоких перспективах нефтегазоносности осадочных бассейнов, связанных как с древними, так и современными шельфовыми областями.

ГЛАВА 6

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ

Для прогнозирования нефтегазоносности тех или иных участков шельфа важно уяснить местоположение осадочного бассейна, к которому приурочен изучаемый участок, относительно строения самого шельфа. Как известно, в пределах подводной окраины континента можно выделить **три группы нефтегазоносных осадочных бассейнов** (Н. А. Еременко, Э. Н. Алиханов, А. М. Ахмедов и др., 1971 г.):

- 1) расположенные на шельфе и прилегающей части континента;
- 2) внутренней части шельфа;
- 3) приуроченные к внешней части шельфа, континентальному склону и прилегающим участкам океанических впадин.

Перспективы нефтегазоносности этих бассейнов бывают различны по ряду причин. Следует отметить, что бассейны *первого типа* по условиям образования, геологической истории и закономерностям распределения залежей углеводородов сходны с бассейнами на континентах [31]. Бассейны *второй группы* в историческом развитии отличаются более устойчивым прогибанием и своеобразным набором геологических формаций. Бассейны *третьей группы* также обладают рядом особенностей, в том числе и закономерностями распределения нефтегазовых залежей.

Для морских осадочных бассейнов основными факторами нефтегазоносности являются тектонический и литологи-

ческий. Там, где наблюдалось *устойчивое прогибание*, которое компенсировалось осадконакоплением, создавались благоприятные условия для преобразования исходного ОВ в УВ нефтяного ряда, а также для накопления нефти и газа в пределах шельфовых зон.

В литологическом отношении для пассивных окраин континентов на шельфах отмечается преобладание терригенных и меньшая роль карбонатных коллекторов. Важное значение в данном случае имеют дельтовые отложения, которые характеризуются неплохими возможностями для нефтегазонакопления. На активных окраинах вследствие вулканической деятельности в породах весьма существенна примесь пирокластических компонентов, что снижает коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

В качестве флюидоупоров на нефтегазовых месторождениях шельфа служат как глинистые, так и соленосные породы, однако последние наиболее характерны для пассивных окраин.

6.1. ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА НА ШЕЛЬФЕ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

При поисках месторождений углеводородов на шельфе приходится изучать в пределах нефтегазоносных комплексов следующие **характеристики осадочных бассейнов, связанные с их углеводородным потенциалом**:

— геоструктурное положение и тектонические особенности;

— процессы осадконакопления, в том числе перерывы (литологические несогласия);

— уплотнение осадков и другие их литологические постседиментационные изменения;

— деформацию бассейна, т. е. историю его тектонического развития (палеотектонику), где важным является установление участков постоянного прогибания (как правило, таковыми являются шельфовые зоны), наличие тектонических нарушений;

— перенос тепла, т. е. температурное поле недр как на современном этапе, так и палеотемпературы;

— течение флюидов, а также развитие и распределение давлений, в том числе геобарическое региональное поле по горизонтали для установления мест глубинной разгрузки флюидов, а также поверхностные проявления разгрузки флюидов;

— возникновение углеводородов, т. е. условия перехода РОВ в жидкие и газообразные углеводороды (первичная миграция). Здесь изучают диагенез и катагенез РОВ, выделяют момент прохождения РОВ главной фазы нефтегазообразования, других стадий катагенеза;

— вытеснение углеводородов из материнских пород;

— вторичную миграцию и аккумуляцию углеводородов, в том числе место развития коллекторов и качество флюидоупоров (покрышек);

— характеристику основных литолого-стратиграфических комплексов, в том числе наличие коллекторов и покрышек.

Для определения вышеуказанных параметров осадочных бассейнов применяют различные методы, описание сущности и результатов применения которых можно найти в обширной литературе.

Здесь остановимся лишь на методе геолого-статистического моделирования нефтегазонакопления на осадочных бассейнах шельфовых областей [45].

В работах [46, 47, 48] показано, что миграция флюидов в продуктивные ловушки и процессы формирования залежей и месторождений нефти и газа в альпийских геосинклинальных регионах регулируются в основном гидрогеодинамическими условиями — балансом поступления и разгрузки из разреза по элементам дизъюнктивной тектоники, зонам повышенной трещиноватости, гидрогеологическим “окнам” и т. п. подземных вод и сопутствующих им углеводородов, генерированных нефтегазопродуцирующими зонами, главным образом, нижних интервалов осадочного чехла. Установлено, что основным фактором, определяющим и контролирующим геофлюидодинамическую обстановку локальных структур и региональных зон нефтегазонакопления, и, как следствие, условия аккумуляции углеводородов и фор-

мирования промышленных залежей, являются характер дислоцированности региона в целом и степень нарушенности дизъюнктивами выполняющих его отдельных природных резервуаров (ловушки, поднятия).

В то же время следует иметь в виду, что **влияние тектоники** в каждом конкретном случае проявляется неоднозначно: оно **имеет два аспекта** — **позитивный**, когда нарушения сплошности пород играют созидательную роль при формировании залежей, и **негативный**, когда они являются путями диссипации ранее сформированных скоплений.

В связи с изложенным представляется необходимым выяснить граничные условия, за которыми тот или иной аспект функционирования тектонических нарушений становится превалирующим. Решение этого вопроса может быть получено путем выявления и анализа связей (в случае их наличия) между количеством аккумулярованных ловушками флюидов, с одной стороны, и интенсивностью дислоцированности каждой из них — с другой.

Тектонические условия локальных структур количественно характеризуются:

- параметром удельной разбитости ловушек (a_t , м/км²);
- произведением суммарной протяженности тектонических нарушений на их амплитуды, отнесенным к площади складки;

- коэффициентом интенсивности складчатости ($K_{ин}$, м/км);

- отношением высоты структуры к ее площади;

- показателями меры внедрения в среднеплиоцен—антропогенный разрез Южно-Каспийской впадины нижних щелочных вод валанжин-среднеюрской генерации: (h_a , %):

- а) отношением мощности интервала, занятого инъецированными водами, к общей мощности среднего плиоцен—антропогенного разреза в пределах локального поднятия;

- б) ($H_{з.п.}$, М) — гипсометрической глубиной верхней границы перехода припых щелочных вод в сингенетичные разрезы жесткие;

- в) М(%) — отношением суммарной нефтегазонасыщенной мощности к общей мощности продуктивного разреза отдельного месторождения; плотностью геологических запа-

сов углеводородов в пределах локальной структуры — Q_i (млн т/км²).

По основным месторождениям нефтегазоносных районов Южно-Каспийской впадины, рассматриваемой в качестве типовой модели, составлены зависимости между вышеперечисленными переменными (рис. 6.1). По всем нефтегазоносным областям и районам зависимости

$$\begin{aligned} Q_i &= f(K_{\text{ин}}); & Q_i &= f(a_j); & M &= f(a_j); \\ M &= f(h_a); & Q_i &= f(h_a); & Q_i &= f(H_{3,11}) \end{aligned}$$

имеют экстремальный характер с четко выраженным максимумом. Качественно по-иному (см. рис. 6.1) ведут себя лишь корреляции

$$h_a = f(a_j) \quad \text{и} \quad H_{3,11} = f(a_j).$$

Приведенные данные (рис. 6.1 а, б, в) позволяют констатировать:

— с ростом интенсивности и удельной разбитости структур до определенных для каждой нефтегазоносной области (района) их значений насыщенность разрезов и плотность запасов углеводородов увеличивается; последующий рост интенсивности разбитости ведет к снижению значений обоих параметров;

— в реальных условиях среднего плиоцена Южно-Каспийской впадины наибольшие плотности запасов углеводородов приурочены к локальным поднятиям, характеризующимся примерно средними по району (нефтегазоносной области) значением удельной разбитости. Оптимальное значение указанного параметра — 0,20...0,40, с ростом удельной разбитости структур степень насыщения из разрезов нижними водами (h_a) прогрессивно увеличивается.

Постоянный рост значений h_a и $H_{3,11}$ по мере увеличения a_j (рис. 6.1 е, ж), сопровождающийся с определенного значения параллельным уменьшением насыщенности разрезов и плотности запасов (рис. 6.1 з, д), свидетельствует о двойственной функции нижних щелочных вод в регионе: при од-

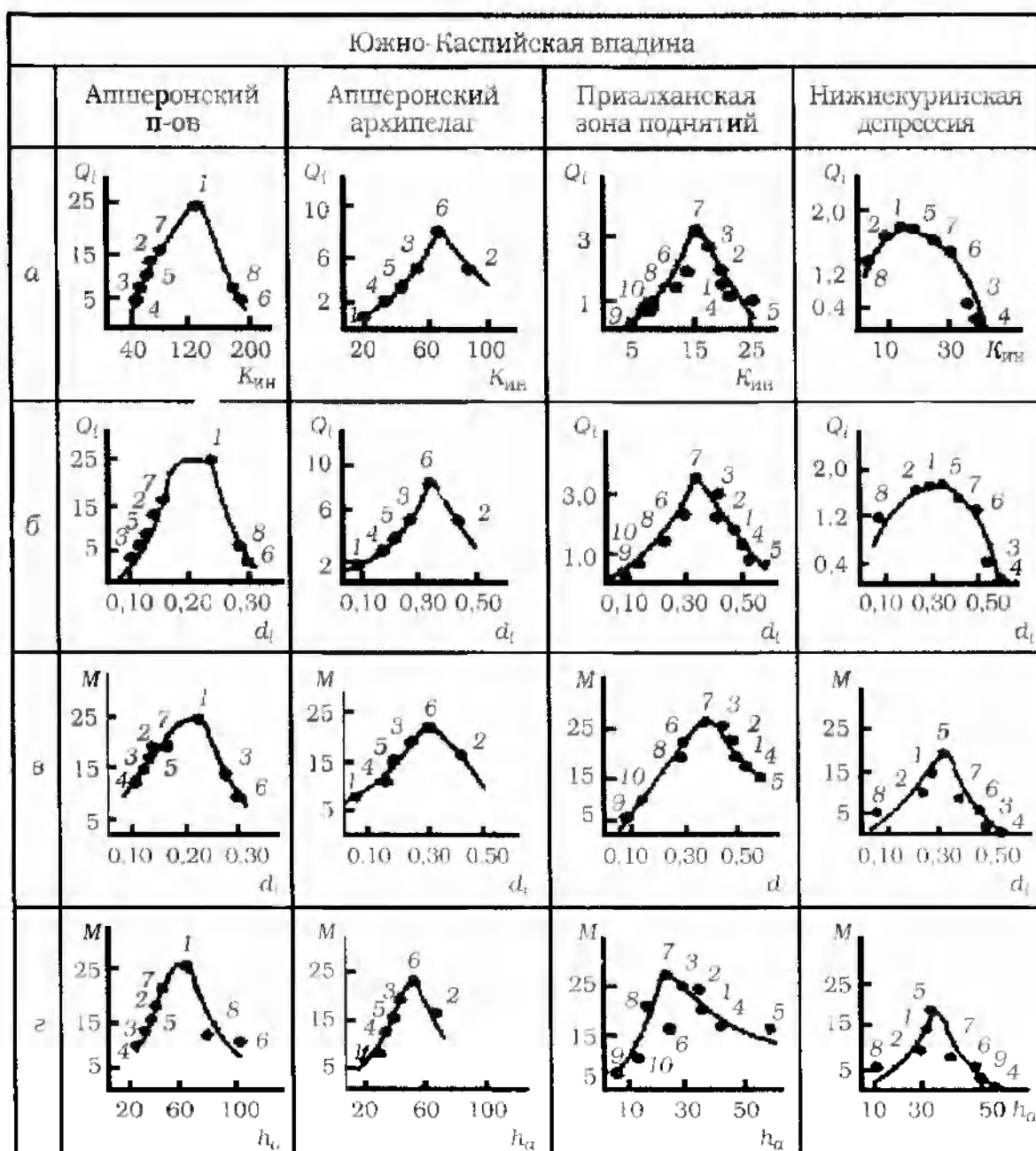
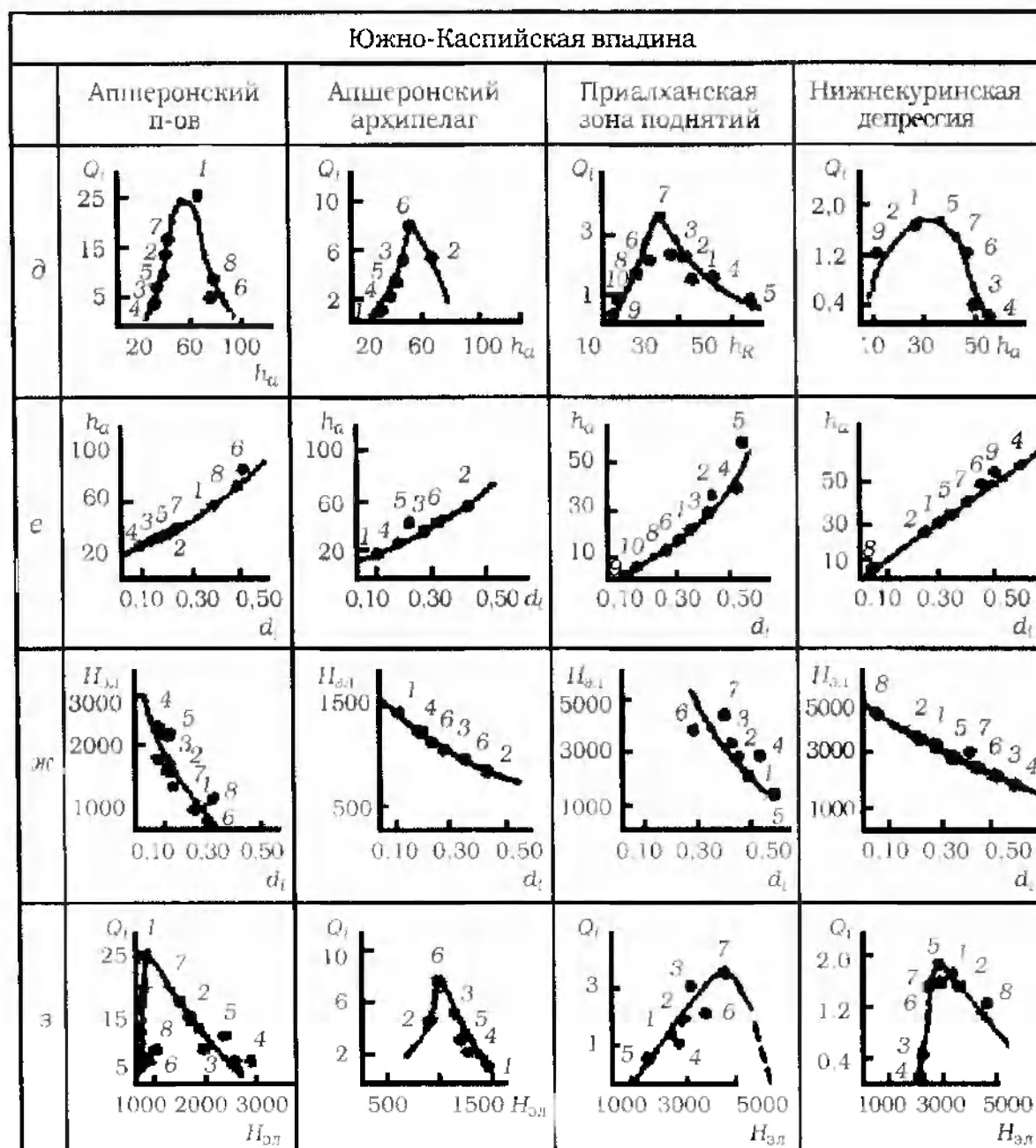


Рис. 6.1. Южно-Каспийская впадина. Зависимость между геотектоническими параметрами локальных структур, мерой вертикальной подвижности подземных вод в их разрезах и плотностью разведанных запасов нефти и газа:

а — $Q_i = f(K_{ин})$; б — $Q_i = f(d_i)$; в — $M = f(d_i)$; г — $M = f(h_a)$; д — $Q = f(h_a)$; е — $h_a = f(d_i)$; ж — $H_{эл} = f(d_i)$; з — $Q_i = f(H_{эл})$; Апшеронский полуостров, месторождения: 1 — Балаханы-Сабунчи-Раманы; 2 — Сураханы; 3 — Карачухур; 4 — Зых; 5 — о. Песчаный; 6 — Бинагеды; 7 — Локбатов-Пути; 8 — Кала; (окончание на с. 115)

**Рис. 6.1** (окончание).

Апшеронский архипелаг, месторождения: 1 — банка Дарвина; 2 — о. Артема; 3 — Поргяны-море; 4 — о. Жилой; 5 — Грязевая Сопка; 6 — Нефтяные Камни; **Апшеронско-Прибалханская зона поднятий, месторождения:** 1 — банка Ливанова (вост.); 2 — банка ЛАМ; 3 — банка Жданова; 4 — Челекен; 5 — Небитдаг; 6 — Котуртепе; 7 — Барсагельмее; 8 — Бурун; 9 — Кызыкум; 10 — Кумдаг; **Нижнекуринская депрессия, месторождения:** 1 — Кюровдаг; 2 — Карабаглы; 3 — Хиллы; 4 — Бабазанан; 5 — Нефтечала; 6 — Мижондаг; 7 — Калино; 8 — Кюрсанга

них структурно-тектонических условиях — способствующих формированию промышленных скоплений, при других — разрушающих их.

Анализ зависимостей $M = f(h_a)$ и $Q_t = f(h_a)$ показывает, что рост значений h_a до 30...50 % положительно сказывается на продуктивности; значения h_a выше указанного значения влекут за собой резкое снижение нефтегазоносности, что характеризует обстановку нарушения баланса между мигрирующими углеводородами и водами в пользу последних и определяет тем самым избыточную активность геофлюидально-динамических условий, способствующих разрушению залежей. Оптимумом h_a следует считать 30...50 %, что соответствует максимальным значениям плотности запасов.

Совокупное рассмотрение всех данных (см. рис. 6.1) дает основание заключить, что **дислоцированность локальных поднятий**, обуславливающая присутствие щелочных вод, генетически связанных с углеводородами, и **ее рост**, определяющий увеличение степени насыщения ими разрезов ловушек, оказывают положительное влияние на аккумуляцию лишь до определенного предела, за которым дальнейшее нарастание тектонической нарушенности и, следовательно, подвижности подземных вод приводит или к ликвидации условий для концентрации углеводородов в резервуарах, или к разрушению уже сформированных залежей.

Характер установленных зависимостей в сочетании с изложенными выше представлениями позволяет считать, что в среднеплиоценовых отложениях Южно-Каспийской впадины возможность формирования или диссипации углеводородных скоплений находится в тесной связи с условиями внедрения флюидов из подстилающих комплексов. Важная роль при этом принадлежит динамичности щелочных подземных вод, функционально связанной с тектоническими условиями локальных поднятий и, в первую очередь, с гидропроводностью (скважностью) тектонических несогласий.

Приуроченность большинства месторождений региона к восходящим ветвям полученных зависимостей позволяет считать, что тектоническое строение локальных структур среднего плиоцена в целом стимулирует процессы формирования залежей, несмотря на кажущуюся неблагоприятную

их характеристику, обусловленную интенсивной раздробленностью. Особенно благоприятными в этом плане являются поднятия Апшеронской области, характеризующиеся максимальными запасами углеводородов на единицу площади. С другой стороны, выявленные зависимости дают основание с достаточной достоверностью полагать, что при формировании залежей в Южно-Каспийской впадине роль вертикальной миграции флюидов из нефтегазопроизводящих зон подстилающих отложений была превалирующей.

Значение последнего обстоятельства, наряду со всем изложенным, подчеркивается выполненной корреляцией коэффициентов первичной щелочности подземных вод (рис. 6.2).

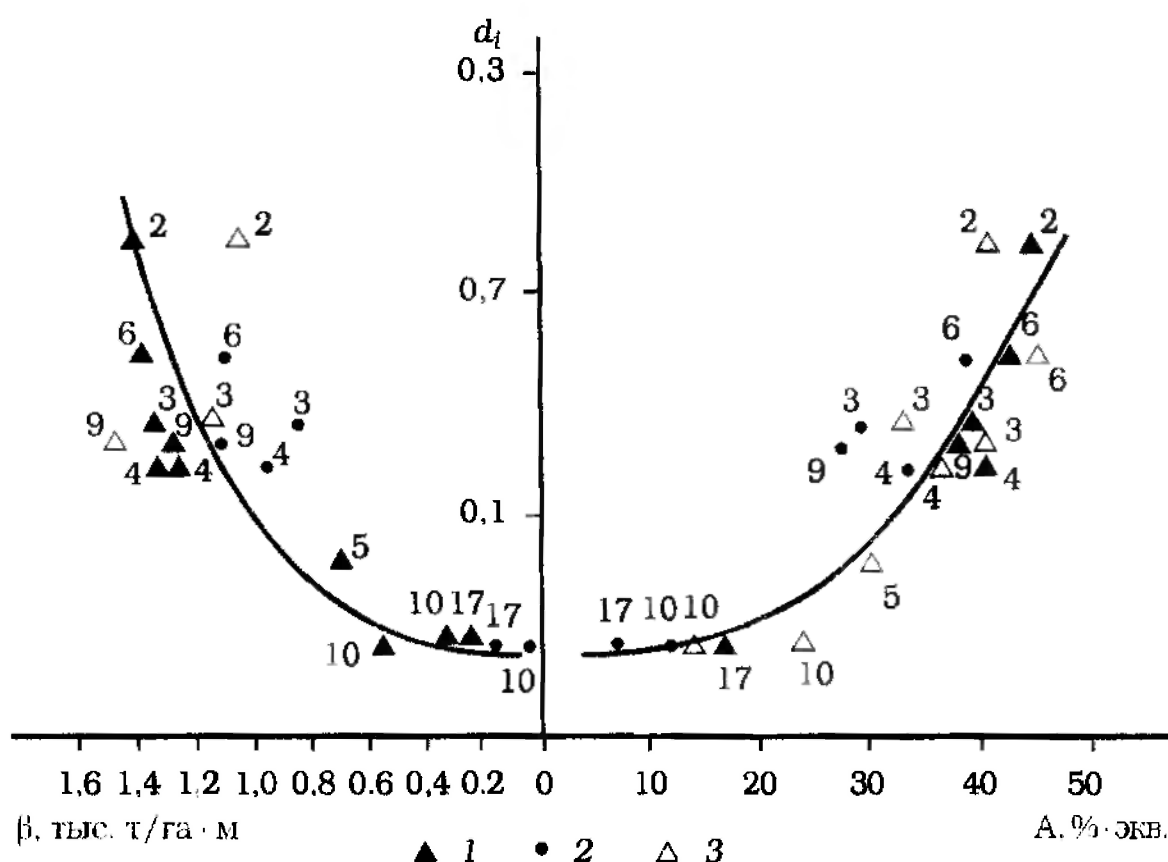


Рис. 6.2. Южно-Каспийская впадина. Зависимости нефтенасыщенности залежей коэффициентов первичной щелочности контактирующих с ними подземных вод от удельной разбитости локальных структур:

1 — КС свита; 2 — ИК свита; 3 — КаС свита: месторождения и площади: 2 — Бинагады; 3 — банка Дарвина; 4 — о. Артема; 9 — Нефтяные Камни (СВ-крыло); 10 — банка Апшеронская; 17 — Кала; 5 — Пюргяны-море; 6 — о. Жилой

контактирующих со скоплениями нефти в базисных свитах разреза месторождений продуктивной толщи Алшеронской области (показатель долевого участия в составе водных пластовых смесей пришлого щелочного компонента), и их удельной разбитостью и нефтенасыщенностью залежей (β_j). На всех площадях *щелочность подземных вод и удельная нефтенасыщенность залежей* последовательно возрастают по мере увеличения удельной разбитости складок, определяя тем самым доминирующую роль вертикальной гидравлической связи продуктивной толщи с подстилающими интервалами как в формировании химического состава насыщающих ее подземных вод и условий для их межпластовых перетоков, так и опосредствованно в аккумуляции углеводородов (см. рис. 6.2).

По результатам анализа материалов по другим альпийским геосинклинальным регионам установлена совершенно аналогичная в качественном отношении ситуация как по межгорным впадинам, так и по предгорным прогибам (рис. 6.3), что позволяет, в свою очередь, считать механизм вертикального флюидопереноса преобладающим и в них.

После статистической обработки приведенного информационного массива (см. рис. 6.1 и 6.3) **методом группового учета аргументов** (ГУА) определена возможность вывода парных аналитических зависимостей, связывающих плотность запасов углеводородов с параметрами дислоцированности локальных структур и динамичности водной среды. Высокие значения корреляционных отношений — 0,831...0,999 — придают указанным уравнениям необходимую корректность и позволяют рекомендовать их к использованию при прогностических инженерных расчетах.

Материалами работ [49, 50, 51] в альпийских геосинклинальных регионах констатируется четкая функциональная связь термобарического режима недр с динамикой подземных вод. Учитывая, что в прямой зависимости от последней находятся, как было указано выше, запасы углеводородов в ловушках, представляется важным определить наличие, вид и характер связи количественных показателей углеводородного насыщения (M , Q) с температурными и барическими параметрами локальных поднятий.

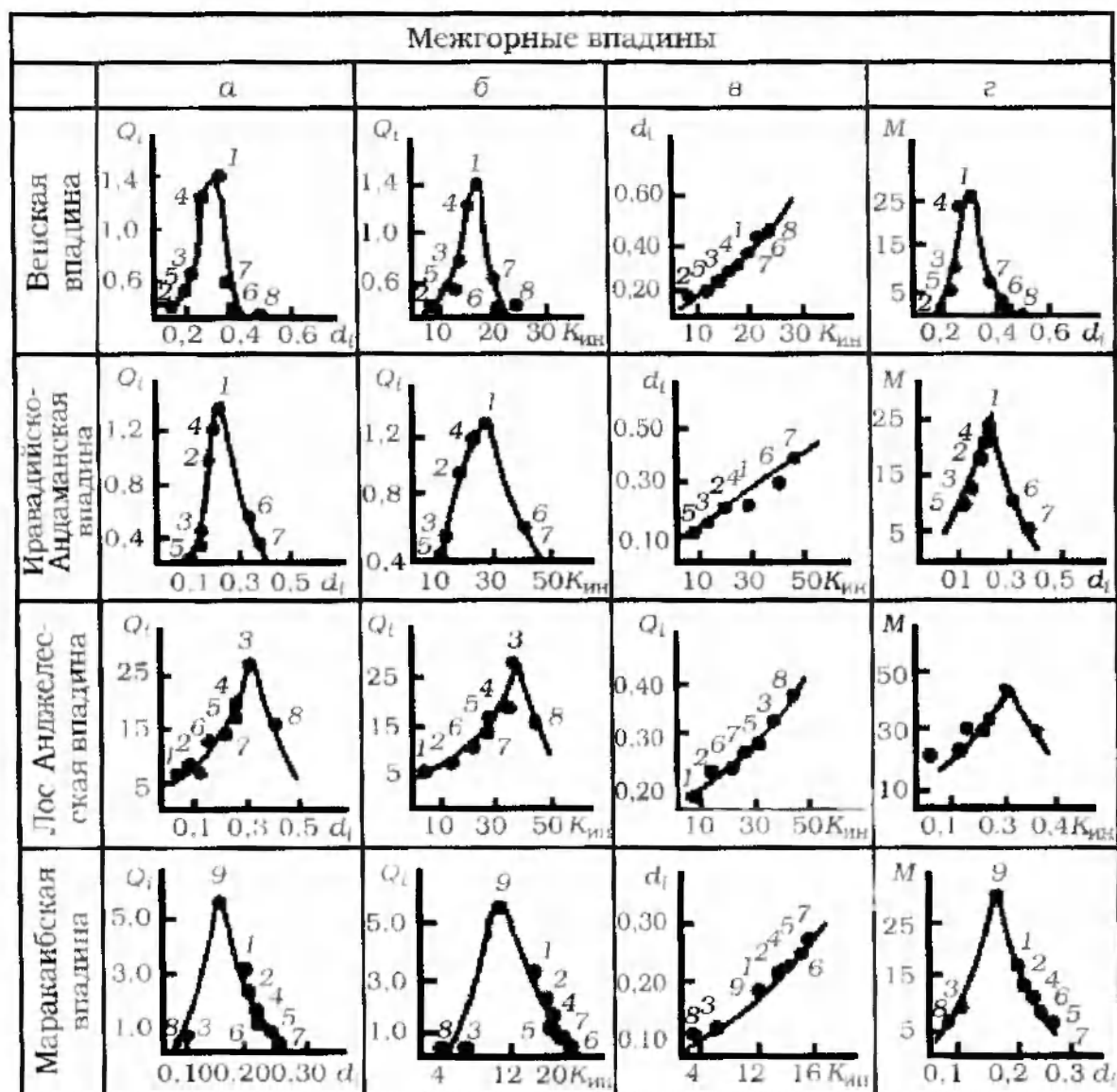
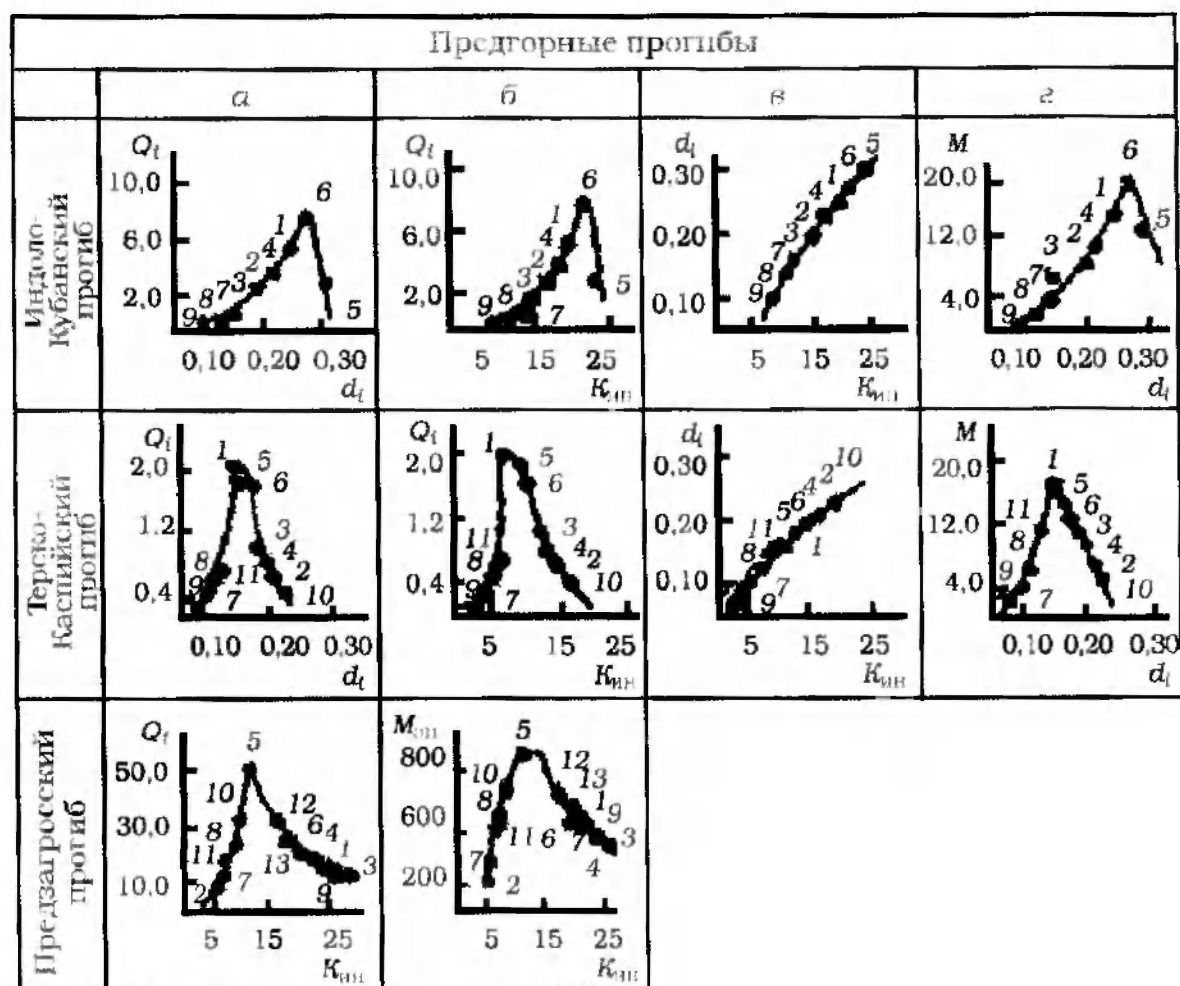


Рис. 6.3. Зависимости между геотектоническими параметрами локальных структур альпийских геосинклинальных регионов и плотностью разведанных запасов нефти и газа:

а — $Q_i = f(d_i)$; **б** — $Q_i = f(K_{ин})$; **в** — $d_i = f(K_{ин})$; **г** — $M = f(d_i)$; Венская впадина, месторождения: 1 — Матцен, 2 — Цверндорф; 3 — Адерклаа; 4 — Шонкирхен; 5 — Санкт-Ульрих-Хаускирхен; 6 — Гейзельберг; 7 — Мюльберг; 8 — Гбслы; Иравадийско-Андаманская впадина, месторождения: 1 — Чаук-Ланива; 2 — Енангьяунг; 3 — Минбу-Паланион; 4 — Рантау; 5 — Енангьят; 6 — Джедонгдонг; 7 — Джулу-Раджеу; Лос-Анджелесская впадина, месторождения: 1 — Уилмингтон; 2 — Хантингтон-Бич; 3 — Лонг-Бич; 4 — Санта-Спрингс; 5 — Инглвуд; 6 — Домингес; 7 — Сил-Бич; 8 — Вест-Койот; Маракайбская впадина, месторождения: 1 — Ламар; 2 — Ла-Пас; 3 — Ла-Консепсьон; 4 — Мене-Гранде; 5 — Боскан; 6 — Лос-Кларос; 7 — Урданетта; 8 — Мара; 9 — Лама; (окончание на с. 120)

**Рис. 6.3** (окончание).

Индоло-Кубанский прогиб, месторождения: 1 — Зыбза-Глубокий Яр; 2 — Абино-Украинское; 3 — Ахтырско-Бугундырское; 4 — Ново-Дмитриевское; 5 — Анастасиевско-Троицкое; 6 — Северско-Западно-Афипское; 7 — Курчанское; 8 — Западно-Анастасиевское; 9 — Мошкареевское; *Терско-Каспийский прогиб, месторождения:* 1 — Малгобек-Вознесенское; 2 — Эльдаровское; 3 — Брагунское; 4 — Карабулак-Ачалукское; 5 — Отарогрозненское; 6 — Октябрьское; 7 — Заманкульское; 8 — Хаян-Коротовское; 9 — Андреевское; 10 — Минеральное; 11 — Гудермесское; *Предзагорский прогиб:* 1 — Месджиди-Сулейман; 2 — Карандж; 3 — Нефть-Сафид; 4 — Хафт-Кел; 5 — Ага Джари; 6 — Гачсарап; 7 — Лали; 8 — Ахваз; 9 — Мансури; 10 — Марун; 11 — Биби-Хакиме; 12 — Бишак; 13 — Раг-и-Сафид

При сопоставлении названных показателей со средними по месторождениям Южно-Каспийской впадины и других альпийских геосинклинальных регионов значениями

геотемпературных градиентов (Γ , °C/100 м) в интервале глубин 500...2000 м, соответствующем максимальному нефтегазонасыщению, и коэффициентов аномальности пластовых давлений ($K_{ан}$) (рис. 6.4–6.7) устанавливается следующая закономерность: во всех районах с ростом до определенных значений Γ и $K_{ан}$ нефтегазонасыщенность структур увеличивается; дальнейший рост их приводит к снижению M и Q_i .

Просчитанные методом ГУА аналитические выражения функций $Q_i = f(\Gamma)$, $Q_i = f(K_{ан})$ показывают весьма высокие значения корреляционных отношений: 0.829...0.995, что придает выявленным зависимостям достаточную степень достоверности, позволяющую использовать их при прогностических оценках нефтегазонасыщенности локальных поднятий.

Экстремальным характером связей термобарических параметров с нефтегазонасыщенностью обусловлено наличие и соответственно возможность установления в каждом регионе обстановок начала и незавершенности (продолжения) процесса ее формирования, сохранения залежей и диссипации углеводородных скоплений.

Первому случаю на рис. 6.4, 6.5, 6.6, 6.7 отвечают геометрические места точек в области максимальных и повышенных градиентов температур и коэффициентов аномальности (правые ветви кривых $M = f(\Gamma)$, $Q_i = f(\Gamma)$, $M = f(K_{ан})$, $Q_i = f(K_{ан})$) — термобарозакрытые структуры, характеризующиеся отсутствием или существенно ограниченным водообменом, лимитирующим поступление углеводородов; второму — в близэкстремальной области (оптимальные условия нефтегазонакопления); третьему — в области пониженных и минимальных значений градиентов и коэффициентов аномальности (левые ветви тех же функций) — термобарооткрытые поднятия, расположенные в зонах относительно свободного водообмена и интенсивного дренажа природных геофлюидодинамических систем, вызывающих разрушение (перестроение) залежей. Экстраполяция этих зависимостей показывает, что в структурах, никогда не содержащих залежи нефти и газа, напряженность, теплового и барического полей будет значительно выше, чем на про-

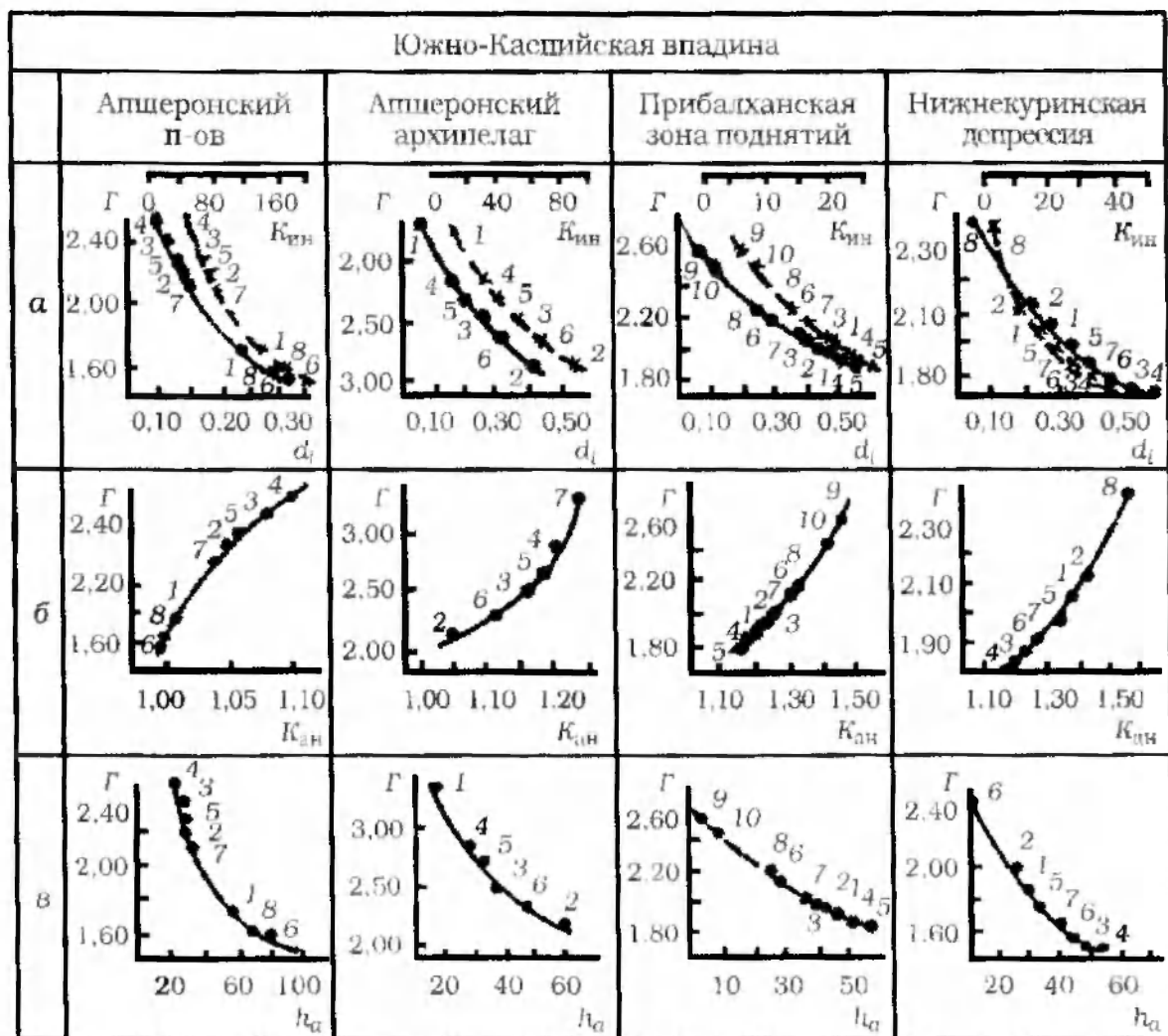


Рис. 6.4. Южно-Каспийская впадина. Зависимости между геотемпературными условиями локальных структур, степенью тектонической нарушенности резервуаров, их геобарическим режимом, мерой вертикальной подвижности подземных вод в разрезах и плотностью разведанных запасов нефти и газа:

а — $\Gamma = f(d_l, K_{ин})$; б — $\Gamma = f(K_{ан})$; в — $\Gamma = f(h_a)$; г — $\Gamma = f(H_{зп})$; д — $M = f(\Gamma)$; е — $Q = f(\Gamma)$; условные обозначения см. на рис. 6.1 (окончание на с. 123)

дуктивных площадях; в ловушках с диссипированными скоплениями углеводородов геотемпературные градиенты и коэффициенты аномальности минимальны.

В Южно-Каспийском регионе характерным представляется факт характерности более высоких значений средних геотемпературных градиентов в интервале глубин 500...2000 м

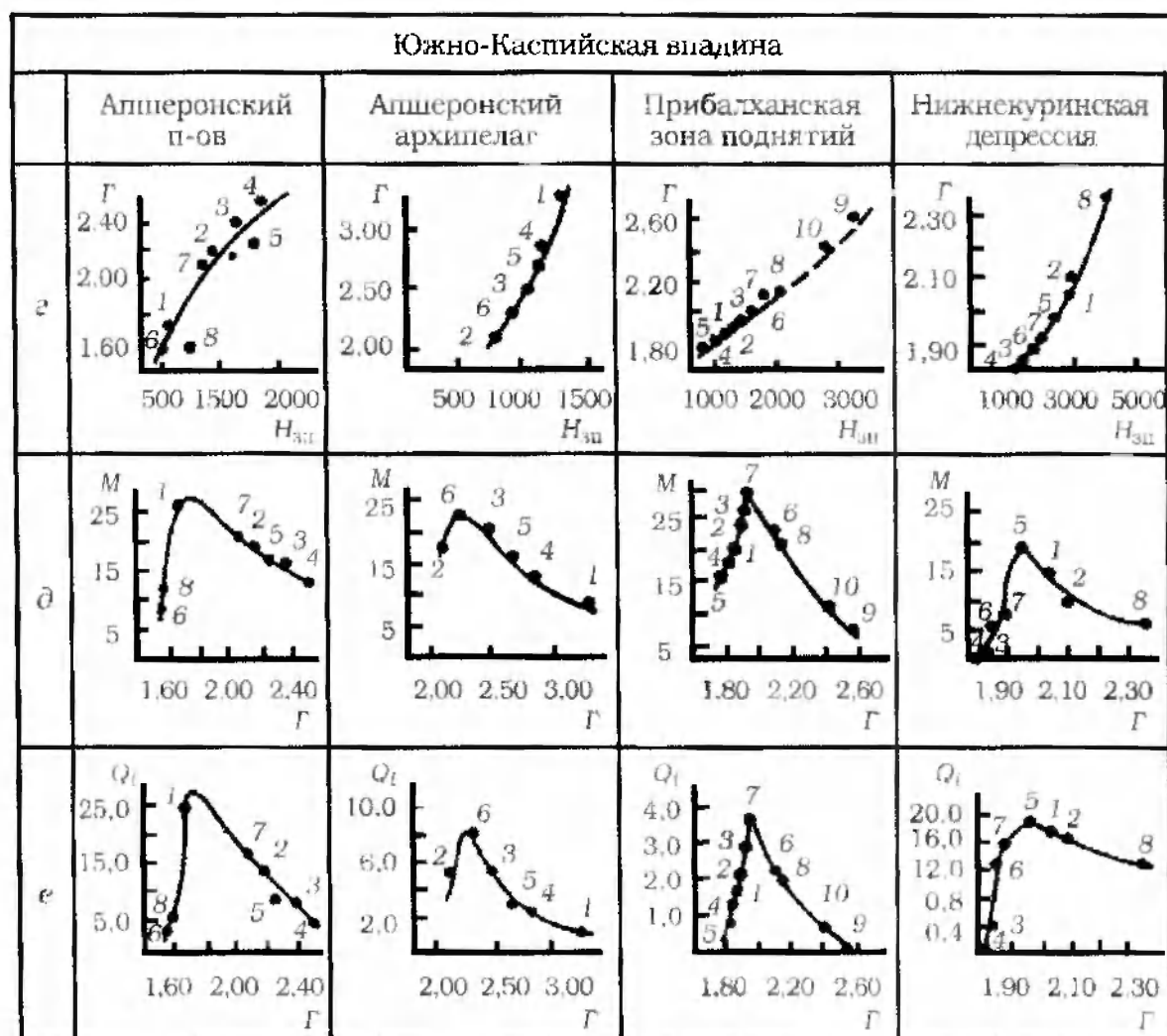


Рис. 6.4 (окончание)

складкам, содержащим скопления газа и конденсата (месторождения Карадаг — 2,36; Зыря — 2,04; Южная — 2,46 °C/100 м), по сравнению с соседними ловушками, насыщенными преимущественно нефтью (месторождения Кушхана — 2,26; Кала — 1,58; Поргяны-море — 2,22 °C/100 м соответственно). Причины этого явления кроются в специфических особенностях механизма формирования нефтяных залежей в плиоцене рассматриваемых районов, заключающихся в значительно большем поступлении в ловушки термальных нижних щелочных вод при аккумуляции нефти, чем при процессах газонакопления, что приводит к выравниванию пластовых температур в их разрезах и к уменьшению значений средних градиентов.

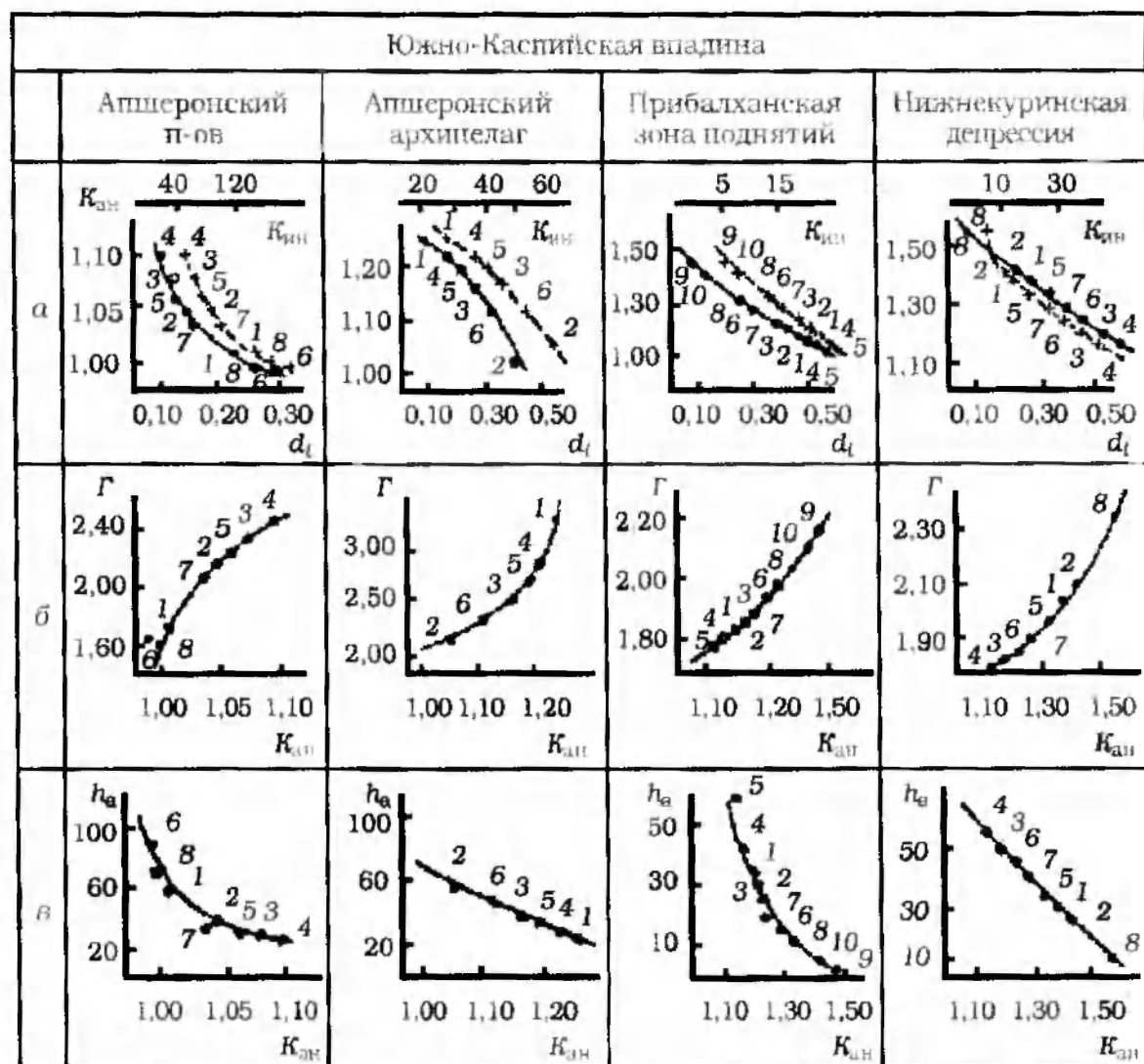


Рис. 6.5. Южно-Каспийская впадина. Зависимости между геобарическими условиями локальных структур, степенью их тектонической нарушенности, геотемпературными показателями, мерой вертикальной подвижности подземных вод в разрезах и плотностью разведанных запасов нефти и газа:

а — $K_{ан} = f(d_l, K_{ин})$; б — $\Gamma = f(K_{ан})$; в — $h_a = f(K_{ан})$; г — $K_{ан} = f(H_{эп})$; д — $M = f(K_{ан})$; е — $Q = f(K_{ан})$; условные обозначения см. на рис. 6.1 (окончание на с. 125)

Как показывает фактический материал, связь углеводородного насыщения с термальным режимом недр наблюдается не только при сопоставлении отдельных поднятий, характеризующихся различными температурными условиями, но и в масштабе всего западного борта Южно-Каспийской

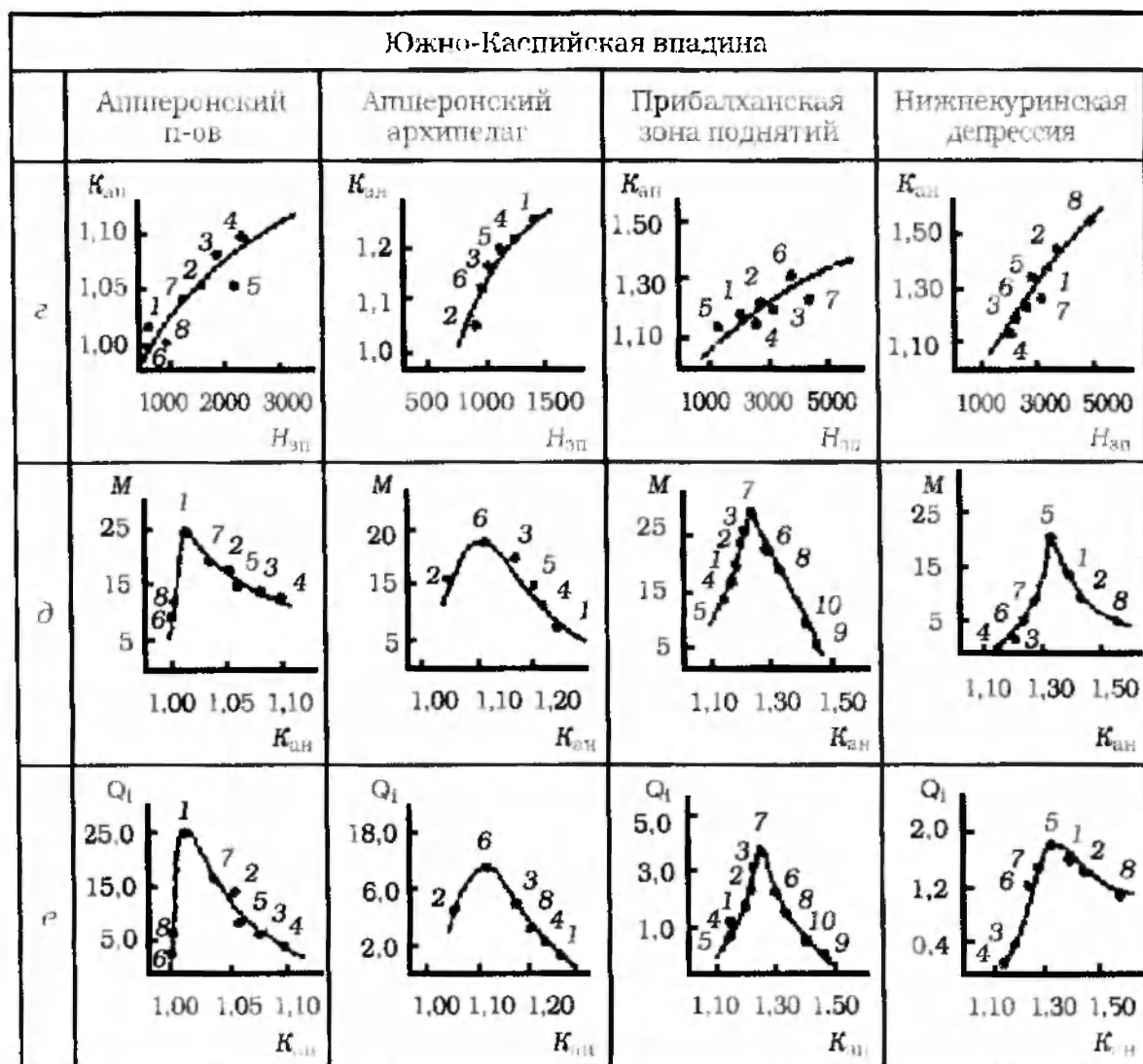


Рис. 6.5 (окончание)

впадины. Судя по данным [49], во всех районах на одних и тех же гипсометрических уровнях большим абсолютным значениям пластовых температур отвечают большие запасы углеводородов. Особенно четко эта зависимость выражена в интервале глубин 500...1500 м. где сосредоточена основная часть запасов плиоцена региона — свыше 40 %.

В свете изложенного симптоматичным выглядит и отмечаемый на большинстве площадей всех районов Южного Каспия температурный скачок при переходе от ненасыщенных интервалов разреза к продуктивным. Так, например, в пределах Восточного Апшерона переход от непродук-

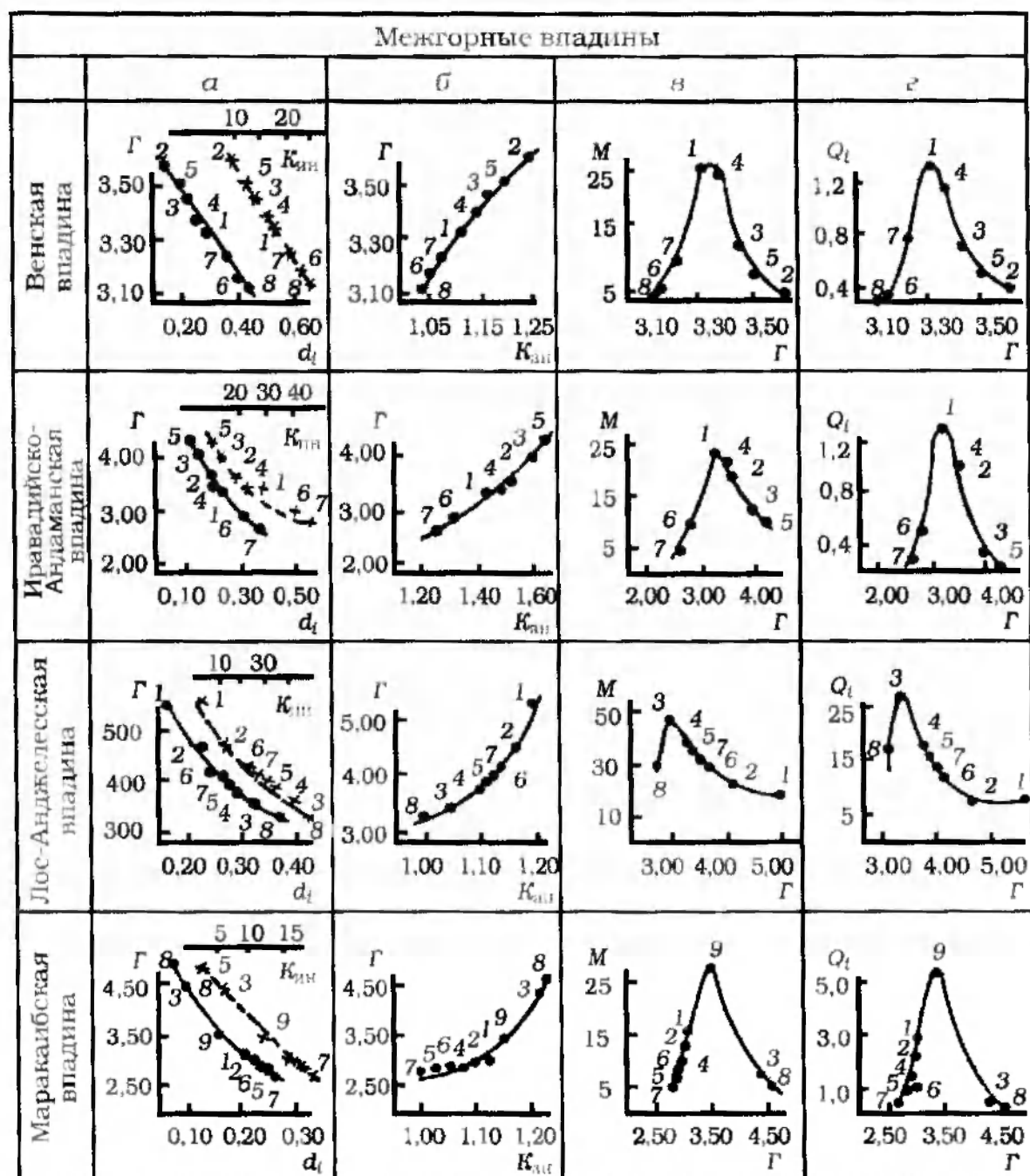


Рис. 6.6. Зависимости между геотемпературными условиями локальных структур альпийских геосинклинальных регионов, степенью геотектонической нарушенности резервуаров, их геобарическим режимом и плотностью разведанных запасов нефти и газа:

а — $\Gamma = f(d_i, K_{ин})$; *б* — $\Gamma = f(K_{ан})$; *в* — $M = f(K_{ан})$; *г* — $Q = f(K_{ан})$; условные обозначения см. на рис. 6.3 (окончание на с. 127)

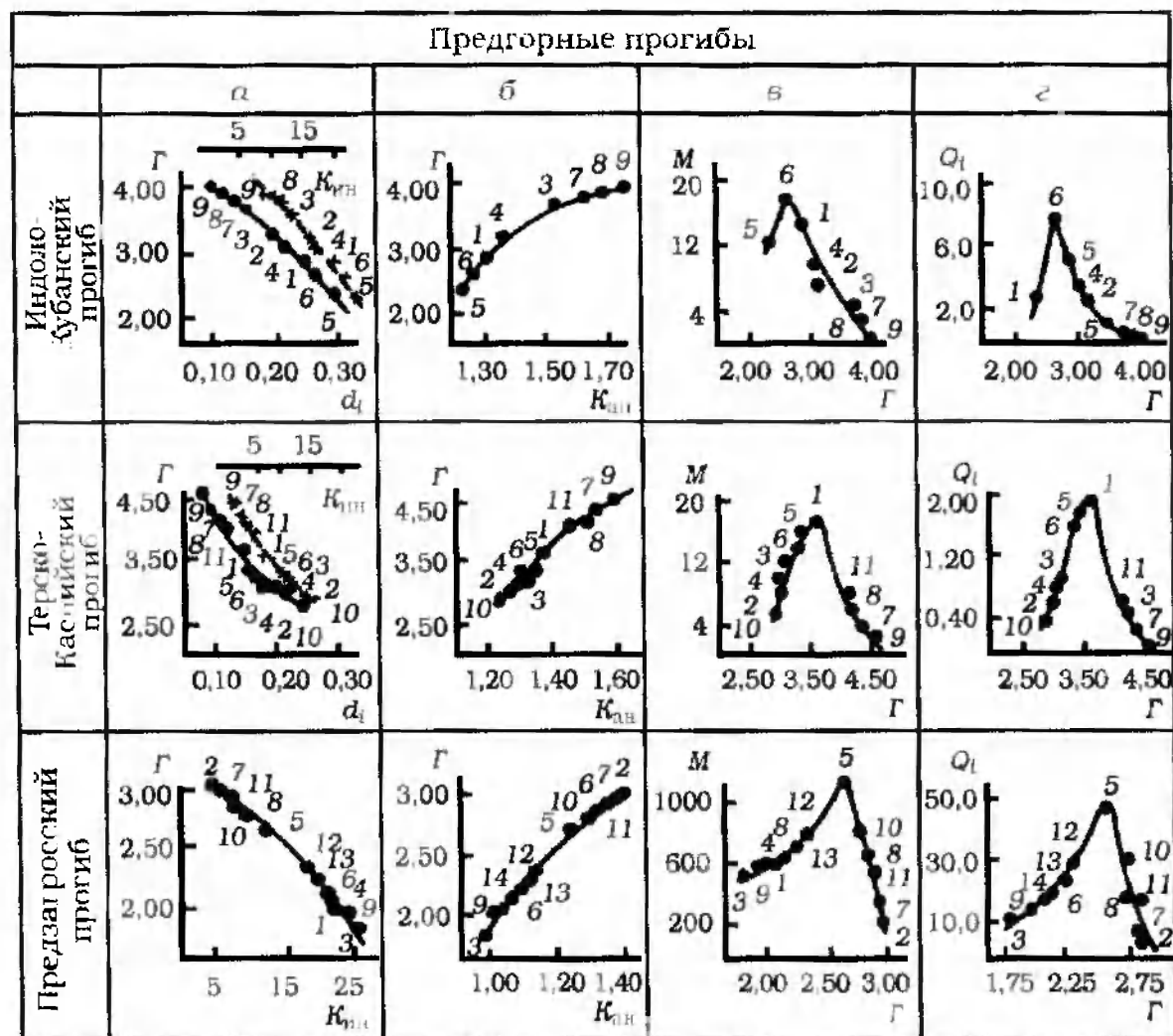


Рис. 6.6 (окончание)

тивного интервала 0...500 м к нефтенасыщенному характеризуется приростом температуры в 12 °С. тогда как в следующем интервале, содержащем примерно равное количество углеводородов, такое приращение составляет 9.3 °С, что отражается и на значениях геотемпературных градиентов [49].

Описанная выше зависимость количественных параметров углеводородного насыщения от функционально связанного с характером водообмена барического режима природных резервуаров проявляется не только в рамках отдельных районов и регионов (см. рис. 6.5, 6.7в, г), но и имеет более широкий масштаб — отмечается в пределах всей зоны альпийской складчатости. Корреляция величин разведанных

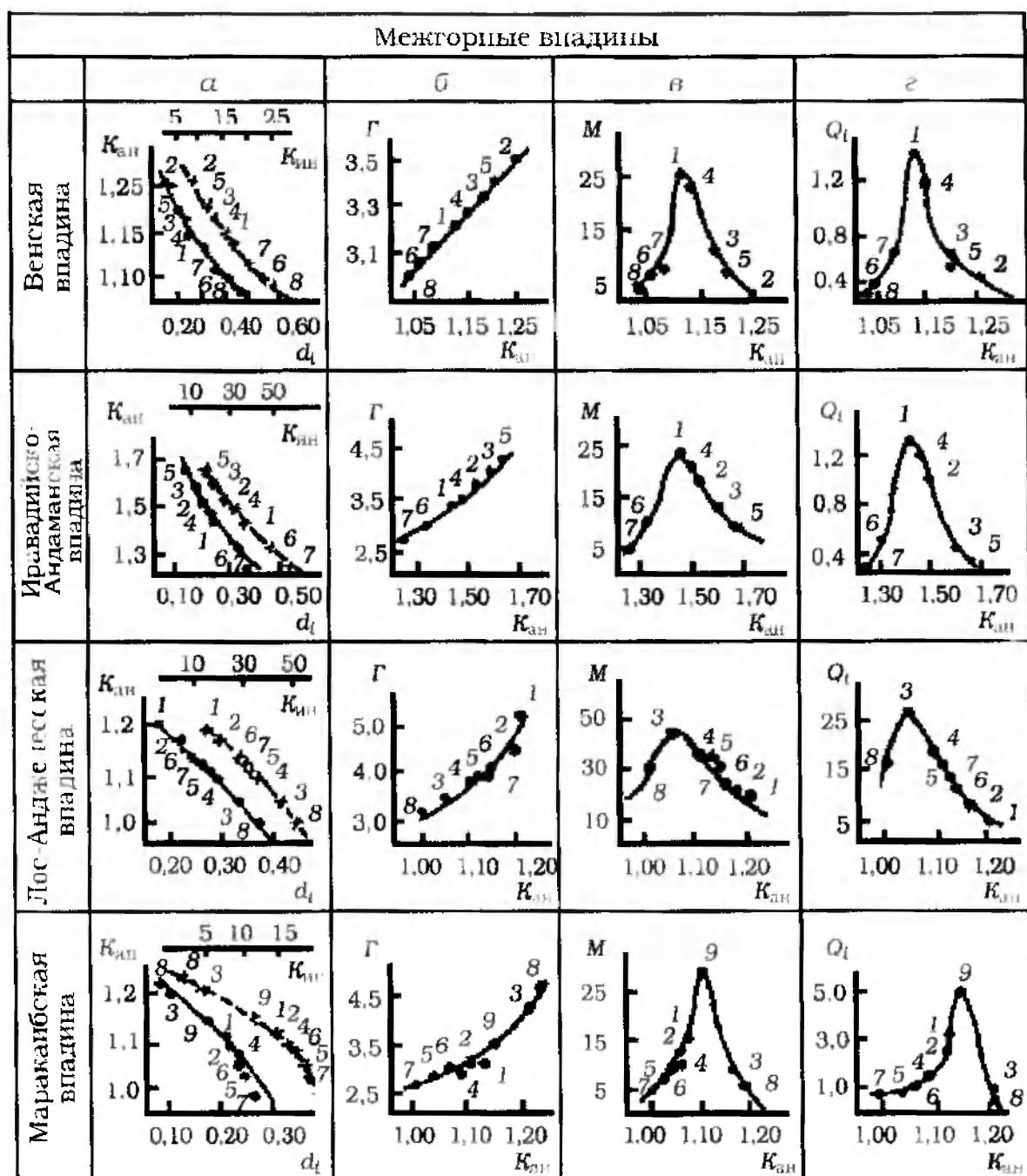


Рис. 6.7. Зависимости между геобарическими условиями локальных структур альпийских геосинклинальных регионов, степенью их тектонической нарушенности, геотемпературными показателями, плотностью разведанных запасов нефти и газа:

а — $K_{ан} = f(d_l, K_{ан})$; б — $\Gamma = f(K_{ан})$; в — $M = f(K_{ан})$; г — $Q = f(K_{ан})$; условные обозначения см. на рис. 6.3 (окончание на с. 129)

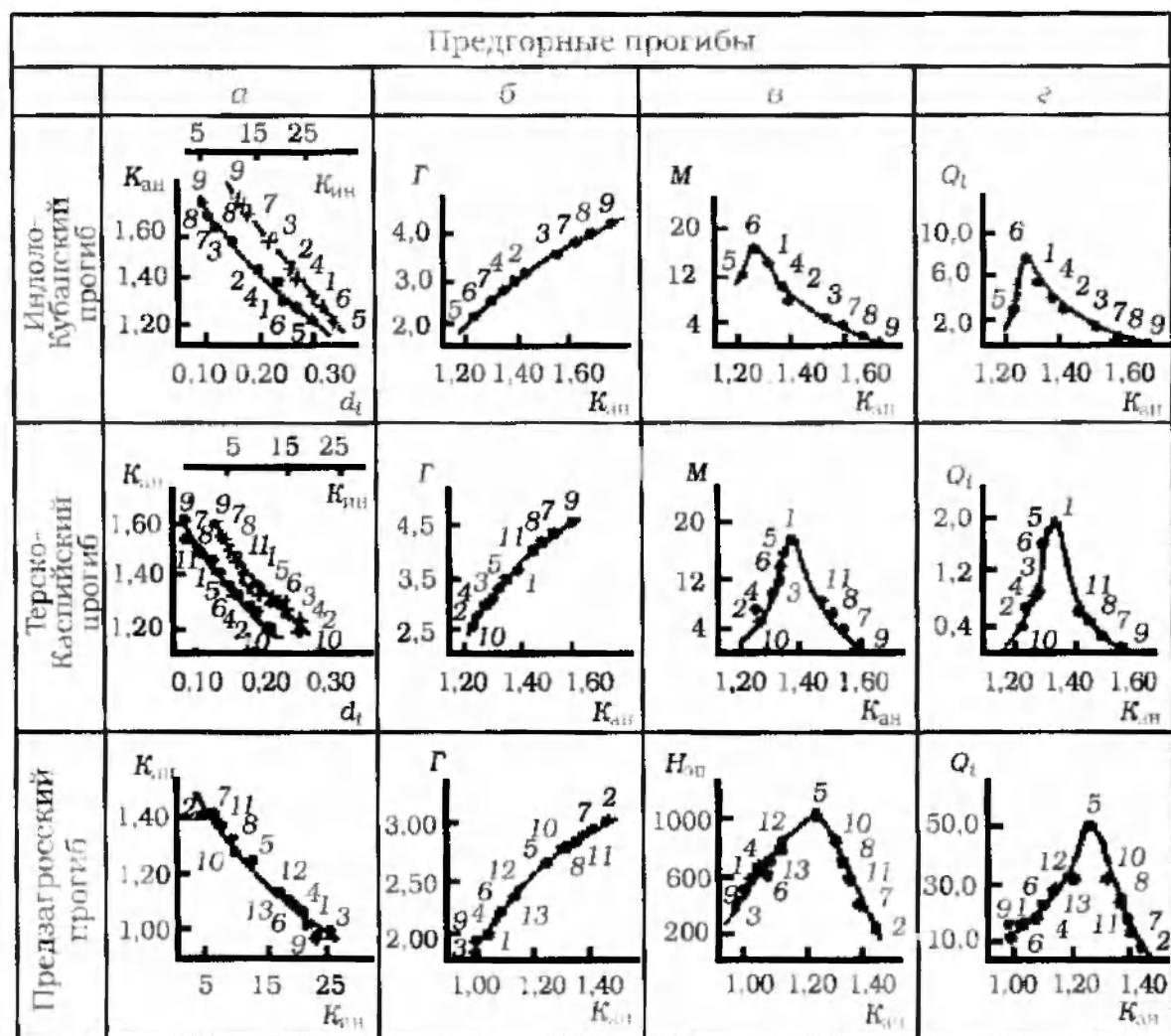


Рис. 6.7 (окончание)

запасов углеводородов, приходящихся на единицу площади (Q_s , тыс. т/км²) и объема осадочного выполнения (Q_v , тыс. т/км³) регионов, со средними по всей их территории значениями параметра напряженности геофлюидодинамических систем ($K_{ан}$) иллюстрируют четкий рост нефтегазоносности по мере оптимизации их разгрузки (рис. 6.8).

Результаты анализа всего приведенного материала в качестве основной закономерности подтверждают таким образом, положение о постоянной пространственной сопряженности в пределах альпийского геосинклинального пояса всех крупных месторождений с положительными геотемпературными и гидродинамическими аномалиями, обусловленными,

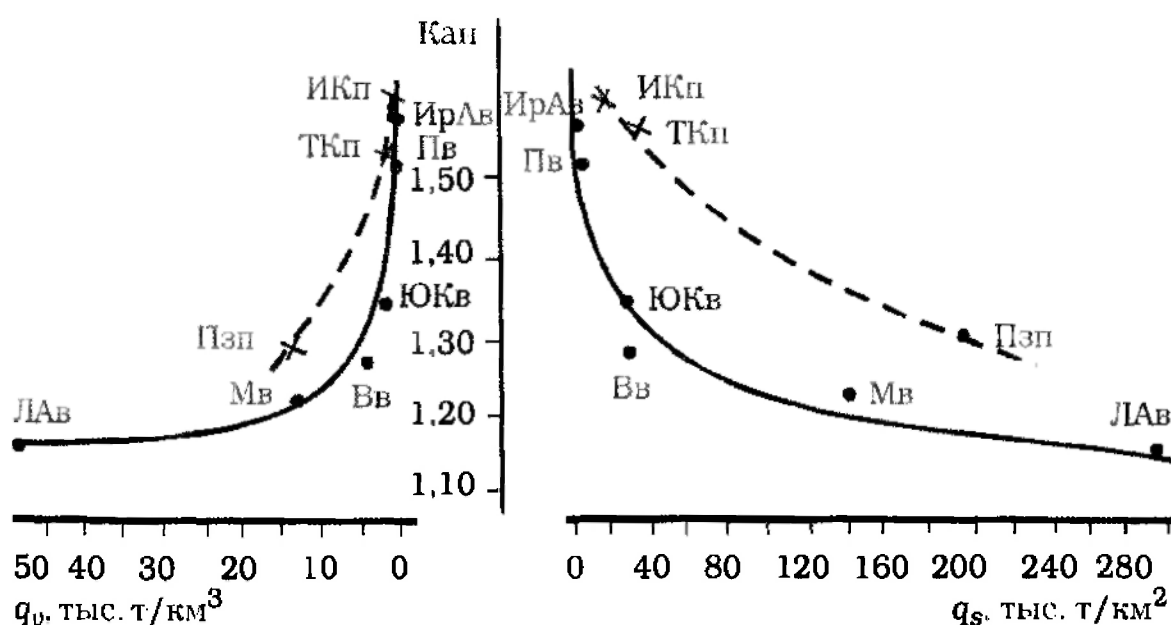


Рис. 6.8. Зависимость плотности и удельных разведанных геологических запасов углеводородов от средних по регионам коэффициентов аномальности пластовых давлений:

ЮКв — Южно-Каспийская впадина; Пв — Паданская впадина; Вв — Венская впадина; ИрАв — Иравадийско-Андаманская впадина; Мв — Мараканская впадина; ЛАв — Лос-Анджелесская впадина; ИКп — Индоло-Кубанский прогиб; ТКп — Терско-Каспийский прогиб; Пзп — Предзагорский прогиб

в свою очередь, дренажем интенсивно дислоцированных локальных, структурных форм.

Рассмотренные корреляции устанавливают в одних случаях соответствие как положительных, так и отрицательных-концентрационных гидрохимических аномалий локальным зонам пьезоминимумов и сопряженным с ними участкам низких значений геотемпературных градиентов, т. е. термобарооткрытым ловушкам; в других — пьезомаксимумам, характеризующимся высокими значениями термоградиентов, т. е. термобарозакрытым резервуарам.

Связи первого рода отвечают крупнейшие по плотности запасов и даже частично диссипированные за счет интенсивного дренажа гидродинамических систем месторождения:

— Каспийской впадины — Балаханы-Сабунчи-Раманы. Сураханы, Кала, Бибиэйбат и др., где инверсионные гидрохимические возмущения высокоминерализованного хлор-

кальциевого регионального фона генетически сопряжены с очагами разгрузки опресненных высокотермальных глубинных щелочных вод;

— Терско-Каспийского прогиба — Карабулак-Ачалуки, Малгобек-Вознесенское, Орлиное, Эльдарово. Хаян-Корт, где положительные концентрационные аномалии в водной среде верхнемелового резервуара пространственно соответствуют участкам интенсивного дренирования нижнемелового и юрского комплексов;

— зоны Матцен-Бокфлис-Понкирхен Венской впадины и др.

Зависимость второго рода характеризует, как правило, почти или полностью непродуктивные гидравлически замкнутые ловушки, почти или полностью лишенные возможности аккумулировать инъецированные углеводороды и сопутствующие им подземные воды. Наиболее контрастным примером здесь могут служить тектонически изолированные поднадвиговые складки II и III структурных ярусов внутренней зоны Предкарпатского прогиба (площади Старунь, Оболонь, Нижне-Струтынская, Ольховка, Дзвиняч, Бухговец, Пнив), где масштабы внедрения высоконапорных мезозойских хлоркальциевых рассолов в олигоценовую менилитовую серию, насыщенную опресненными древнеинфильтрационными щелочными водами, были существенно ограничены гидродинамической закрытостью природного резервуара, что привело к формированию высокогермоградиентных пьезомаксимумов под водоупором надвиговой природы.

В результате систематизации приведенных материалов установлено, что во всех альпийских регионах в диапазоне оптимальных для образования и сохранения углеводородных скоплений значений геотемпературных градиентов и коэффициентов аномальности пластовых давлений месторождения, как правило, имеют многопластовый характер, и эта же нефтегазоносности в них наиболее высока.

В соответствующем обстановке разрушения углеводородных скоплений диапазоне минимальных значений термоградиентов и $K_{\text{пл}}$ сохранившиеся месторождения чаще всего лишены залежей в верхних интервалах разреза из-за их деградации и вымывания подземными водами, внедрившимися из нижних горизонтов осадочной толщи.

В отвечающей обстановке отсутствия или резко лимитированной аккумуляции углеводородов диапазоне максимальных значений названных показателей образующиеся их скопления в основном малопластовые с весьма небольшим этажом насыщения.

Диагностическим признаком *первого варианта* является сочетающаяся с крупномасштабным нефтегазонасыщением мозаичность пространственного распределения минерализации, компонентного состава и типов подземных вод; *второго* — повсеместное развитие в базисных горизонтах и широкое проявление в верхних интервалах разреза мест горождений напорных высокотермальных нижних минерализованных жестких или опресненных щелочных вод, сопряженные с остаточной продуктивностью наиболее приближенных к поверхности объектов, *третьего* — полное или значительное частичное сохранение в природном резервуаре сингенетических подземных вод при условии отсутствия или спорадического в нем нефтегазонасыщения.

Выявленные взаимосвязи между характером и степенью углеводородного насыщения, тектоническими условиями и термобарическим режимом не случайны, а вполне закономерны, что указывает на единую во всех регионах первопричину подобной зависимости — вертикальную миграцию флюидов по системе дизъюнктивов в зоне повышенных пластовых температур и аномальных давлений.

Соответствие по всем альпийским геосинклинальным регионам фактических закономерностей распределения параметров тектонической нарушенности локальных структур (α , $K_{ин}$), показателей вертикальной мобильности подземных вод в их разрезах (h_a , $H_{з.п}$), геотемпературных градиентов (Γ), коэффициентов аномальности пластового давления ($K_{ан}$), параметра M и нефтегазонасыщенности природных резервуаров (Q) инъекционно-персточному механизму флюидомассопереноса позволяет использовать рассмотренные в предыдущих разделах их парные корреляции (см. рис. 6.1, 6.3–6.7) для предварительной оценки запасов углеводородов, уточнения перспектив новых и выбора направлений доразведки старых площадей, т. е. указанные зависимости имеют по существу характер объективных поисковых критериев.

Методическим приемом применения в указанных целях графических данных является определение геометрического положения точек, соответствующих новым площадям, участкам складок и т. п., относительно известных региону функций Q_i — кривых аппроксимации достоверно фиксированных позиций других месторождений района, структур, полей и др.

В случаях резкого несоответствия плотности запасов углеводородов точно определенным тектоническим, гидродинамическим, геотемпературным и барическим показателям (фактические точки резко отклоняются от эталонной для района, региона кривой) или при достаточно близких значениях последних, но существенно разнящихся значениях плотности запасов (экстремальная область функции ограничена узким диапазоном изменения средних значений параметров корреляций), следует рекомендовать доразведку этих площадей с задачей прироста промышленных запасов или списания с баланса неподтверждающихся. В обоих вариантах коррекция значений плотности запасов может быть осуществлена посредством вывода проекций фактических точек на эталонную региональную (районную) зависимость.

Математический анализ описанных выше парных зависимостей, устанавливающий нормальный, логнормальный или весьма близкий к ним характер распределения параметров (см. рис. 6.1, 6.3–6.7), позволяет в геологическом аспекте полагать доминирующим в реальной природной обстановке альпийских регионов именно инъекционно-переточный механизм формирования нефтегазонасыщенности.

Множественная корреляция вышеперечисленных параметров позволяет в рамках концептуально-имитационного подхода, учитывающего превалирующую роль вертикального флюидомассопереноса, реализовать геолого-статистическое моделирование нефтегазонасыщенности локальных структур как функцию совокупности названных показателей — определить $Q_i = f(a_i, K_{ин}, h_a, H_{з.л}, \Gamma, K_{ан}, M)$. Результаты соответствующих расчетов по методу ГУА приведены в табл. 6.1.

Высокие значения коэффициентов множественной корреляции (0.830...0.998) свидетельствуют о достаточной корректности предлагаемых моделей и возможности их практи-

Таблица 6.1

**Геолого-статистические модели регионального нефтегазонакопления.
Уравнения множественной корреляции плотности запасов углеводородов
с геотектоническими, гидродинамическими, геотемпературными и геобарическими
параметрами локальных структур**

Регион	Район	Корреля- ционное отношение	Аналитическое выражение зависимости $Q_i = f(K_{ин}, d_i, M, \Gamma, K_{ан}, h_a, H_{з.п})$
Южно-Каспийская впадина	Апшеронский п-ов	0,996	$Q_i = 0,03 M \left(\frac{h_a M^3}{K_{ан}^2} \right) - \frac{181,25}{M} \left(-\frac{K_{ан}^2 h_a H_{з.п}^2}{M^2 \Gamma} \right)^{0,25} + \frac{59,14}{M^{0,25}} - 19,56$
		0,995	$Q_i = \frac{2570,50}{(\Gamma^2 K_{ан} H_{з.п} h_a^2)^{0,25}} - 124,16 \left(\frac{\Gamma^2}{H_{з.п}} \right)^{0,25} - 47,87 \left(\frac{K_{ин}}{h_a} \right)^{0,25} -$ $- 1,79 K_{ин}^{0,25} - 0,03 \left(\frac{\Gamma K_{ан}^3 h_a^2}{K_{ин}} \right)^{0,25} - 0,008 \left(\frac{K_{ин}}{K_{ан} h_a} \right)^{0,25} - 9,98$
Южно-Каспийская впадина	Апшеронский архипелаг	0,998	$Q_i = 0,04 M \left(\frac{h_a M^2 \Gamma^2}{K_{ан} H_{з.п}^2} \right)^{0,25} - 0,02 M (M^2 K_{ин})^{0,25}$
		0,811	$Q_i = 12,33 \left(\frac{K_{ин}^2}{\Gamma h_a} \right)^{0,25} - 3,40 (K_{ин} h_a)^{0,25}$

Прибалханская зона поднятия	0.983	$Q_i = 0.007 M^2 \left(\frac{\Gamma}{K_{ин} K_{ан}^2} \right)^{0.25}$
	0.907	$Q_i = 32.97 \left(\frac{d_i K_{ин}}{\Gamma h_a} \right)^{0.25} - 66.75 \left(\frac{d_i}{K_{ин}} \right)^{0.25} +$ $+ 4.00 \left(\frac{K_{ин}^2}{h_a} \right)^{0.25} - 1.22 \left(\frac{d_i K_{ан}}{K_{ин}} \right)^{0.25}$
Нижне-Курильская депрессия	0.989	$Q_i = 0.06 (H_{3.п}^2 h_a M^2)^{0.25} - \frac{1.46}{(H_{3.п}^2 h_a M^2)^{0.25}} + \frac{0.55}{(\Gamma M)^{0.25}}$
	0.950	$Q_i = 24.91 - 3.78 (H_{3.п}^3 K_{ан} \Gamma d_i)^{0.25} - \frac{29.18}{(H_{3.п}^2 K_{ан}^3 \Gamma d_i)^{0.25}}$
В целом	0,813	$Q_i = \frac{3.33}{K_{ан}^2} \left(\frac{K_{ин}^3}{d_i^2 K_{ан}^3 h_a} \right)^{0.25} - \frac{1.02}{K_{ан}^2} \left(\frac{h_a K_{ин}^2}{d_i^3 K_{ан} \Gamma} \right)^{0.25} +$ $+ 20.74 K_{ан}^2 \left(\frac{d_i^2 K_{ан}^3 h_a}{K_{ин}^3} \right) - 89.86 \left(\frac{d_i^2}{K_{ин}^3} \right)^{0.25}$

Регион	Район	Корреляционное отношение	Аналитическое выражение зависимости $Q_i = f(K_{ин}, d_i, M, \Gamma, K_{ан}, h_a, H_{з.п})$
Венская впадина		0,956	$Q_i = 0,33 \left(\frac{M^3}{K_{ин} \Gamma} \right)^{0,25}$
		0,836	$Q_i = 10,20 \Gamma (K_{ан}^3)^{0,25} - 15,33 \left(\frac{\Gamma^2}{d_i K_{ан}} \right)^{0,25}$
Иравдийско-Андаманская впадина		0,986	$Q_i = 0,03 M (d_i M K_{ан}^3 K_{ин})^{0,25} - 0,33 M^{0,25} - 0,10 \left(\frac{d_i \Gamma}{K_{ин} K_{ан} M} \right)^{0,25} + 0,48$
		0,909	$Q_i = 2,30 K_{ан} \left(\frac{K_{ан}^3 K_{ин}}{\Gamma} \right)^{0,25} - \frac{32,12}{(K_{ан}^2 \Gamma^2 K_{ин})^{0,25}}$
Лос-Алджетесская впадина		0,999	$Q_i = 0,11 M \left(\frac{M K_{ин}}{K_{ан}} \right)^{0,25} + \frac{952,88}{M} \left(\frac{d_i}{\Gamma K_{ин}^2} \right)^{0,25} - 18,33 \left(\frac{d_i}{K_{ин}} \right)^{0,25}$
		0,840	$Q_i = 1,13 (K_{ан} K_{ин}^3)^{0,25} + \frac{2,54}{(K_{ан} K_{ин}^3)^{0,25}} + 0,56 (K_{ин} K_{ан})^{0,25}$
Маракамбская впадина		0,994	$Q_i = 0,06 M \left(\frac{K_{ин}}{K_{ан} d_i} \right)^{0,25} - 1,85 \left(\frac{K_{ан}^3}{\Gamma M} \right)^{0,25}$

	0,794	$Q_i = 0,62 K_{ан}^4 \Gamma (K_{ан} \Gamma d_i K_{ин}^3)^{0,25} - 0,45 K_{ан}^2 \Gamma (K_{ан}^3 \Gamma K_{ин}^3)^{0,25} + 0,67 \left(\frac{d_i}{K_{ин} \Gamma K_{ан}^2} \right)^{0,2}$
Индоло-Кубанский прогиб	0,992	$Q_i = 0,008 M \Gamma \left(\frac{M^3 \Gamma^2}{d_i} \right)^{0,25}$
	0,905	$Q_i = 50,25 \left(\frac{d_i}{\Gamma} \right)^{0,25} - \frac{127,48}{(K_{ан} \Gamma K_{ин})^{0,25}} + 13,33 (K_{ан}^2 \Gamma)^{0,25}$
Терско-Каспийский прогиб	0,994	$Q_i = 0,11 M (M \Gamma^3 K_{ин})^{0,25} - 0,43 M (M)^{0,25}$
	0,812	$Q_i = 8,58 \left(\frac{K_{ин}^2}{d_i} \right)^{0,25} - 44,54 \left(\frac{K_{ан} K_{ин}}{\Gamma} \right)^{0,25} + \frac{30,44}{K_{ан} K_{ан}^{0,25}} + 0,06 (\Gamma d_i K_{ин})^{0,25}$
Предзагорский прогиб	0,993	$Q_i = 14,59 H_{эт} (K_{ин} \Gamma^3 H_{эт})^{0,25} - 11,57 H_{эт} \left(\frac{\Gamma}{K_{ан}^2} \right)^{0,25}$
	0,893	$Q_i = 0,005 (K_{ан} \Gamma K_{ин})^{0,25} + \frac{0,01}{(K_{ин} \Gamma K_{ан})^{0,25}} + 0,005 K_{ин}^{0,25} + \frac{0,0002}{(\Gamma K_{ин})^{0,25}} + 50,30$
В целом по впадинам	0,815	$Q_i = \frac{0,02 \Gamma^2 K_{ин}}{K_{ан}^2} \left(\frac{\Gamma^3 K_{ин}}{d_i K_{ан}} \right)^{0,25} - \frac{0,07 \Gamma^2 K_{ин}}{K_{ан}^3 (d_i K_{ан})^{0,25}} + \frac{2,54}{K_{ин}^{0,25}}$
В целом по прогибам	0,788	$Q_i = \frac{240,94}{\Gamma^3} \left(\frac{K_{ан}^2}{K_{ин}^3 \Gamma^3} \right)^{0,25} - 0,04 \Gamma^3 \left(\frac{K_{ин}^3 \Gamma^3}{K_{ан}} \right)^{0,25} + 23,64$

ческого применения при предварительной оценке запасов конкретных локальных структур по данным сейсморазведки (определение площади поднятий) и первых поисковых и разведочных работ, охарактеризованным набором всех или части параметров.

Вышеизложенное позволяет сформулировать следующие основные выводы:

— во всех альпийских геосинклинальных регионах устанавливаются четкие количественные зависимости между тектоническими показателями локальных структур и зон нефтегазонасыщения, химизмом и мерой вертикальной мобильности водной среды, термобарическими параметрами поднятий и плотностью запасов углеводородов;

— в пределах земель с установленной региональной промышленной нефтегазонасыщенностью *концептуально-имитационное* на базе переточно-инъекционного механизма формирования залежей и месторождений геолого-статистическое моделирование нефтегазонасыщения локальных структур, методически реализуемое парными и множественными корреляциями плотности запасов углеводородов отдельных известных продуктивных поднятий с их геотектоническими, геогидродинамическими и геотермобарическими параметрами, *открывает принципиально новые возможности для резкого повышения информативности, эффективности и сокращения сроков геолого-разведочного процесса* — решения с необходимой степенью надежности комплекса прогностических задач по обнаружению и предварительной количественной оценке запасов нефти и газа новых, дополнительно выявленных в районе структур на основе данных детальной сейсморазведки и первых единичных поисковых и разведочных скважин;

— наличие множественных зависимостей плотности запасов углеводородов от комплекса геотектонических, гидродинамических, термобарических показателей отдельно по альпийским межгорным впадинам и предгорным прогибам в совокупности (корреляционные отношения 0,815 и 0,788 соответственно) объективно подтверждает не только существование, реализацию и общность определяющего их механизма — вертикального флюидомассопереноса в пре-

делах каждого из названных геоструктурных элементов, но и его превалирующую роль в формировании нефтегазонасности во всей альпийской геосинклинальной зоне независимо от вида выполняющих ее тектонотипов.

6.2. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННЫХ ГИС ПРИ ИЗУЧЕНИИ ШЕЛЬФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Цель данного параграфа — показать возможности применения данных ГИС, в том числе для определения многочисленных типов фаций шельфа, при изучении разрезов морских скважин. Как известно, **литолого-фациальный анализ**, наряду с другими методами (литолого-палеогеографическими, палеогеоморфологическими, сейсмостратиграфическими и др.), является составной частью исследований при поисках неантиклинальных ловушек, которые широко распространены в шельфовых зонах.

Применяемые в настоящее время и разработанные способы интерпретации каротажных данных и комплекс ГИС дают возможность использовать геофизические исследования скважин в качестве самостоятельного метода литолого-фациального анализа и прогнозирования литологических ловушек нефти и газа [19]. При этом перед методами ГИС ставятся обычно следующие задачи:

1) определить границы выклинивания горизонтов и перерывов в осадконакоплении, в том числе изучить особенности строения древних аккумулятивных шельфов на краевых частях впадин:

2) выделить участки развития дельт, палеорусел, баров, аккумулятивных образований, располагающихся вдоль прибрежных частей палеоморей, а также зон развития коллекторов в эффузивных и рифогенных толщах:

3) установить наличие над перечисленными структурными формами пород-покрышек, а также оценить их качество;

4) выделить в установленных ловушках пласты-коллекторы и получить количественную оценку их коллекторских свойств, а также проследить вариации коллекторских свойств

по латерали и вертикали, с учетом фациальных изменений;

б) определить характер насыщения выделенных коллекторов и получить количественные оценки их коэффициентов нефтегазонасыщенности (водонасыщенности).

Кроме того, методы ГИС могут использоваться и при решении седиментологических задач регионального характера. Так, например, детально изучая разрезы скважин по каротажу и наклонометрии, выделяют *региональную составляющую осадконакопления*, которая обусловлена геотектоническим режимом, приводящим к ритмичности. С этой целью с помощью ГИС выделяют циклиты различного ранга. *Локальную составляющую осадконакопления*, зависящую часто от расчлененности дна бассейна на участки с различным характером седиментации и гидродинамического режима, устанавливают при фациальном анализе данных ГИС с помощью генетических каротажных моделей фаций и пластовой наклонометрии, а также разного рода сканнеров.

Следует отметить, что трактовка генетических моделей фаций, а также роль и возможности тех или иных геофизических методов, используемых для изучения моделей, будет различаться не только в зависимости от типа исследуемого разреза (терригенный, карбонатный, эффузивный и др.), но и от определения понятия природного резервуара. Как известно, **под природным резервуаром** принято считать, во-первых, общее пустотное пространство пород-коллекторов пласта, во-вторых, пустотное пространство пород-коллекторов в пределах ловушек и, в-третьих, совокупность пластов-коллекторов и покрышек в пределах бассейна осадконакопления. В соответствии с вышеуказанными определениями подземных резервуаров основные компоненты генетических каротажных моделей, характеристика их элементов и геофизические методы изучения моделей приведены в табл. 6.2, в которой для сравнения и более точного понимания особенностей генетических моделей показаны также свойства петрофизических и структурных моделей природных резервуаров.

Методы ГИС являются основными при изучении геолого-генетических моделей пластов, в особенности для терри-

Таблица 6.2

Природные резервуары, основные компоненты петрофизических, структурных, генетических моделей и геофизические методы их изучения

Модели	Природный резервуар	Основные компоненты моделей	Характеристика элементов	Геофизические методы
Петрофизические	Пласт	Геологические возмущающие тела и их связи, отражающие структуру геофизических полей, наблюдаемые в пластах	Петрофизические связи (анализические и графические) между геологическими и геофизическими параметрами пластов	ГИС, сейсморазведка, электроразведка
То же	Ловушки: – антиклинальные – литологические – стратиграфические – гидродинамические – смешанные	Совокупность возмущающих геологических тел, отражающих структуру геофизических полей, наблюдаемых в ловушках	Петрофизические модели залежей нефти и газа	Сейсморазведка, ГИС, электроразведка, гравиманниторазведка
То же	Бассейн осадконакопления	Совокупность возмущающих регионально протяженных геологических тел, отражающих структуру геофизических полей, наблюдаемых в бассейнах	Глубинные петрофизические разрезы геологических образований негробизических модели бассейнов	Гравиманниторазведка, сейсморазведка, электроразведка, ГИС

Модели	Природный резервуар	Основные компоненты моделей	Характеристика элементов	Геофизические методы
Структурные	Пласт	Абстрактные тела и их связи, отражающие внутреннюю структуру геологического пространства пласта, степень его однородности, характер его границ	Структурно-вещественные характеристики геологических тел-пластов	ГИС, сейсморазведка, электроразведка
То же	Ловушки: – антиклинальные – литологические – стратиграфические – гидродинамические – смешанные	Абстрактные совокупности тел и их взаимосвязи, отражающие внутреннюю структуру геологического пространства ловушки, соотношения коллекторов и неколлекторов	Размеры и формы совокупностей геологических тел-пластов (коллекторов и неколлекторов), их структурно-вещественные характеристики	Сейсморазведка, ГИС, электроразведка, гравимагниторазведка
	Бассейн осадконакопления	Абстрактные совокупности тел региональной протяженности, их взаимосвязи, отражающие внутреннюю структуру геологического пространства бассейнов осадконакопления.	Размеры и характер регионально-протяженных геологических тел, их структурно-вещественные характеристики	Гравимагниторазведка, сейсморазведка, электроразведка, ГИС

Генетические	Пласт	соотношения коллекторов пород покровов и коллекторов	Форма геофизических аномалий и геологические параметры, характеризующие генезис геологического тела-пласта	ГИС, сейсморазведка, электроразведка, комплексирование методов
То же	Ловушки: – антиклинальные – литологические – стратиграфические – гидродинамические – смешанные	Абстрактные совокупности тел и их связи, отражающие генезис ловушки	Форма геофизических аномалий и петрофизические (геологические) параметры, характеризующие генезис ловушки	Сейсморазведка, электроразведка, гравиманиторазведка, комплексирование методов
То же	Бассейн осадконакопления	Абстрактные совокупности тел региональной протяженности, отражающие генезис бассейна	Форма геофизических аномалий и петрофизические параметры, характеризующие генезис бассейна	Гравиманиторазведка, сейсморазведка, электроразведка, ГИС, комплексирование методов

генных разрезов. Однако для карбонатных и эффузивных разрезов приходится изучать, как правило, промежуточные между пластом и ловушкой фациальные формы организации природных тел. Из табл. 6.2 следует, что генетические модели для пласта являются компонентами или подсистемами более высокой по рангу подсистемы моделей ловушки, которая, в свою очередь, входит как компонент региональной подсистемы моделей бассейна осадконакопления. При этом необходимы закономерное уточнение и дополнение характеристик моделей менее детального уровня при переходе к более высокому уровню детальности моделирования и введение на каждом уровне новых специфических элементов. Естественно, что обоснование генетических моделей ловушки представляет собой более сложную задачу, чем определение модели пласта, требующего привлечения большого количества разнообразной геолого-геофизической информации. Еще более сложно обоснование моделей условий осадконакопления бассейнов, когда часто используют данные сейсморазведки в методе сейсмострагиграфии.

Для определения генетической природы горных пород по данным ГИС очень важна последовательность фациальной интерпретации. По обобщенной схеме последовательности интерпретационных работ для различных типов разрезов при фациальной оценке горных пород по данным ГИС (табл. 6.3) сначала проводится количественная интерпретация промыслово-геофизических материалов по отдельным скважинам исследуемой площади согласно принятой для данного района методике обработки. Результатом такой интерпретации является получение количественных оценок литологического состава, глинистости, пористости и водонасыщенности исследуемых горных пород.

Затем оценивается степень постседиментационных преобразований горных пород, для чего кроме результатов интерпретации данных комплекса ГИС может быть использована различная геологическая и геохимическая информация.

После этого приступают к фациальной интерпретации каротажных и других геолого-геофизических данных, основой которой служат каротажные генетические модели (качественные и количественные) терригенных пластов,

Таблица 6.3

**Последовательность интерпретационных работ
по фациальной оценке горных пород по данным ГИС**

Вид интерпретации и данные ГИС	Количественная интерпретация по разрезу связки	Интерпретация постседиментационных преобразований		
		Терригенные породы	Карбонатные породы	Эффузивные породы
1	2	3	4	5
Решаемые задачи	Получение оценок: лива, глинистости, эффективности пористости, водонасыщенности и др.	1. Установление влияния: - уплотнения - цементации (кварцевый, глинистый, кальцитовый, фельдшпатовый и др. типы цементов) - замещения - образования вторичной пористости и др.	1. Установление влияния: - перекристаллизации; - доломитизации - выщелачивания - кальцитизации - сульфатизации - опремнения - тектонической трещиноватости; - цементации и др.	1. Установление влияния: - выветривания - выщелачивания - образования вторичной пористости (трещиноватости, микротрещиноватости, микрозернистости) - цеолитизации - цементации (кальцитовый, хлоритовый, глинистый и др. типы цементов) и др.
Методические средства	Технология (методика) интерпретации данных ГИС, в том числе с помощью автоматизированных систем на ЭВМ	2. Определение эпигенетической последовательности событий, степени катагенетических изменений Методика (методические приемы) интерпретации данных ГИС, привлечение и анализ геологических и геохимических данных		

Фациальная интерпретация			
Терригенные породы	Карбонатные породы		Эффузивные породы
пластов	генетических типов	генетических групп	ритмов
6	7	8	9
1. Определение фаций: баров потокового типа (русла, дельтовые протоки, вдоль береговых течений и т. д.), пляжевых отмелей, мелководно- и глубоководных глин и др.	1. Определение фаций: биогермных и межбиогермных, шлейфовых, лагунных, баровых, потоковых, мелководно-шельфовых равнин, глубокого шельфа, пологого склона, приливно-отливных равнин и др.	Выделение фаций: рифовой постройки, межрифовых, открытого шлейфа континентального склона, закрытого шельфа, прибрежно-морских и др.	1. Определение фаций эффузивных образований (измененных и неизмененных эффузивных пород)
2. Выявление седиментационных циклов и определение вероятностного положения береговых линий			2. Выявление ритмичности эффузивных излияний
Качественные и количественные генетические модели пластов и методика их оценки	Количественные генетические модели генетических типов и генетических групп карбонатных пород и методика их оценки		Фациальные модели ритмов эффузивных образований и методика их оценки

Окончание табл. 6.3

Седиментационная интерпретация		
Терригенные породы	Карбонатные породы	Эффузивные породы
10	11	12
1. Определение генетической последовательности регрессивно-трансгрессивных серий	1. Определение генетических последовательностей фациальных зон	1. Выявление зон распространения коллекторов в эффузивной толще
2. Установление литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа		
Седиментационные модели ловушек и технология их локального прогноза по данным ГИС		

отдельных типов и генетических групп карбонатных пород и ритмов эффузивных образований. Результаты фациальной интерпретации используются далее для выполнения седиментационной интерпретации терригенных и карбонатных разрезов с помощью геолого-геофизических моделей ловушек, а эффузивных разрезов — с помощью фациальных моделей циклов эффузивных излияний. На этом этапе широко используется межскважинная корреляция геолого-геофизических (каротажных) материалов, которая должна увязываться с распространением выделенных с помощью фациальных законов различных фациальных зон. Кроме того, данная корреляция должна базироваться на ритмостратиграфическом расчленении исследуемых формаций, что также основывается на результатах фациальной интерпретации данных ГИС.

Таким образом, здесь впервые вводятся два новых понятия в области интерпретации данных ГИС, а именно: **фациальная и седиментационная интерпретация материалов ГИС**. Однако для эффузивных разрезов последнее понятие лучше сформулировать следующим образом: *интерпретация материалов ГИС для оценки условий формирования эффузивных массивов*.

ГЛАВА 7

ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ

Поисково-разведочные работы на нефть и газ всегда относились к наиболее капитало- и трудоемким работам. Тем более это справедливо, когда они проводятся на шельфе, что требует оптимизации такой деятельности с целью максимального снижения затрат.

При постановке поисково-разведочных работ необходимо разграничивать две стороны решаемых задач:

- оценку крупного объекта — нефтегазоносного комплекса, содержащего десятки залежей;
- подготовку к разработке отдельной залежи.

Очень часто возникает ситуация, когда залежи готовы для подсчета запасов, но не готовы к разработке или, наоборот, месторождение готово к разработке, но не известно его место среди других залежей нефтегазоносного комплекса.

Для оценки крупного объекта требуется определить с необходимой достоверностью запасы и продуктивность входящих в него залежей, дать ранжированный список залежей. Это необходимо для освоения всего крупного объекта, формирования инфраструктуры и принятия решений по другим организационным вопросам.

Проблема освоения отдельного месторождения (залежи) требует определения не только его запасов и средней продуктивности, но и изучения внутренней структуры этого объекта, изменения промысловых характеристик (проницаемость, однородность, продуктивность пластов, концентрация запасов

и др.) по площади залежи, что решается только с помощью скважин.

7.1. СТАДИЙНОСТЬ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ШЕЛЬФЕ

Для повышения эффективности поисковых работ **геолого-разведочный процесс разделяют на ряд этапов**: региональный, поисковый и разведочный.

Выявление месторождений требует прохождения всех этапов — от *регионального* до *разведочного*. При этом их разведка осуществляется на основе данных, полученных на предыдущих этапах. Одновременно результаты разведочных работ на этих месторождениях используются для поисков новых месторождений и залежей на перспективных площадях, а также применяются для уточнения представлений о региональных закономерностях геологического строения всего региона. В регионе всегда имеются неизученные и слабоизученные участки, глубокозалегающие горизонты, принципиально новые для района объекты (литологические, гидродинамические ловушки и др.). Для выявления таких объектов и постановки на них поисковых работ необходимы региональные исследования, для чего используются не только материалы специальных исследований (региональные геофизические работы, опорное и параметрическое бурение и др.), но и данные ранее проведенных поисковых и разведочных работ на известных месторождениях и площадях. По мере повышения изученности территории региональный этап геолого-разведочного процесса кроме своего прямого назначения по выявлению новых объектов поиска приобретает все большее значение для поисков и, что особенно важно, для разведки известных месторождений и залежей. Устанавливаемые при региональных обобщениях пространственные закономерности позволяют исключить локальные ошибки, возможные при недостатке информации по отдельным залежам.

Относительно **геолого-разведочного процесса на шельфе** следует указать на его стадийность (рис. 7.1), число

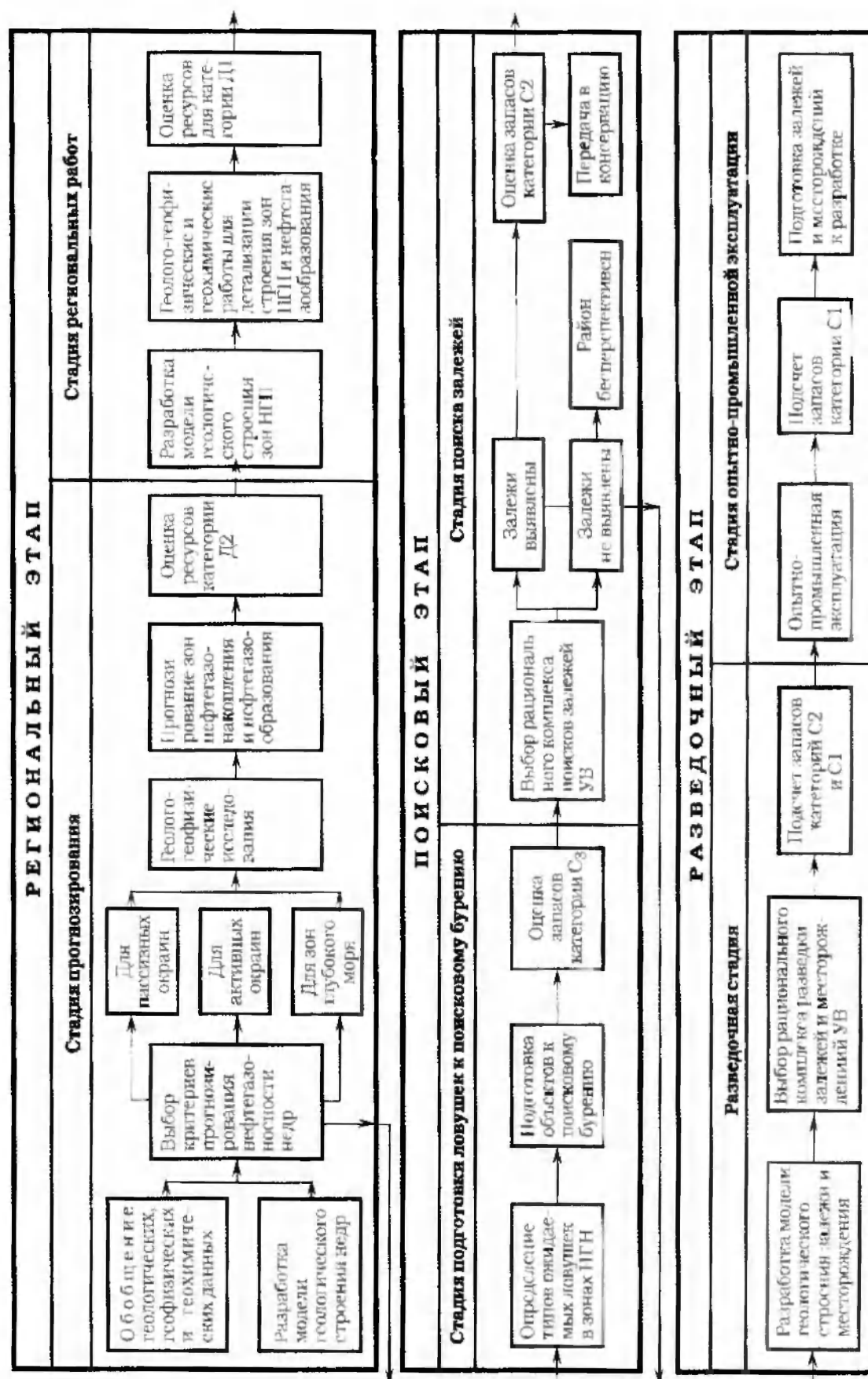


Рис. 7.1. Динамическая система поисков и разведки морских месторождений нефти и газа

стадий достигает шести [52]. На *региональном этапе* выделяют стадии прогнозирования и региональных работ; на *поисковом этапе* — стадии подготовки ловушек к поисковому бурению и поисков залежей нефти и газа; на *разведочном этапе* — стадии разведочную и опытно-промышленной эксплуатации.

Стадия прогнозирования включает несколько последовательных или одновременных операций (виды и методы работ). Вначале производят научное обобщение геологических, геофизических и геохимических данных, накопленных к началу работ. На основе результатов обобщения разрабатывают предполагаемую модель геологического строения и нефтегазоносности недр. Для уточнения полученной модели проводят единичные региональные исследования, включая бурение параметрических скважин. На основе обобщения и детального анализа результатов этих работ производят усовершенствование ранее принятой модели строения недр, формируют комплекс критериев прогнозирования применительно к конкретным физико-геологическим условиям данной акватории. На этой стадии обычно имеется достаточно данных для прогнозной оценки ресурсов углеводородов категории D_2 .

На стадии **региональных работ** на основе данных и выводов прогнозной стадии проводят геолого-геофизические исследования, опорное и параметрическое бурение с целью освещения вопросов литолого-фациального состава и его изменения, палеогеографических и палеогеоморфологических особенностей изученных зон и комплексов. Региональное изучение структуры земной коры крупных областей (отдельные части океанов, внутренние и окраинные моря) производят с целью установления основных черт их глубинного строения, выявления крупных элементов 1-го порядка (т. е. размерами в сотни, тысячи км), зон региональных разломов как в крупных перспективных областях нефтегазообразования, так и нефтегазонакопления. Для решения этих задач выполняются съемки масштаба 1 : 1000000–1 : 500000, которые включают площадные исследования гравитационного и магнитного полей, отдельные региональные сейсмические профили ГСЗ, КМПВ, МОВ.

региональные электроразведочные профили, изучение теплового потока. На этой стадии должна быть выработана схема расчленения и корреляции перспективных отложений, установлены благоприятные зоны развития ловушек, региональных нефтегазоупоров и дана оценка ресурсов нефти и газа категорий D_1 и D_2 .

На стадии **подготовки ловушек к поисковому бурению** геофизические исследования перспективных в нефтегазоносном отношении областей проводятся с целью выявления геологического строения осадочной толщи и фундамента, картирования структур 2-го порядка (валы, прогибы размером в десятки и сотни километров), трассирования региональных нарушений и, в конечном счете, определения локальных структур или ловушек, благоприятных для аккумуляции нефти и газа. В зависимости от строения района и размеров структур исследования проводят в масштабе 1 : 500 000 и 1 : 100 000 комплексом методов (рис. 7.2), включающим площадную съемку МОВ, КМПВ по единичным профилям, детальную грави- и магниторазведку. При этом выявляют в пределах зон нефтегазонакопления локальные объекты, определяют тип ожидаемых ловушек и закономерности распространения этих ловушек в пределах зон нефтегазонакопления как по разрезу так и по площади. Создается фонд ловушек и оцениваются их ресурсы для определения очередности их ввода в глубокое бурение. Определяются ресурсы категорий D_1 и C_3 .

На стадии **поисков нефти и газа** в акваториях большое значение имеют исследования морского дна: геоморфологические, литологические, картировочные. На сравнительно небольших глубинах моря наиболее часто применяют комплекс, включающий аэрофотосъемку, фотосъемку с космических аппаратов, изучение рельефа дна и морских осадков, гидрогазовую съемку, непосредственное картирование геологических обнажений на дне моря с использованием водолазного снаряжения или бурение мелких картировочных скважин с плавсредств.

Геоморфологические исследования основаны на генетической связи между рельефом морского дна и его геологическим строением. Морская геоморфология изучает рельеф

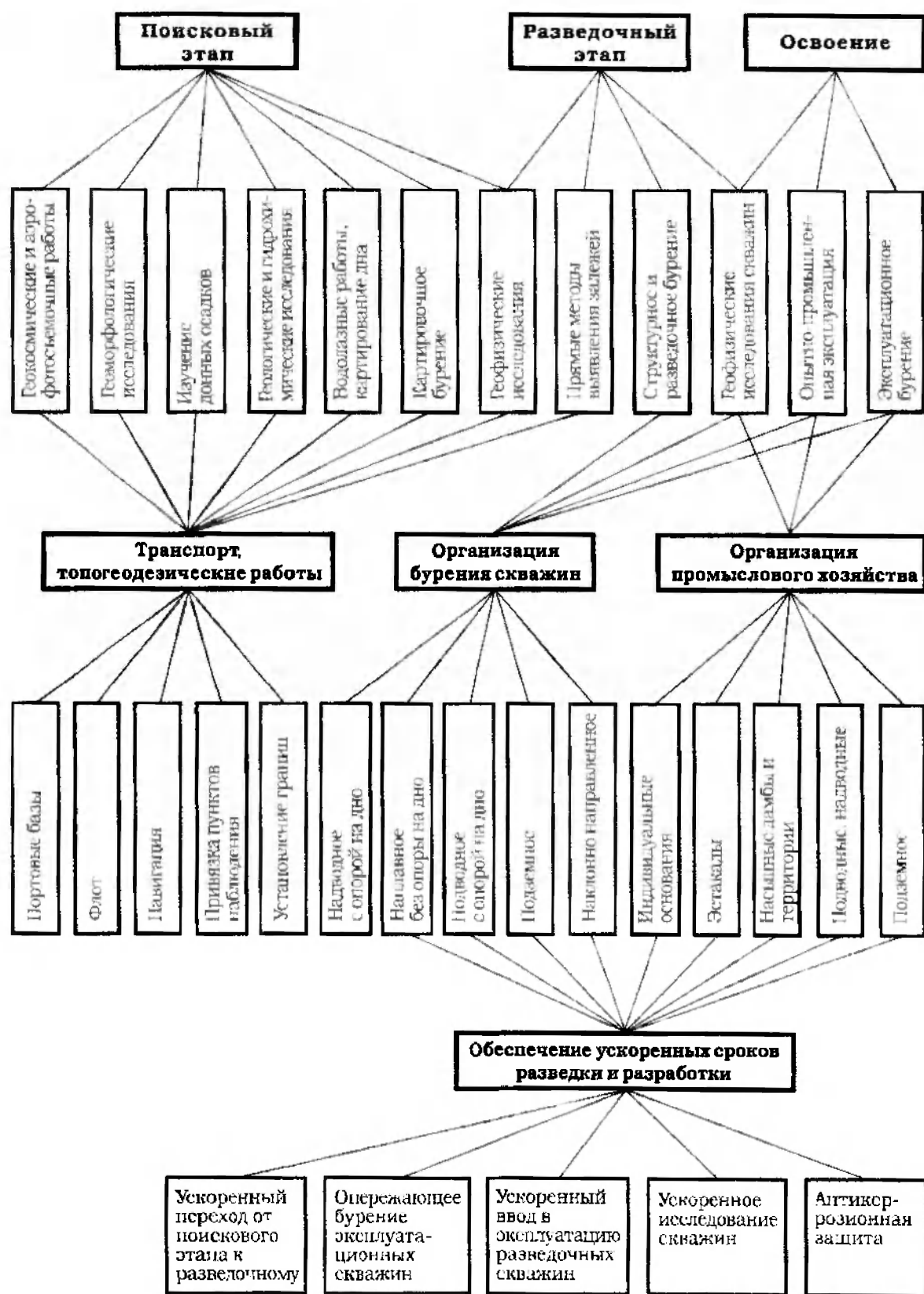


Рис. 7.2. Комплекс поисково-разведочных и сопутствующих работ при освоении морских месторождений нефти и газа

и природу дна морей и океанов путем построения и анализа карт глубин или батиметрических карт, дающих наглядное представление о рельефе дна. Для исследования подводного рельефа применяют эхолоты-самописцы, в том числе многолучевые (ЭХОС-15\62 5), производящие по пути корабля непрерывное измерение и запись глубин в виде эхограмм, а также производят подводное фотографирование и геоакустическое профилирование.

Основной метод при подготовке структур к глубокому разведочному бурению — **сейсморазведка методом МОВ** (МОГТ). Результаты этих работ будут более полными, если их дополнять высокоточными магнито- и гравиразведкой, некоторыми видами электроразведки, термо- и радиометрии. Масштаб таких съемок в зависимости от размеров и строения локальных структур изменяется от 1 : 100000 до 1 : 25 000.

В результате картировочного и глубокого поискового бурения в пределах подготовленного фонда ловушек выявляются залежи нефти и газа. Получают литолого-фациальные и палеогеографические карты и профили, дающие необходимые представления о пространственном изменении мощностей перспективных отложений, а также о литологических и физических параметрах коллекторов, что служит основой для принятия решения о целесообразности разведки или же о передаче площади в консервацию. На этапе поисков имеется возможность оценки запасов категорий C_3 и частично C_1 , C_2 .

На **разведочной стадии** основное место занимают морские *геофизические исследования* (сейсмические — МОГТ в стандартной и высокоразрешающей модификации с применением методики прямых поисков ПП и прогнозирования геологического разреза ПГР в вариантах профильных и пространственных наблюдений. ГСЗ, КМПВ; электроразведочные — НП — непрерывное профилирование, НДОЗ — непрерывное дипольно-осевое зондирование, ЗСБЗ — метод становления поля в ближней зоне; гравиразведка; магниторазведка; терморазведка; комплексирование методов), *бурение глубоких скважин и промыслово-геофизические работы* (методы электрического, радиоактивного, акустического каротажа, а также сейсмических исследований методами ВСП

и отраженного годографа МОГТ). По результатам выполненных работ уточняются морфология скоплений углеводородов, их пространственные очертания, изучается площадная изменчивость продуктивных отложений, строятся карты изменения мощностей и литолого-физических свойств продуктивных горизонтов, строятся крупномасштабные геологические профили и структурные карты. На этой стадии, по существу, производится подготовка залежей нефти и газа к разработке, при этом возможна оценка запасов нефти и газа категорий C_2 и C_1 .

Стадия **опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ)** — завершающая, после которой происходит передача месторождения в промышленную разработку. ОПЭ осуществляют с помощью как разведочных, так и опережающих эксплуатационных скважин. На этой стадии подсчитывают запасы нефти и газа категории C_1 .

Современные методы изучения геологического строения акваторий охватывают почти все виды поисково-разведочных работ, применяемых на суше. Однако вследствие специфических условий морской обстановки они отличаются техникой и методикой исполнения отдельных видов исследования. Разработаны специальные виды исследования, присущие только работам в море (см. рис. 7.2).

Сочетание и последовательность применения этого комплекса зависят от состояния изученности данной акватории, задач стоящих перед разведочными организациями, географо-гидрометеорологических условий, технических и экономических возможностей и др.

7.2. ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ

Морская среда включает следующие **элементы, влияющие на организацию и проведение поисково-разведочных работ:**

— водную массу, заключенную между двумя границами раздела — поверхностью дна водоема и поверхностью водной массы;

— глубину моря, т. е. толщину слоя водной массы, заключенной между упомянутыми границами:

— ветры, волнение, течения;

— льды, как неподвижные, так и дрейфующие под действием силы ветра и течений;

— прозрачность воды;

— устойчивость дна;

— развитие современных осадков;

— наличие подводной растительности.

Сопряженность *подземного* и *донного* рельефа, обусловленная синхронностью исторического развития прибрежных частей суши и моря, приводит к таким **региональным** закономерностям, как:

1) увеличение глубин залегания пластов;

2) нарастание термобарических параметров;

3) измельчение терригенного материала;

4) увеличение глинистости пород-коллекторов;

5) увеличение отсортированности и однородности зерен;

6) направленное изменение минерального состава

пород;

7) развитие аномально-высоких пластовых (поровых) давлений и др.

Вышеуказанные природные факторы вызывают определенные **технологические следствия**, создающие специфику морских нефтегазопроисловых работ и освоения месторождений нефти и газа. К ним можно отнести:

1. Транспортные, топографические и юридические проблемы:

1) создание портовых баз;

2) организация специального флота;

3) использование геолого-геофизическими организациями сведений о навигации как каротажного, так и океанического плавания;

4) топографо-геодезические работы и привязка пунктов наблюдений;

5) юридическое обоснование границ района работ ("Конвенция о континентальном шельфе". Женева, 1958 г.; Конвенции ООН. 1982 г.: "О континентальном шельфе", "Об открытом море" и др.)

II. Стадийность, этапность и комплексность поисково-разведочных работ:

- 1) аэрофотосъемка и геокосмические наблюдения;
- 2) геоморфологические исследования;
- 3) изучение осадков дна моря;
- 4) гео- и гидрохимические исследования;
- 5) водолазные работы и картирование морского дна;
- 6) картировочное бурение с плавсредств;
- 7) геофизические методы поисков и разведки;
- 8) прямые методы выявления залежей;
- 9) структурное и разведочное бурение;
- 10) геофизические исследования скважин.

III. Организация бурения поисково-разведочных скважин:

- 1) надводное бурение с опорой на дно;
- 2) надводное бурение без опоры на дно (наплавное);
- 3) подводное бурение с опорой на дно (надонное);
- 4) подземные выработки (в том числе, скважины);
- 5) наклонно-направленное и горизонтальное бурение.

IV. Организация промыслового хозяйства:

- 1) на отдельных морских основаниях;
- 2) на эстакадах (автономных и неавтономных);
- 3) на засыпной территории или дамбах;
- 4) подземное.

V. Учет ограниченности сроков разведки и разработки:

- 1) ускоренный переход от поисковой стадии к разведке путем бурения опережающих глубоких скважин;
- 2) доразведка путем бурения опережающих добывающих скважин;
- 3) опережающий ввод в эксплуатацию разведочных скважин;
- 4) ускоренное комплексное исследование скважин;
- 5) антикоррозионная защита металлических сооружений;
- 6) экологическая безопасность.

Рассмотрим некоторые из вышеуказанных проблем более подробно.

Относительно **юридических вопросов освоения шельфа** следует указать, что существуют следующие

разделы международного права, которые необходимо соблюдать:

1) *Международное публичное морское право.*

Это право определяет международный статус моря: внутренние, национальные и территориальные воды (например, во Франции территориальные воды составляют 3 морские мили, или 5,6 км — для рыболовства и 10 км — для нейтралитета), прилегающую зону таможенного надзора (12 морских миль, или 22 км), открытое море, а также обязанности путешествующих по морю.

При работе на внутренних и территориальных водах буровая платформа и обслуживающие суда подчиняются законам государства, которому эти воды принадлежат.

Значительную часть открытого моря занимают экономические зоны приморских государств, находящиеся под юрисдикцией как национальных законов, так и конвенции ООН по морскому праву. Эти зоны, как правило, простираются на 200 морских миль;

2) *Административное морское право;*

3) *Коммерческое морское право;*

4) *Международное частное морское право.*

Разведка и разработка подводных нефтяных и газовых месторождений являются объектами, относящимися к компетенции международного морского права, если они осуществляются за пределами территориальных вод. Прибрежное государство обладает определенными правами на континентальный шельф, под которым понимаются поверхность и недра морского дна, простирающиеся до глубины 200 м или даже до большой глубины, на которой еще возможна разработка природных ресурсов, что практически совпадает с экономической зоной открытого моря.

Поиск, разведка и разработка морских месторождений нефти и газа с помощью скважин могут быть осуществлены одним из следующих способов:

а) осушением дна моря сплошной засышкой прибрежной акватории или же постройкой заградительной дамбы с последующей откачкой воды;

б) бурением наклонных и горизонтальных скважин с берега в сторону моря;

в) строительством индивидуальных металлических или железобетонных оснований для бурения одиночных скважин или их кустов;

г) строительством эстакад как связанных с берегом, так и автономных, сооружаемых из металлических или железобетонных конструкций;

д) бурением скважин с полупогружных или плавучих буровых установок с последующим монтажом устьевой арматуры на дне моря;

е) подводным разбуриванием из специальных камер, монтируемых на дне моря;

ж) подземным разбуриванием залежей из специальных камер, соединенных туннелями.

Для участков мелководья и прибрежных акваторий с глубиной не более 35–40 м разведка, разбуривание и освоение морских нефтяных и газовых месторождений наиболее эффективны с индивидуальных платформ или эстакад. Об этом свидетельствует опыт освоения месторождений Апшеронского и Бакинского архипелага на Каспии, Мексиканского залива и др. Предельной для индивидуальных оснований считается глубина моря 300–350 м (Мексиканский залив), более распространены глубоководные основания до отметки 200–250 м, сооруженные на Северном и Каспийском морях.

Однако стационарные основания и эстакады, несмотря на ряд преимуществ, имеют и недостатки:

- отсутствие водозащитных ограждений;
- ограниченный срок службы гидротехнических сооружений, не превышающий 20 лет;
- ограниченная связь индивидуальных оснований и автономной эстакады с берегом;
- влияние гидрометеорологических факторов на весь ход работ на основании или на эстакаде;
- большой расход металла;
- высокая стоимость гидротехнических сооружений, зависящая, в основном, от глубины моря.

Таким образом, в разведочном бурении сооружение глубоководных оснований нерационально, так как при отрицательных результатах стоимость оснований не возмещается. Значительную экономию средств создает бурение ку-

стов наклонно направленных (горизонтальных) скважин. Например, на Каспии сооружены площадки, с которых пробурено от 16 до 30 скважин. Рекордной является английская платформа "Тиса", рассчитанная на бурение 60 скважин при глубине 160 м.

Перспективным оказалось использование самоподъемных установок, буксируемых на плаву и установленных в месте заложения разведочной скважины. Глубина моря, доступная для таких установок, колеблется от 15–25 до 70–80 м.

На Каспийском море широко применяются полупогружные плавучие буровые установки типа "Шельф". Так, установка "Шельф-1" имеет длину около 100 м при такой же высоте. Ее водоизмещение составляет 12 тыс. т, мощность бурового оборудования 3700 кВт. С помощью этой установки бурят скважины глубиной 6 км при глубине моря до 200 м и при волнении до 6 баллов.

В то же время использование полупогружных буровых установок также не лишено многих недостатков, присущих стационарным основаниям. Это — их громоздкость, малая маневренность, зависимость от сильных ветров.

Для работы на больших глубинах используются специальные суда, которые системой якорей или двигателей могут быть зафиксированы в неподвижном положении при глубинах моря в сотни и тысячи метров.

Весьма перспективно бурение скважин с плавучих буровых установок с размещением устьевой арматуры на дне моря (подводное заканчивание), что повышает надежность антикоррозионной защиты, предохраняет оборудование от влияния ветровой и волновой нагрузок, возникновения пожара, а также устраняет помехи для нормального и безопасного судоходства. Кроме того, в таких морях, как Северное, устьевое оборудование предохраняется от разрушительного действия льда. Но с другой стороны, чрезвычайно трудно вести борьбу с выбросом, а также производить текущий и капитальный ремонты, если устье скважины расположено под водой. При эксплуатации таких скважин используются подводные роботы и дистанционное управление.

При бурении скважин на акваториях используют различные **системы размещения поисково-разведочных сква-**

жизн (СПРС): точечную, линейную, площадную и объемную.

Точечный тип включает такие случаи, как расположение отдельных скважин в своде складки, размещение скважин на отдельных изолированных блоках структуры, на смещенных сводах, оконтуривающих скважины и др.

Линейный (профильный) тип включает такие варианты, как расположение скважин по профилям, ориентированным вкрест простирания структуры, по двум взаимно перпендикулярным, по диагональным, по пересекающим зоны ВНК или ГВК, по зигзагообразным и др.

Площадной тип можно подразделить на случаи размещения скважин по различным сеткам: треугольной, равномерной (квадратной), кольцевой, случайной и др.

Объемный тип включает четыре разновидности: системы сверху-вниз и снизу-вверх, наклонно направленное (горизонтальное) бурение и бурение многоствольных скважин. Объемная СПРС используется для разведки многопластовых месторождений или месторождений с большим этажом нефтегазоносности, а также для разведки структур, находящихся в осложненных горно-геологических условиях, особенно на акваториях.

Завершением поисково-разведочных работ являются подсчет запасов нефти и газа, экономическая оценка месторождения, опытно-промышленная эксплуатация основных нефтегазоносных объектов, подготовка исходных данных для составления технологической схемы или проекта разработки.

Хотя методы оценки ресурсов нефти и газа под дном морей и океанов не должны отличаться от методов, применяемых на суше, однако более слабая изученность недр под морскими акваториями и малая информационная насыщенность геолого-геофизического банка данных, а также трудности получения дополнительной информации в процессе проведения поисково-разведочных работ в море делают сдвиг в сторону косвенных методов оценки запасов, основанных на **геологических аналогиях** либо с сопредельной сушей, либо с уже изученными акваториями.

Одним из основных методов прогнозной оценки ресурсов углеводородов в недрах является **метод аналогии между**

эталонным и расчетным участками. Расчет ведется по формуле

$$Q_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}} K}{S_{\text{э}}} Q_{\text{э}},$$

где $Q_{\text{пр}}$ — прогнозная оценка запасов нефти и газа;
 $S_{\text{пр}}$ — возможная продуктивная площадь;
 $S_{\text{э}}$ — нефтегазоносная площадь эталонного участка;
 $Q_{\text{э}}$ — запасы нефти и газа эталонного участка;
 K — коэффициент аналогии эталонного и расчетного участков.

По этой формуле рассчитывают количества нефти и газа для отдельных зон или участков, которые затем суммируют.

Существующий метод прогнозной оценки по аналогии с эталонным участком недостаточно точный, поскольку он не учитывает многих индивидуальных закономерностей, таких как распространение ловушек того или иного типа; изменение геологических параметров (пористость и мощность пород, плотность размещения ловушек и т. д.) в зависимости от особенностей строения и положения перспективных зон или участков относительно тектонических элементов более высоких порядков; ширина перспективной зоны нефтегазоносности.

Для устранения этих недостатков расчет ведут по формуле, учитывающей многие параметры как эталонной, так и прогнозной площадей:

$$Q_{\text{пр}} = F_{\text{пр}} q_{\text{э}} K_{\text{м}} K_{\text{п}} K_{\text{с}} K_{\text{г}} (K_{\text{л}} + K_{\text{а}})^{1/2},$$

где $F_{\text{пр}}$ — прогнозная площадь промышленного нефтегазо-накопления;

$q_{\text{э}}$ — удельная плотность запасов углеводородов на единицу площади эталонного участка;

K — коэффициенты несоответствия сравниваемых параметров на оцениваемом и эталонном участках: мощности продуктивной толщи ($K_{\text{м}}$), пористости ($K_{\text{п}}$), мощности коллекторов ($K_{\text{с}}$), градиентов мощности ($K_{\text{г}}$), полезной площади ловушек ($K_{\text{л}}$), локальных структур ($K_{\text{а}}$).

Для прогнозной оценки ресурсов нефти и газа можно также применять методы геометризации ловушек. Построив по данным морской сейсморазведки объемные изображения ловушек, можно отождествлять их в целом или по отдельным частям с определенными геометрическими фигурами, что позволит в конечном итоге рассчитать объем ловушки:

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{э}} \frac{V_{\text{пр}}}{V_{\text{э}}} \frac{m_{\text{пр}}}{m_{\text{э}}},$$

где $Q_{\text{э}}$ — запасы нефти и газа эталонной ловушки;
 $V_{\text{пр}}$ и $V_{\text{э}}$ — объемы оцениваемой и эталонной ловушек по геометрической фигуре, аналогичной эталонной ловушке;
 $m_{\text{пр}}$ и $m_{\text{э}}$ — пористость коллекторов в оцениваемой и эталонной ловушках.

Когда ловушка не поддастся геометризации, расчет можно проводить по формуле

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{э}} S_{\text{пр}} \frac{H_{\text{пр}}}{H_{\text{э}}} \frac{G_{\text{пр}}}{G_{\text{э}}} \frac{m_{\text{пр}}}{m_{\text{э}}},$$

где $Q_{\text{э}}$ — удельные запасы углеводородов на единицу площади эталонной ловушки;
 $S_{\text{пр}}$ — площадь оцениваемой ловушки;
 $H_{\text{пр}}$ и $H_{\text{э}}$ — мощности коллекторов в оцениваемой и эталонной ловушках;
 $G_{\text{пр}}$ и $G_{\text{э}}$ — градиенты мощности коллекторов в оцениваемой и эталонной ловушках;
 $m_{\text{пр}}$ и $m_{\text{э}}$ — пористость коллекторов в оцениваемой и эталонной ловушках.

Существует много различных способов оценки прогнозных ресурсов углеводородов (УВ). С целью повышения надежности получаемых оценок предлагается использовать также **объемный способ подсчета запасов**, применяемый обычно для определения запасов промышленных категорий:

$$Q = ShK_{\text{п}}K_{\text{н}}\rho = \frac{1}{b},$$

где Q — балансовые (геологические) запасы нефти, т;
 S — площадь нефтегазоносности, м^2 ;
 h — нефтенасыщенная мощность пласта (залежи), м;
 $K_{\text{п}}$ — открытая пористость;
 $K_{\text{н}}$ — коэффициент нефтеносности;
 ρ — плотность нефти на поверхности, $\text{т}/\text{м}^3$;
 b — объемный коэффициент пластовой нефти.

ГЛАВА 8

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФОВ

8.1. ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Западно-арктические акватории обладают суровыми природно-климатическими условиями, что определяет различные подходы к освоению здесь месторождений нефти и газа. Значительная часть Баренцева и Карского морей с их сравнительно большими глубинами и долгопериодным ледовым покрытием до недавнего времени относилась к районам недостижимым для разработки углеводородных скоплений. Освоение регионов с экстремальными условиями связано с разработкой и реализацией нетрадиционной техники и новых технологий, главным образом **подводно-подледных способов разработки** прогнозируемых месторождений. Эта технология применительно непосредственно к условиям Карского моря разрабатывается и в России, и за рубежом.

Акватории Баренцева, Печорского и Карского морей принадлежат к арктическому и субарктическому поясам, для которых характерны сложные, для Карского — экстремальные, климатические условия. Над югом Баренцево-Карского шельфа расположена зона столкновения холодного арктического и теплого воздуха умеренных широт — арктический полярный фронт.

Баренцево море занимает обширное (1405 тыс. км²) пространство материковой отмели. Дно моря — сложно рас-

члененная подводная равнина, слабонаклоненная к западу и северо-востоку. Глубины распределяются неравномерно из-за чередования подводных возвышенностей и желобов. Средняя глубина моря 200 м, преимущественная — 100–330 м, максимальная — 600 м, близ границы с Норвежским морем. Море открыто в сторону Атлантики, откуда заходит Норд-Капская ветвь теплого Северо-Атлантического течения. С северо-востока в Баренцево море несут ледяные воды течения Макарова и Персея, через Карские Ворота поступает холодное течение Литке. Здесь море и летом покрыто плавающими льдами, а температура воды ниже 0 °С.

Печорское море имеет глубину до 210 м. Температура поверхности воды изменяется от 1,8 до 10,9 °С.

Карское море одно из самых холодных морей России. В течение 10-ти месяцев оно сковано мощным ледяным покровом (“Ледяной мепок”). Отличается сильной изрезанностью берегов и более сложным рельефом дна. Материковая отмель занимает большую часть моря; от Новой Земли ее отделяет продольный жлоб — Новоземельская впадина с глубинами 200–500 м, на севере — жлоб “Святой Анны” (до 620 м), на западе — жлоб Воронина. Преобладают глубины 30–100 м. Море круглый год покрыто плавающими льдами; полностью ото льда на два месяца (август–сентябрь) освобождается лишь его прибрежная часть.

Изученность западно-арктических акваторий России геолого-геофизическими методами весьма неравномерна. Начиная с 60-х годов прошлого столетия здесь выполнен значительный комплекс геолого-геофизических исследований, включая сейсморазведку МОГТ и КМПВ различных модификаций, гравиа- и магниторазведку; проведено параметрическое и поисково-разведочное бурение.

Нефтегазоперспективные недра российского сектора Баренцева моря (726,5 тыс. км²) изучены региональной (175 тыс. км) и поисково-детальной (165 тыс. км) сейсморазведкой МОГТ.

Сейсморазведкой выявлено 117 локальных нефтегазоперспективных объектов. Подавляющее большинство из них — антиклинальные структуры. Бурение проведено на 15-ти объектах, открыто пять месторождений газа и газоконден-

сата. В результате бурения скважин установлены:

1) промышленная газоносность нижнетриасового НГК на юго-западе акватории;

2) уникальная концентрация скоплений газа и конденсата в верхнеюрском НГК в пределах Штокмано-Лунинской седловины;

3) получены предварительные данные о газоносности неомских отложений на юге Северо-Баренцевской впадины.

Печорскому шельфу (123,7 тыс. км²) присущи все особенности геологического строения и нефтегазоносности хорошо изученной прилегающей суши Тимано-Печорской НПП.

На акватории отработаны региональные (131 тыс. км) и поисково-детальные (910 тыс. км) сейсморазведочные работы МОГТ; на Приразломном месторождении выполнена сейсморазведка ЗД.

В результате выполненных ГРР:

— **выявлены нефтегазоперспективные объекты различных типов** 88;

— **введены в бурение** 9;

— **открыты месторождения:**

а) три нефтяных 3;

б) газонефтяное 1;

с) нефтегазоконденсатное 1;

в) газоконденсатное 1.

Бурением установлены:

1) промышленная нефтегазоносность каменноугольно-нижнепермского карбонатного и пермского терригенного НГК;

2) наличие вязких высокопарафинистых нефтей в триасовом комплексе;

3) прямые признаки нефтеносности в верхнедевонских отложениях;

4) сероводородное заражение (до 12,9%) на С-Гуляевском и Поморском месторождениях.

Карское море изучено пока очень слабо. Вся акватория покрыта аэромагнитной и гравиметрической съемками. Основной объем сейсморазведки МОГТ приходится на южную часть моря, на севере отработаны лишь отдельные рекогносцировочные профили.

В акваториях выявлено перспективных структур — 58;

из них введены в бурение две, и на них открыты два уникальных по запасам газоконденсатных месторождения (Русановское и Ленинградское). Две структуры являются непосредственным продолжением месторождений суши (Крузенштернское и Харасавэйское). Среди выявленных структур по различным оценкам прогнозируется до 20-ти месторождений с запасами до 100 млн т у. т. Предполагается обнаружение и смешанных нефтегазовых месторождений.

8.1.1. Геолого-геофизическая характеристика осадочных отложений на западно-арктическом шельфе

На основании комплексных геолого-геофизических исследований выявлены, стратифицированы и прослежены опорные отражающие и преломляющие границы, характеризующие особенности строения вещественно-структурных — **сейсмостратиграфических комплексов (ССК)** [53].

Баренцево и Печорское моря

На сейсмических разрезах зафиксированы отражения на временах до 7 с (14–16 км). **Опорными отражающими горизонтами** (отр. гор.) являются:

- VI (подоплыва чехла);
- III₁ (основание верхнего девона);
- 1^a (кровля каменноугольно-верхнепермских карбонатов);
- В (верхнеюрские отложения).

Их картирование создает стратиграфический каркас осадочного выполнения бассейнов, а с учетом корреляции менее выраженных рефлекторов позволяет расчленить осадочный чехол на ССК.

Венд-кембрийско-среднеордовикский ССК (отр. гор. V–V) с пластовыми скоростями около 5,5 км/с прослежен только в южной части региона. Его предполагаемая максимальная мощность — около 3 км.

Среднеордовикско-силурийский ССК (отр. гор. V–IV; $V_{\text{инт}} = 4,9\text{--}5,2$ км/с) выделен пока только в Печорском море. По сейсмоакустическому облику и аналогии с Тимано-Печор-

ской провинцией комплекс сложен, вероятно, карбонатами и терригенно-карбонатными образованиями мощностью 1,0–2,0 км.

Нижне- и среднедевонский ССК (отр. гор. IV–III₁; $V_{\text{инт}} = 4,0\text{--}5,1$ км/с) представлен терригенно-карбонатной с доломитами и ангидритами толщей нижнего девона (рефлектор III) и преимущественно терригенными отложениями среднего девона общей мощностью 1,5–2,0 км. Среднедевонские отложения развиты спорадически, к востоку они замещаются на карбонаты.

Верхнедевонско-нижнепермский существенно карбонатный ССК (отр. гор. III₁–I_a, $V_{\text{инт}} 4,8\text{--}5,6$ км/с) — один из наиболее характерных для баренцевского шельфа. Отражающими горизонтами III₃ (кровля франского яруса), II_v (визе), I–II (граница карбона и перми) он разделяется на подкомплексы. Они в основном картируются на Печорском шельфе. Общая мощность комплекса уменьшается от 3–4 км на Печорском шельфе до 1–2 км в Южно-Баренцевской впадине. Это связано с глубоководным конденсированием разреза. В пределах карбонатной платформы сейсморазведкой устанавливается целая серия рифовых построек.

Пермский терригенный ССК (отр. гор. I_a–A; $V_{\text{инт}} = 3,6\text{--}5,0$ км/с) выделяется повсеместно. На Печорском шельфе он развит в виде терригенного покрова мощностью до 1 км, на южном склоне Южно-Баренцевской впадины и в прогибе Святой Анны в виде крупных проградирующих клиноформ общей толщиной до 3–4 км.

Триасовый терригенный ССК (отр. гор. A–B, $V_{\text{инт}} = 2,6\text{--}4,5$ км/с) распространен повсеместно и характерен невыдержанностью сейсмоакустического облика. В Южно-Баренцевской впадине в этих отложениях выделяются аномальные динамически яркие рефлекторы (A', A'', A'''), связанные с пластовыми интрузиями. Эти горизонты распространены широкой (200–300 км) полосой, протягивающейся на расстояние более 1000 км до Земли Франца-Иосифа. Она соответствует срединной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба. В южной части мегапрогиба выделяется до четырех аномальных горизонтов, как правило, перекрывающих друг друга и с юга на север занимающих все более

высокое положение в разрезе. Они образуют сложные формы, не находящие отчетливого выражения ни в подстилающих, ни в перекрывающих отложениях. Общая мощность триасового комплекса изменяется от 1,0–1,5 км на Печорском шельфе до 6 км в Баренцевской впадине.

Юрский терригенный ССК (отр. гор. Б–В; $V_{\text{инт}} = 2,6\text{--}3,65$ км/с) широко развит на акватории. Рефлектор “В” — это динамически выраженный опорный горизонт, аналогичный горизонту “Б” Западно-Сибирской плиты. Юрский комплекс представлен хорошо слоистой толщей, увеличивающей свою мощность и стратиграфический объем от Печорской синеклизы (первые сотни метров) до Южно-Баренцевской впадины (до 2,5 км). В пределах Восточно-Баренцевского мегапрогиба толща сложена континентальными (J_1), прибрежно-морскими (J_2) и сравнительно глубоководными (J_3) образованиями. Пласты мелководных песчаников средней-верхней юры являются основными резервуарами газоконденсатных месторождений Баренцева моря.

Меловой терригенный ССК (отр. гор. В–Д; $V_{\text{инт}} = 1,6\text{--}2,8$ км/с) выполняет в основном мульды Восточно-Баренцевского мегапрогиба. Его нижняя (неокомская) часть представлена серией проградирующих к центру мегапрогиба клиноформ. Их фондоформные слои подошвенно прилегают к горизонту “В”, стратиграфически наращивая волжско-неокомские конденсированные отложения. Мощность меловых отложений достигает 2,5 км.

Общая мощность осадочного чехла в наиболее глубокой Южно-Баренцевской впадине, по данным сейсморазведки, КМПВ, достигает 22 км.

Карское море

На сейсмических разрезах, характеризующих строение чехла южно-карского шельфа, выделены следующие отражающие горизонты (ОГ):

“А” — подошва чехла;

“I^a” — граница между триасом и юрой;

“Т₂” — в отложениях средней юры;

“Б” — кровля верхней юры;

М” — в кровле баррема — низах апта (нижний мел);

“М” — в верхней части апта;

Г — кровля сеномана (верхний мел);

С₃ — граница между сантоном и кампаном (верхний мел).

Они являются границами ССК.

Установлено совпадение структурных планов отражающих горизонтов чехла, унаследование развития крупных тектонических сооружений и структур.

К основанию платформенного осадочного чехла приурочен ОГ “А” ($V_{\text{инт}}$ 5,1 → 5,1 км/с; $a = 2,67\text{--}2,82$ г/см³). Он отражает структуру осадочного чехла, главными формами которой являются Вайгач-Новоземельская моноклираль и осложненные локальной складчатостью другие тектонические сооружения Южно-Карской синеклизы. Они расчленены крупной флексурно-разрывной зоной, оконтуривающей опущенную часть Южно-Карской впадины на западе и северо-западе. В зонах разрывов выделены тела магматических пород.

Дюровский (триасовый) ССК (ОГ “А” — “I₂”; $V_{\text{инт}}$ = 4,4–5,1 км/с) распространен в центральной части синеклизы. Он различными горизонтами ложится на подстилающие комплексы фундамента. Судя по данным бурения на суше, комплекс сложен глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Ожидаемая мощность до 1 км.

Нижне- и среднеюрский ССК (ОГ “I₂”–“T₂”; $V_{\text{инт}}$ = 4,4–5,0 км/с; $a = 2,6$ г/см³) распространен в Южно-Карской впадине в максимальных мощностях и не выделяется в самостоятельный ССК на ее периферии. Судя по данным бурения на суше, сложен толщей переслаивания песчаников алевролитов, глин и аргиллитов. Мощность ССК — 0,5–1,4 км.

Средне- и верхнеюрский ССК (ОГ “T₂”–“Б”; $V_{\text{инт}}$ = 3,7–5,0 км/с; $a = 2,6$ г/см³) распространен повсеместно. ССК сложен, судя по данным бурения на суше, битуминозными глинами, аргиллитами, песчаниками с прослоями углей. Мощность комплекса — до 1,3 км. Кровлей комплекса является региональный ОГ “Б”, приуроченный к толще битуминозных глин и аргиллитов баженовской свиты. Сохраняются главные формы структуры подстилающего ССК.

Неокомский ССК (ОГ “Б”–“М”; $V_{\text{инт}}$ = 3,67 км/с при разбросе значений 3,4–4,5 км/с; $a = 2,45$ г/см³) развит повсе-

стно. Сложен, судя по данным бурения на суше, глинами, аргиллитами с линзовидными пластами песчаников. Мощность комплекса — 0,3–1,8 км. Наследуется структура подстилающего ССК.

Апт-сеноманский ССК (ОГ “М”–“М¹”; $V_{\text{инт}} = 3,3$ км/с; $\alpha = 2,45$ г/см³) имеет широкое распространение. Вскрыт бурением на акватории (Ленинградская и Русановская площади). Сложен чередованием глин и песчаников с прослоями углей. Мощность комплекса 0,4–0,6 км. С этим комплексом связаны газовые и газоконденсатные залежи на уникальных Русановском и Ленинградском месторождениях. Наследуется структура подстилающего ССК.

Альб сеноманский ССК (ОГ “М”–“Г”; $V_{\text{инт}} = 2,95$ км/с при разброс значений 2,6–2,4 км/с; $\alpha = 2,3$ –2,45 г/см³) также имеет широкое распространение. Вскрыт бурением на Ленинградской и Русановской площадях. Сложен песками и песчаниками с прослоями глин и глинами с мощными прослоями песчаников. Мощность комплекса — 0,6–0,8 км. С этим ССК связана сеноманская залежь газа, установленная на Ленинградском месторождении. Сохраняется структура подстилающего ССК.

Сантонский ССК (ОГ “Г”–“С₃”; $V_{\text{инт}} = 2,6$ –2,8 км/с; $\alpha = 2,3$ –2,45 г/см³) распространен достаточно широко, на обрамлениях синеклизы срезается эрозией. Вскрыт бурением на акватории на Ленинградской и Русановской площадях. Сложен глинами с прослоями аргиллитов и алевролитов. Мощность комплекса — 0,1–0,2 км. Сохраняется структура подстилающего ССК.

Перекрывающий комплекс верхнемеловых-кайнозойских отложений ($V_{\text{инт}} < 2,0$ км/с) не картировался.

8.1.2. Тектоника западно-арктического шельфа

Сведения по тектонике западной части арктического шельфа имеются в работах [54, 55, 56, 57]. Анализ сведений по тектонике показал, что на акваториях Баренцева и Карского морей расположены древние и молодые плиты и складчатые пояса с возрастом заключительных деформаций от карельского (конец раннего PR) до раннесиммерийского

(конец Т–начало J). Характерной особенностью тектоники акваторий является наложенный разновозрастный рифтогенез и, как следствие, образование грабенов с корой субкеанического типа.

Осадочный чехол региона представлен полным комплексом терригенных и карбонатных пород от рифейского до верхнемелового возраста (местами палеогенового) мощностью до 22 км. В акватории выделены:

— Баренцево-Карский бассейн (большая часть Баренцева и северная часть Карского морей);

— Печороморская впадина (синеклиза) Тимано-Печорского бассейна (Печорское море);

— Южно-Карская впадина (синеклиза) Западно-Сибирского бассейна (южная часть Карского моря).

Баренцево море

В российском секторе Баренцева моря расположены следующие тектонические сооружения — структурно-формационные зоны Баренцево-Карского седиментационного бассейна (рис. 8.1):

— Баренцевская шельфовая плита (Восточно-Баренцевский мегапрогиб, Свальбардская антеклиза, Нордкапский прогиб, Финмаркенская структурная зона);

— северное окончание Балтийской антеклизы Восточно-Европейской платформы (Кольская моноклираль);

— Адмиралтейско-Приновоземельская структурная область.

В северной части российского сектора Баренцева моря — примерно от широты пролива Карские Ворота — доминирует **Восточно-Баренцевский мегапрогиб**, расположенный субпараллельно островам Новая Земля. В его составе выделяются впадины Южно- и Севсро-Баренцевские и разделяющие (ограничивающие) их приподнятые структуры — Штокмановско-Лунинский и Альбано-Горбовский пороги (седловины).

Возраст фундамента мегапрогиба *на юге*, скорее всего, — байкальский, *на севере* — более древний. Мощность осадочного выполнения впадин мегапрогиба (рис. 8.2) в целом уменьшается с юга на север с 20–22 км (Южно-Баренцевская) до 12–

13 км (Северо-Баренцевская). Большую часть осадочного чехла составляют позднепалеозойские и мезозойские толщи, в т. ч. терригенные верхнепермско-триасовые отложения (6–8 км). Широко развиты пермско-каменноугольные карбонаты (до 1 км), ниже которых в центральной части мегапрогиба предполагается увеличение мощности девонских карбонатных и терригенно-карбонатных отложений. В бортовых зонах мегапрогиба мощности этих отложений в целом сокращаются. Суммарные мощности терригенных юрско-нижнемеловых отложений составляют около 2,0–2,5 км.

Наибольшей блоковой раздробленностью помимо фундамента отличаются нижние комплексы разреза до триаса включительно, в верхних — многие разломы трансформируются в малоамплитудные нарушения.

Характерной чертой строения осадочного чехла является его насыщенность горизонтами магматических образований, выраженных на временных разрезах в виде аномальных горизонтов. Самым древним комплексом, включающим силлы, является нижне- и среднедевонский, наиболее насыщенным — пермско-триасовый комплекс. В юрском терригенном комплексе они распространены лишь в его низах в районе Лудловского месторождения и в Северо-Баренцевской впадине. Магматические тела омолаживаются с юга на север вплоть до трапсов Земли Франца-Иосифа, где имеют уже меловой возраст.

В целом чехол Восточно-Баренцевского мегапрогиба деформирован слабо, большинство крупных антиклиналей приурочено к бортовым частям впадин и к седловинам.

В Южно-Баренцевской впадине выявлены объекты:

- локальные нефтегазоперспективные — 28;
- введено в бурение — 7;
- открыто Мурманское месторождение.

Простирание складок контролируется бортами впадины.

В Северо-Баренцевской впадине выявлено пять структур, бурение не проводилось, подготовленных структур нет.

На **Штокмановско-Лунинской седловине** (пороге), наиболее четко выраженной в юрско-меловом комплексе, выявлено 26 структур, введено в бурение — четыре (не закончено бурение на Лунинской), открыто три месторождения,

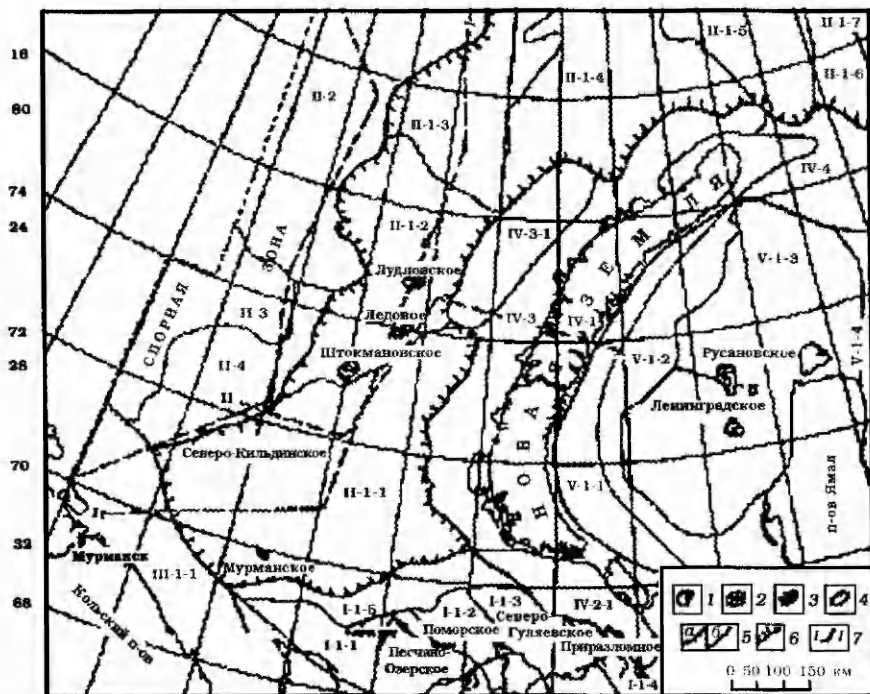


Рис. 8.1. Тектоническая схема шельфа Западной Арктики:

Месторождения: 1 — газоподводящие, 2 — газоконденсатные, 3 — нефтяные, 4 — нефтегазовые;

Границы: 5 — региональных (а) и крупных (б) тектонических элементов, 6 — Восточно-Баренцевского мегапрогиба; 7 — сейсмогеологические профили.

Элементы тектонического районирования:

Печорская плита. Печорская синеклиза: I-1-1 — Малоозерско-Колгуевская моноклираль, I-1-2 — Печоро-Колвинский мегавал, I-1-3 — Хорейверская впадина, I-1-4 — Барандей-Адзвинская структурная зона, I-1-5 — Северо-Печорская моноклираль.

Баренцевская шельфовая плита. Восточно-Баренцевский мегапрогиб: II-1-1 — Южно-Баренцевская впадина, II-1-2 — Штокмановско-Лунинский порог, II-1-3 — Северо-Баренцевская впадина, II-1-4 — Альбановско-Горбовский порог, II-1-5 — впадина Святой Анны, II-1-6 — Центрально-Карский порог, II-1-7 — Северо-Карская впадина; II-2 — Свальбардская антиклиз; II-3 — Нордкапский прогиб; II-4 — Фин-маркенская (Центральная) структурная зона. (окончание на с. 177)

Рис. 8.1 (окончание). Тектоническая схема шельфа Западной Арктики:

Русская платформа. Балтийская антеклиза: III-1-1 — Кольская моноклираль.

Новоземельско-Уральская складчатая система. Предуральский краевой прогиб: IV-2-1 — Коротайхинская впадина; IV-3 — Адмиралтейско-Приновоземельская структурная область, IV-3-1 — Адмиралтейский мегавал; IV-4 — Северо-Сибирский порог.

Западно-Сибирская плита. Южно-Карская синеклиза: V-1-1 — Вайгач-Новоземельская моноклираль, V-1-2 — Западно-Карская терраса, V-1-3 — Южно-Карская впадина, V-1-4 — Восточно-Карская терраса

в т. ч. два уникальных по запасам. Складки характеризуются, в основном, субширотным простиранием.

На **Альбано-Горбовской седловине**, разделяющей впадины Северо-Баренцевскую и Святой Анны (расположена в Карском море), поисковые работы не проводились. По материалам региональных работ здесь предполагается наличие крупных локальных антиклиналей.

Кольская моноклираль расположена на склоне Балтийского щита. Осадочный чехол мощностью до 7 км представлен здесь протерозойскими (более 3–4 км) и выклинивающимися на юг доверхнемеловыми фанерозойскими комплексами. Поверхность фундамента по разломам резко погружается на север и северо-восток. Выявлена Кольская литологическая ловушка в девонско-каменноугольном комплексе.

Севернее Кольской моноклинали и западнее Южно-Баренцевской впадины расположена **Финмаркенская (Центральная)** структурная зона. Ее фундамент образован крупным добайкальским блоком с наиболее приподнятой частью — поднятием Федьинского, в своде которого обнажаются образования триаса. Здесь подготовлено к бурению несколько крупных объектов, весьма привлекательных в нефтепоисковом отношении. Южная часть структурной зоны осложнена субширотным грабеном Варангера, в северной бортовой части которого изучен вал, состоящий из подготовленных к бурению четырех соляно-купольных структур. На восточном окончании вала, в российской акватории расположено Северо-Кильдинское месторождение.

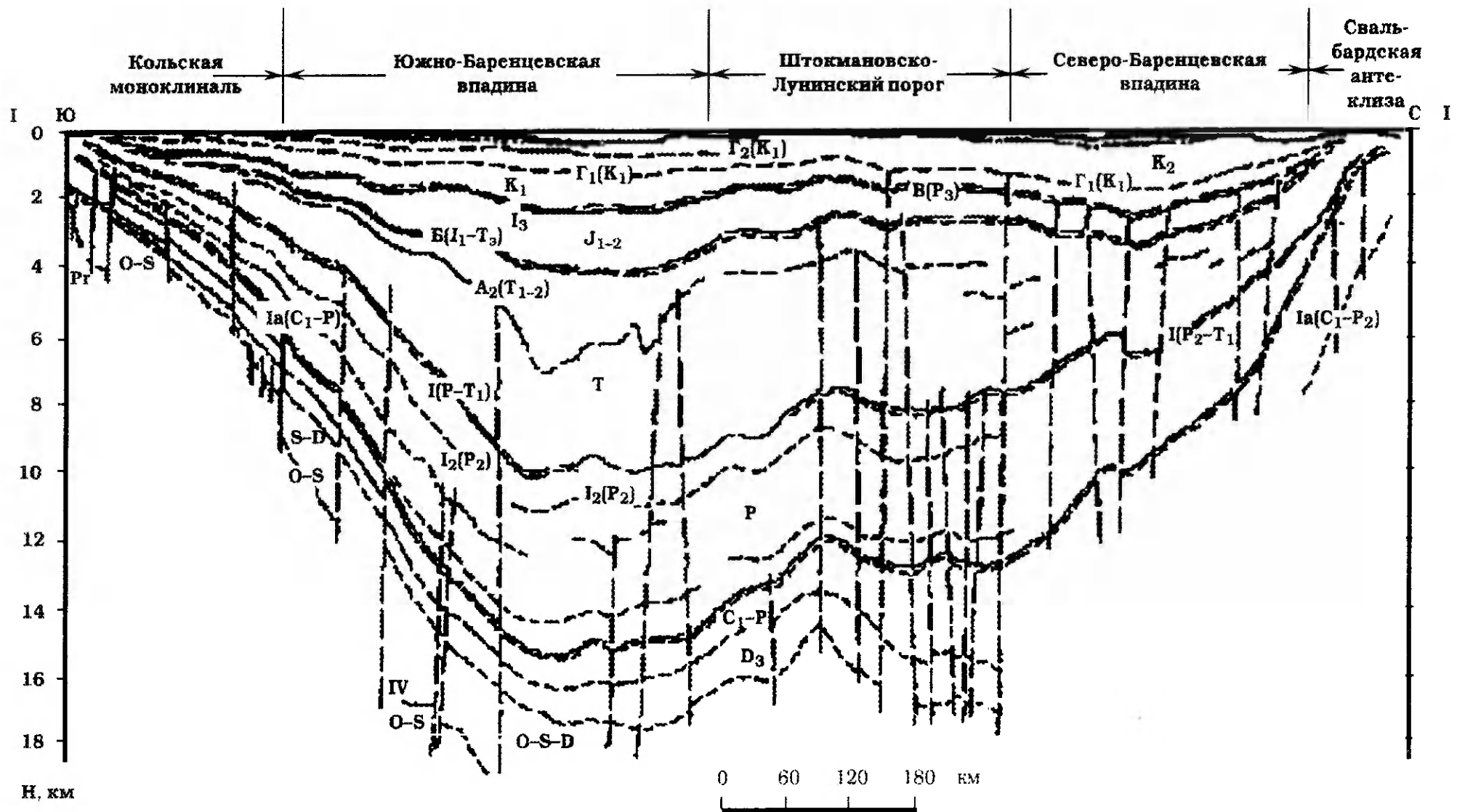


Рис.8.2. Сейсмологические профили по линиям I – I и II – II (см. рис. 2.3) (окончание на с. 179)

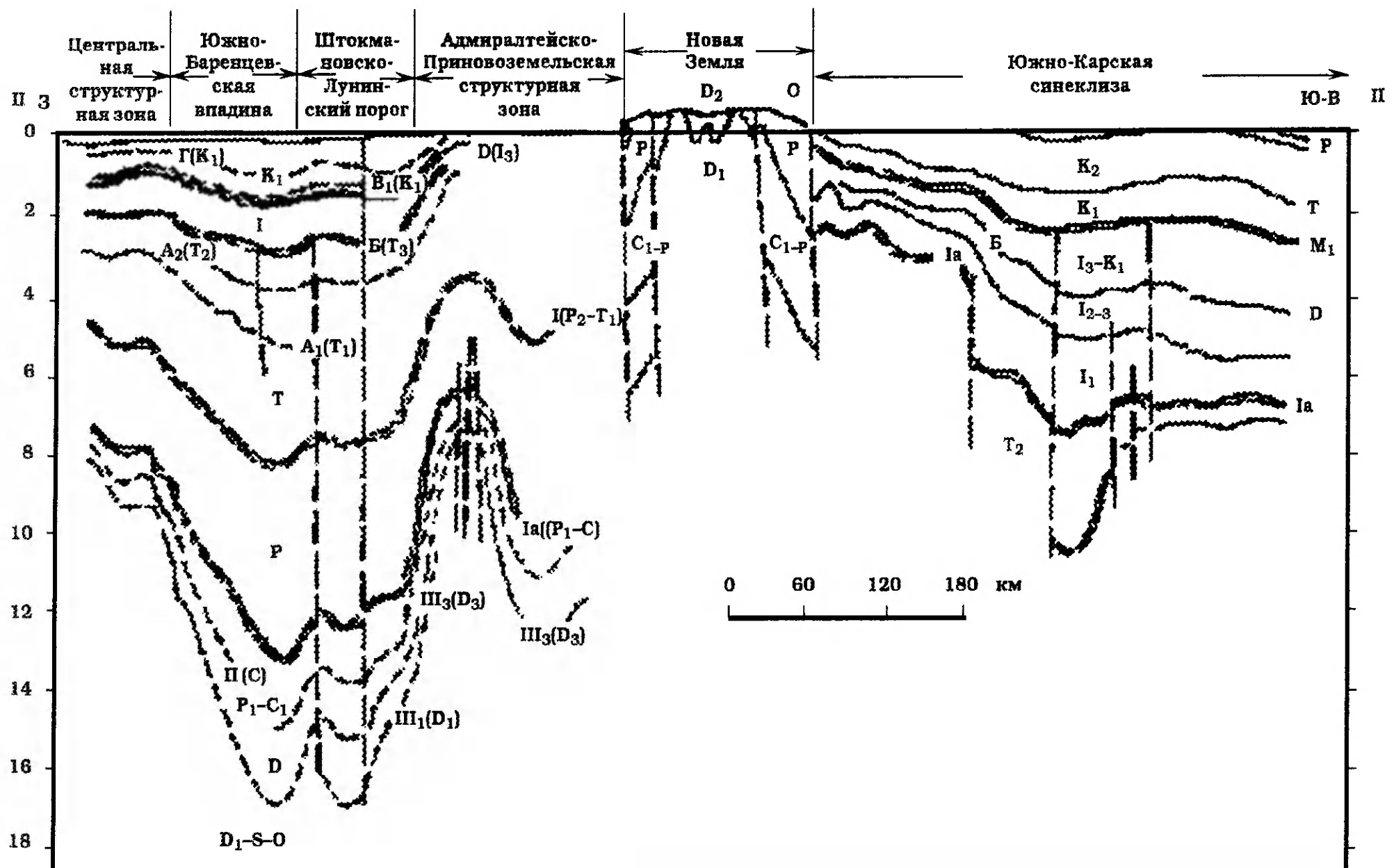


Рис.8.2 (окончание)

Нордкапский прогиб, разделяющий Финмаркенскую структурную зону и Свальбардскую антеклизу, сложен комплексами палеозоя и мезозоя, осложненными соляной тектоникой и крупными сбросами. С породами карбона — перми и, возможно, девона связан интенсивный соляной диапиризм. Разновозрастный и разнотипный фундамент (от каледонского до карельского) залегает на бортах прогиба на глубинах 5–6 км, в срединной части — на глубинах 13–16 км. В российской части прогиба выявлена Демидовская антиклиналь.

Свальбардская антеклиза представлена в российском секторе лишь Медвежинско-Надеждинской ступенью, где палеозойские образования залегают неглубоко в связи с резким сокращением мощности мезозойских отложений. Выявлено пять антиклиналей, введена в бурение Ферсмановская структура.

Адмиралтейско-Приновоземельская структурная область представляет собой систему блоковых поднятий и прогибов добайкальского фундамента, перекрытых палеозой-мезозойским чехлом, мощностью до 15 км. Наиболее крупными структурными элементами являются Адмиралтейский вал (410×90 км), осложненный изометричными брахиантиклиналями, и прогиб Седова.

От структур Новой Земли область отделена крупными взбросо-надвигами с вертикальными амплитудами до 1,5 км, от Восточно-Баренцевского мегапрогиба — системой сбросов. В пределах структурной области выявлено 34 антиклинали, из которых две введены в бурение.

Печорское море

На Печорском море расположены северные окончания Печорской синеклизы и Коротаихинской впадины, большие части которых распространены на сопредельной суше (Тимано-Печорская ТПП). В составе синеклизы на шельфе выделены (см. рис. 8.1):

- Малоземельско-Колгуевская моноклиналь;
- Печоро-Колвинский авлакоген;
- Хорейверская впадина;
- Варандей-Адзъвинская структурная зона;
- Северо-Печорская моноклиналь.

Северным ограничением синеклизы является сложная флексурно-блоковая (сбросо-сдвиговая) зона. На западе она ограничена Канинской грядой, на востоке — структурами Коротаихинской впадины.

Средние глубины залегания байкальского фундамента Печорской синеклизы больше, чем на суше, на величину до 1 км и составляют, в основном, 5,5–6,5 км.

Осадочный чехол, так же как и в континентальной части плиты, слагают отложения от ордовика до мела, в отдельных глубоких прогибах могут присутствовать отложения верхнего протерозоя и кембрия. Нижнепалеозойские отложения местами глубоко размыты, и горизонты верхнего девона залегают иногда на породах протерозоя. В целом же в характере фациально-мощностных изменений литолого-стратиграфических комплексов установлена четкая зональность, определяющая достоверность их прогноза.

Характерными надлокальными структурными формами синеклизы являются приуроченные к продольным разрывам валообразные поднятия, чередующиеся с широкими депрессиями. Они осложнены локальными структурами.

На **Малоземельско-Колгуевской моноклинали** выявлены пять локальных структур. Все они не входят в число первоочередных объектов подготовки и поискового бурения.

В **Печоро-Колвинском авлакогене** выявлены 10 объектов, введены в бурение две структуры, открыто Поморское газоконденсатное месторождение.

В **Хорейверской впадине** выявлено 18 структур, введена в бурение Северо-Гуляевская, на которой открыто нефтегазоконденсатное месторождение.

В **Варандей-Адзвинской структурной зоне**, где нефтеносные антиклинали приурочены к аллохтонным крыльям продольных надвигов, выявлено 19 структур, введены в бурение пять, открыты четыре нефтяных месторождения.

На **Северо-Печорской моноклинали** выявлено 13 объектов, один из которых (Коргинская АТР) подготовлен к бурению.

На шельфовом продолжении **Коротаихинской впадины** Предуральского прогиба карбон-триасовые молассовые толщи смяты в линейные складки, сгруппированные

в зоны и приурочены к продольным взбросо-надвигам. Выявлены 23 локальные антиклинали.

Карское море

На шельфе Карского моря расположены тектонические сооружения Баренцево-Карской (северокарский шельф) и Западно-Сибирской (южно-карский шельф) плит, разделенные контрастно выраженным в чехле и в рельефе фундамента субширотным Северо-Сибирским порогом — поднятием, осложненным разрывами.

На шельфовом продолжении Западно-Сибирской плиты находится Южно-Карская синеклиза, включающая Южно-Карскую впадину и обрамляющие ее структуры: Вайгач-Новоземельскую моноклинали, Западно-Карскую и Восточно-Карскую террасы (см. рис. 8.1). Синеклиза имеет трехъярусное строение: фундамент, промежуточный структурный этаж, осадочный чехол.

Фундамент сложен глубоко метаморфизованными породами докембрия и палеозоя и погружен в прогибах на глубины до 14 км. В центральной части синеклизы находятся приподнятые блоки фундамента (Рогозинский, Русановский) с сокращенным до 5–7 км чехлом. Блоки разделены рифтогенными прогибами, простирающие которых согласуется с генерализованными простирающими западно-сибирских и Енисей-Хатангского рифтов.

Промежуточный (синрифтовый) палеозойско-триасовый ярус представлен вулканогенно-осадочной толщей мощностью от 3–4 на поднятиях до 6–7 км в прогибах.

Осадочный чехол синеклизы представлен, как и на сопредельной суше, преимущественно мезозойско-кайнозойскими терригенными образованиями мощностью до 11 км.

Южно-Карская синеклиза ограничена складчатыми образованиями Пайхойско-Новоземельской зоны на западе и северо-западе и Таймыра — на востоке. Обе складчатые системы сочленяются в зоне блоковых выступов Северо-Сибирского порога с мощностью осадочного чехла 1–2 км.

В западной части акватории (Вайгач-Новоземельская моноклинали, Западно-Карская терраса) расположен район валообразных поднятий, подчиненных простираению Пайхой-

ско-Новоземельской зоны, в центре — район изометричных поднятий (Рогозинское, Русановское), где обнаруживается влияние обеих систем обрамления; на востоке (Восточно-Карская ступень) — валообразные поднятия субширотного простирания, подчиненные простиранию структур Таймыра.

Структуры второго порядка в чехле мегавпадины изометричной (своды, мульды) и удлиненной (валы, прогибы) формы наследуют рифтогенные горсто- и грабенообразные блоки фундамента. Они отделены на юге от тектонических сооружений суши поперечным прогибом, где затухают северные переклинальные окончания валоподобных поднятий суши и южные переклинали антиклинальных зон Рогозинского и Русановского поднятий. В нормально ориентированных по отношению к нему рифтогенных прогибах мощность чехла составляет 9–11 км.

На Вайгач-Новоземельской моноклинали поисковая сейсморазведка не проводилась.

На Западно-Карской террасе выявлено 10 локальных структур, зонально обрамляющих центральную часть синеклизы.

На изометричных поднятиях и на бортах Южно-Карской впадины выявлено 48 антиклиналей, из них две (Западно-Шараповская и Харасавэйская) находятся в фонде подготовленных, на введенных в бурение Ленинградской и Русановской антиклиналях открыты газоконденсатные месторождения.

На северо-карском шельфе расположены **впадины Святой Анны, Северо-Карская** и разделяющий их **Центрально-Карский порог** (см. рис. 8.1). Поверхность преимущественно дорифейского фундамента имеет здесь сложный расчлененный рельеф, погружающийся от периферии акватории к центру (от 2–4 до 12–17 км). Выделяется ряд глубоких рифтогенных прогибов, выполненных рифейско-кайнозойскими отложениями, в т. ч. выраженный на дне моря в виде неотектонического желоба прогиба Святой Анны. Верхняя часть осадочного разреза представлена триас-кайнозойскими терригенными образованиями мощностью 2–3 км, нижняя часть — позднепалеозойской толщей мощностью 7–9 км. Последняя сложена карбонатами, эвапоритами и терригенными комплексами при участии магматогенных обра-

зований. С этими отложениями связаны основные перспективы поисков нефтяных скоплений. Поисковая сейсморазведка не проводилась.

8.1.3. Геологические особенности месторождений и перспективных структур западно-арктических акваторий

Геологические особенности открытых в рассматриваемом регионе месторождений и структур были установлены на основе:

- анализа строения, нефтегазоносности и фазового состава месторождений;
- их сходства по морфолого-генетическим характеристикам с перспективными ловушками:
- количественных оценок и параметров НГК;
- по возможности приуроченности к единой структурно-формационной зоне НГБ [58, 59, 60, 61, 62, 63].

Баренцево и Печорское моря

К настоящему времени в акватории Баренцева моря открыты 11 месторождений. Их подразделяют на несколько типов:

- 1 — Штокмановское, Медовое и Лудловское газоконденсатные месторождения;
- 2 — Мурманское и Северо-Кильдинское газовые месторождения;
- 3 — нефтяные месторождения: Приразломное, Варапдей-море и Медыньское-море;
- 4 — Северо-Пуляевское и Южно-Долгинское нефтегазоконденсатные месторождения;
- 5 — Поморское газовое месторождение.

По геолого-геофизическим параметрам для значительной части выявленных структур прогнозными моделями ожидаемых месторождений являются Штокмановское, Лудловское, Мурманское, Приразломное и Северо-Пуляевское. Кроме того, разработаны геологические модели прогнозируемых месторождений, где пока нет открытий (Северо-Предуральская, Хорейверская НГО):

1. Штокмановское газоконденсатное месторождение (рис. 8.3) служит прототипом для большинства структур Штокмановско-Лунинской НГО. Это месторождение приурочено к крупному сводовому поднятию северо-восточного простирания и содержит на глубинах 920–2625 м четыре газоконденсатные пластово-сводовые залежи в верхне- и среднеюрских терригенных отложениях. Суммарная газонасыщенная мощность составляет 110 м.

Все структуры этого типа в настоящее время установлены только в юрском и верхнетриасовом терригенных комплексах, основные газоперспективные горизонты которых связываются с верхне- и среднеюрскими выдержанными пластами песчаников. Глубина залегания УВ перспективного интервала — 1,1–3,0 км. Предполагаются газовые и газоконденсатные залежи преимущественно в многопластовых месторождениях.

Прототипом перспективных структур северной части Штокмановско-Лунинского порога, южного и западного бортов Северо-Баренцевской впадины может служить *Лудловское газовое месторождение*. В отличие от Штокмановского месторождения оно однопластовое. Лудловское месторождение приурочено к брахискладке площадью 300 км² и амплитудой 275 м. Структура трехкушольная, осложненная разрывами. Газовая залежь вскрыта в отложениях средней юры на глубинах 1380–1440 м. Залежь пластовая сводовая, площадь газонасыщенности 242,4 км², высота залежи 60 м, максимальная газонасыщенная толщина пласта 38,4 м, средняя — 23 м.

На севере Штокмановско-Лунинского порога продуктивными могут оказаться неокотские отложения, признаки нефтегазонасыщенности в которых установлены на Лудловской структуре.

2. Мурманское многопластовое газовое месторождение (рис. 8.4) служит моделью для структур юго-восточной части Южно-Баренцевской НГО и, частично, Приновоземельской НГО в техническом блоке IX. Месторождение связано с брахиомоноклиналью северо-западного простирания, осложненной разломами. Продуктивная триасовая толща месторождения мощностью 200 м вмещает 16 залежей на глубине 2,5–3,2 км в песчаниках линзовидного строения суммарной газонасыщенной мощностью 83,5 м.

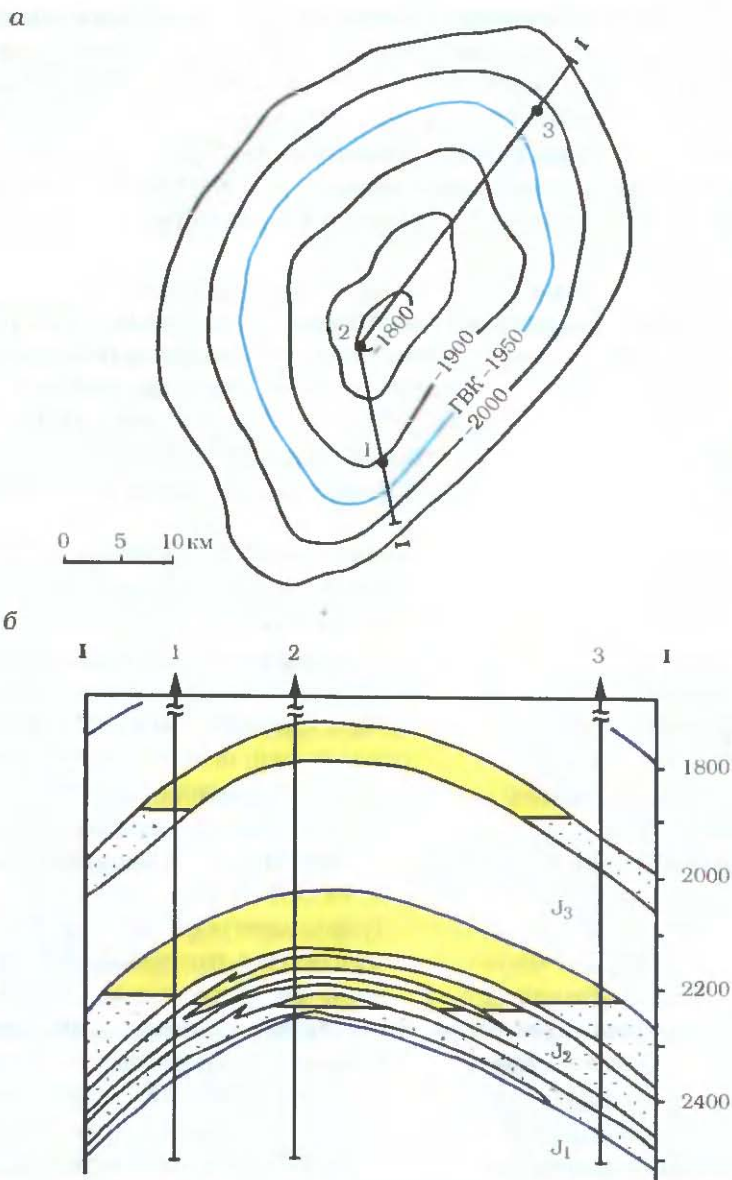
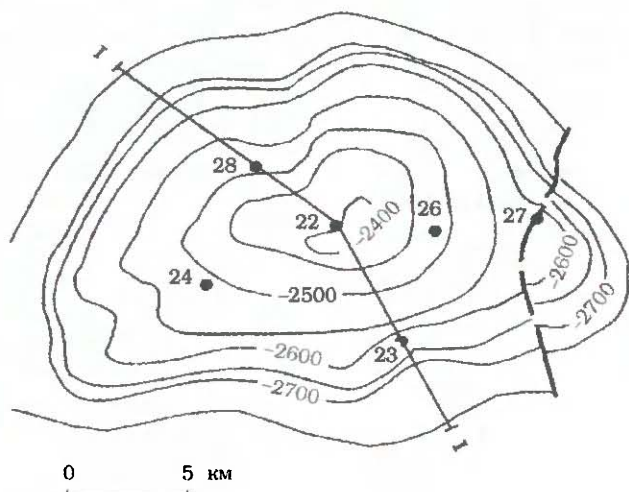


Рис. 8.3. Штокмановское месторождение:

а — структурная карта по отражающему горизонту В, б — разрез по линии I-I

а



б

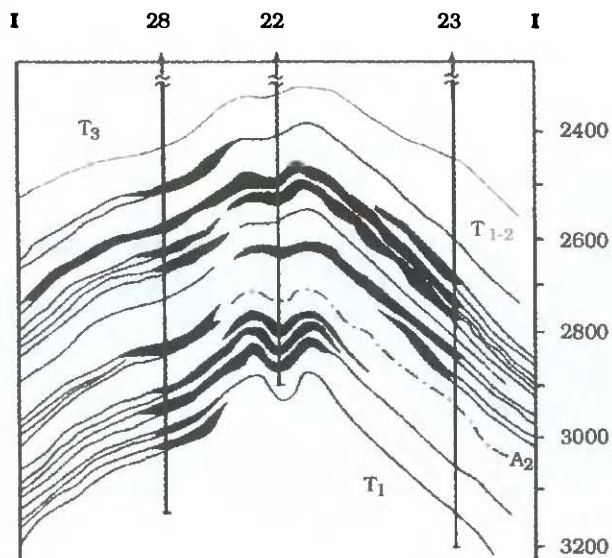


Рис. 8.4. Мурманское месторождение:

а — структурная карта по отражающему горизонту В; б — разрез по линии I-I

Структуры этого типа выражены в триасовом и верхне-палеозойском НГК. Основной продуктивный интервал связан с нижне- и среднетриасовыми лагунно-континентальными и прибрежно-морскими отложениями. Значительная часть песчаных пластов-коллекторов, очевидно, будет иметь линзовидную форму и небольшую мощность. Крупность месторождений будет определяться объемом структурной ловушки и выдержанностью коллекторов. Глубина залегания продуктивного интервала — 2,5–5,0 км. Предполагаются многопластовые, преимущественно, газовые месторождения.

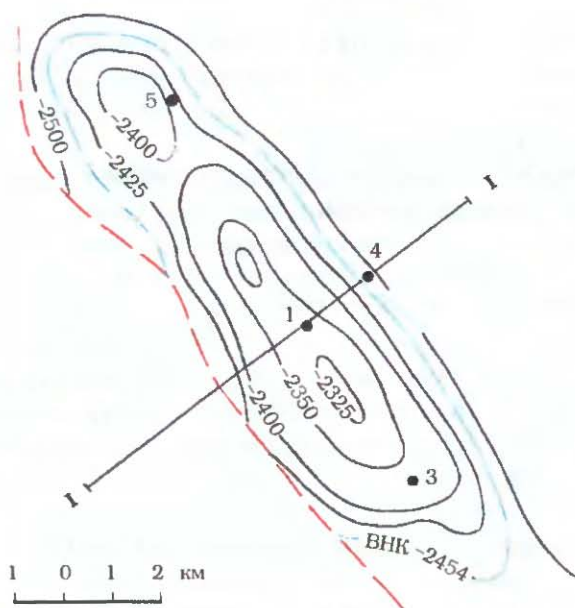
Сходную геологическую модель месторождений можно предполагать и для зоны сочленения Южно-Баренцевской впадины с Финмаркенской структурной зоной. Здесь располагается Северо-Кильдинское месторождение. Оно приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке площадью 800 км² и амплитудой 200 м. Бурением вскрыт разрез терригенных отложений вплоть до позднепермских общей мощностью 4124 м. Притоки газа дебитом 369 тыс. м³/сут получены из горизонта, приуроченного к отложениям нижнего триаса. Пластовая сводовая залежь залегает на глубинах 2440–2485 м. Высота залежи — 45 м. Эффективная мощность пласта — 11,2 м.

Перспективные структуры этого типа могут содержать как однопластовые, так и многопластовые месторождения, в оцененном НГК — преимущественно газовые.

3. Приразломное нефтяное месторождение (рис. 8.5) является прототипом для структур Варандей-Адзвинской НГО (восточная часть технического блока I). В акватории известны еще два месторождения этого типа — Варандей-море и Медынское-море. Приразломное месторождение приурочено к двухкупольной брахиантиклинальной складке северо-западного простирания с массивной двухпластовой залежью в известняках пермокарбона. Максимальная нефтенасыщенная мощность залежи составляет 90,4 м на глубинах залегания 2,3–2,45 км.

Развитые в районе структуры связаны с приразломными валами и выражены преимущественно в палеозойских отложениях. Характерны многочисленные перерывы с выпадением из разреза отдельных интервалов пермских и каменно-

а



б

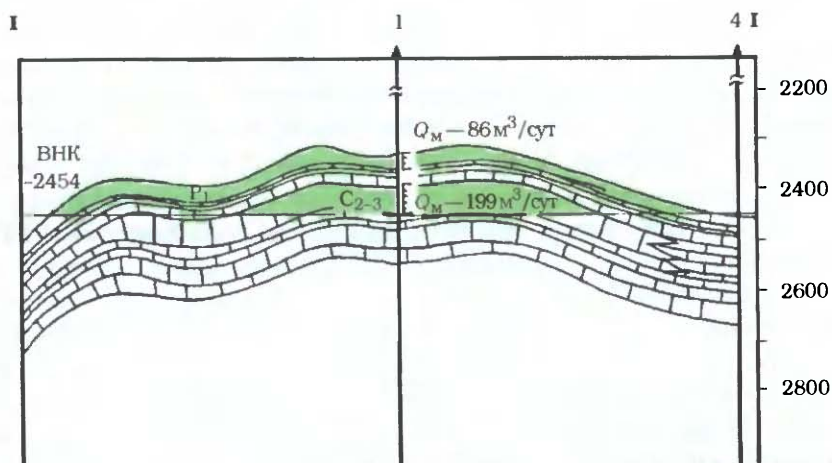


Рис. 8.5. Приразломное месторождение:

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта I;
б — разрез по линии I-I

угольных отложений. Перспективны все НГК — от триасового до ордовик-среднедевонского.

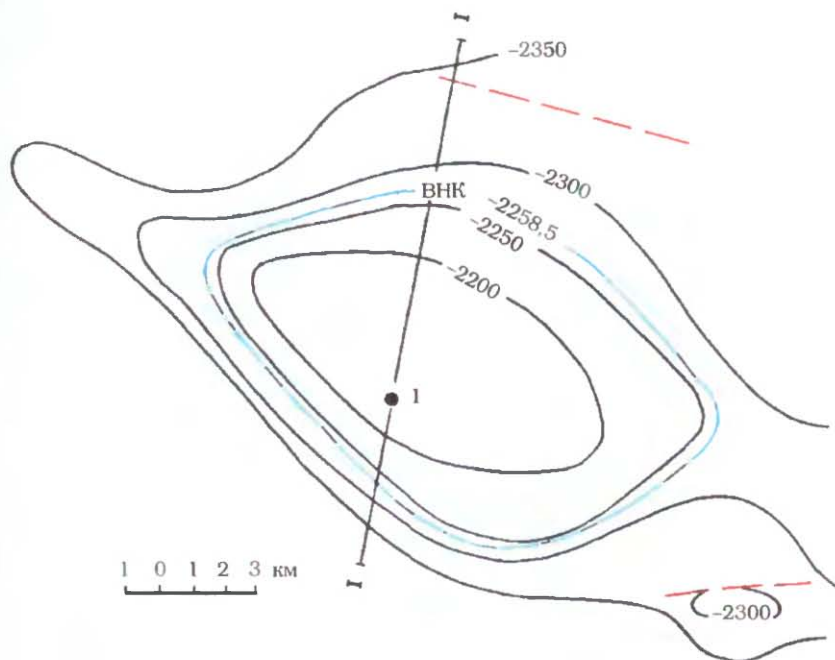
Основные перспективы связаны с нижнепермско-каменноугольными карбонатами, залегающими на глубинах 1,7–2,8 км. Ожидаются в основном нефтяные как массивные, так и многопластовые залежи.

4. Северо-Гуляевское многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 8.6) — это модель месторождений, предполагаемых в структурах севера Хорейверской НГО (юго-западная часть технического блока II. К этому же типу относится Южно-Долгинское месторождение). Открытое в 1999 г. Северо-Гуляевское месторождение представлено массивной газоконденсатной залежью в отложениях карбона на глубине 2730–2812 м (максимальная газонасыщенная толщина — 46,2 м) и пластово-сводовый нефтяной залежью (максимальная нефтенасыщенная мощность — 6,2 м) в верхнепермских отложениях на глубине 2241–2287 м.

5. На **севере Северо-Предуральской ВНГО** (блок II) предполагается группа структур, прогнозная модель месторождений в которых представлена на примере Папанинской структуры (рис. 8.7). Описываемые структуры площадью от 10 до 260 км² по горизонту I (P₂-T₁?) проявляются во всех ССК и приурочены к зоне разломов северо-западного простирания. Основной продуктивный интервал связывается с верхнепермскими терригенными и пермско-каменноугольными карбонатными отложениями на глубинах 3–6 км. Предполагаются нефтяные и газовые залежи пластово-сводовые и массивные тектонически и литологически ограниченные.

6. Значительную **часть структур Хорейверской НГО** (преимущественно блок IV) составляют погребенные структуры, выраженные по нижнепалеозойским горизонтам. Перекрывающие их пермско-каменноугольные отложения обычно осложнены биогермными постройками. Для этих структур тип предполагаемых месторождений смоделирован на Русской структуре (рис. 8.8). Здесь могут быть спрогнозированы массивные залежи УВ в биогермных известняках пермокарбона, стратиграфические ловушки в зонах выклинивания верхнедевонских известняков и структурные залежи в карбонатах нижнего палеозоя, расположенных под поверх-

а



б

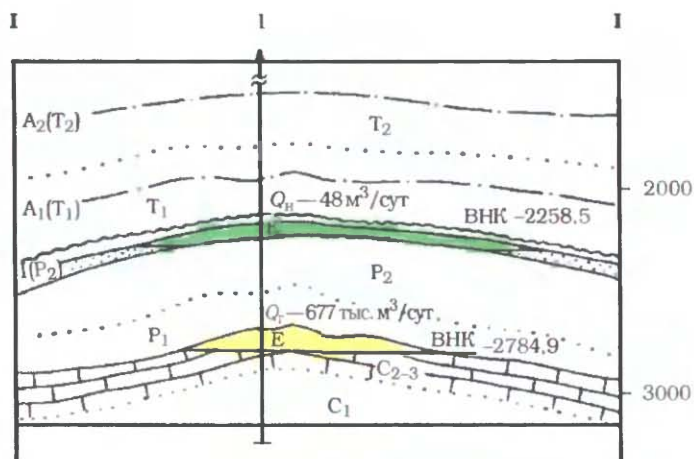
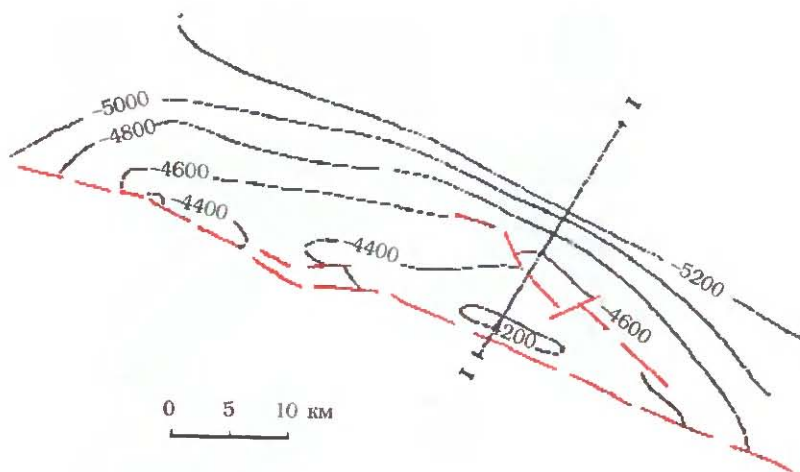


Рис. 8.6. Северо-Гуляевское месторождение:

а — структурная карта по отражающему горизонту P2; б — разрез по линии I-I

а



б

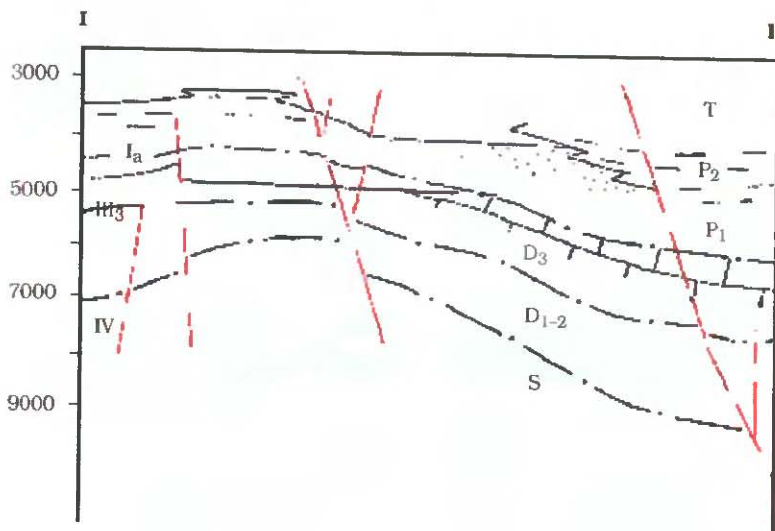
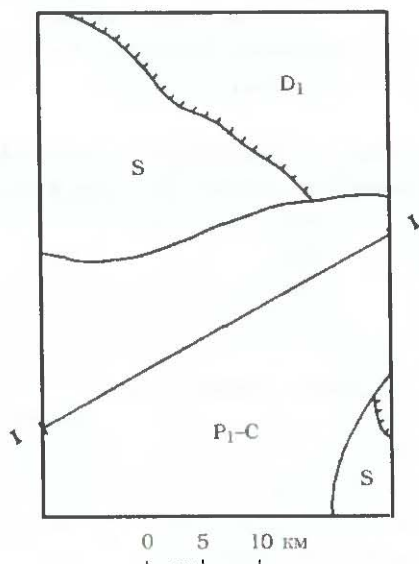


Рис. 8.7. Папанинская структура:

а — структурная карта по отражающему горизонту I_a (P I_a); б — разрез по линии I-I

а



б

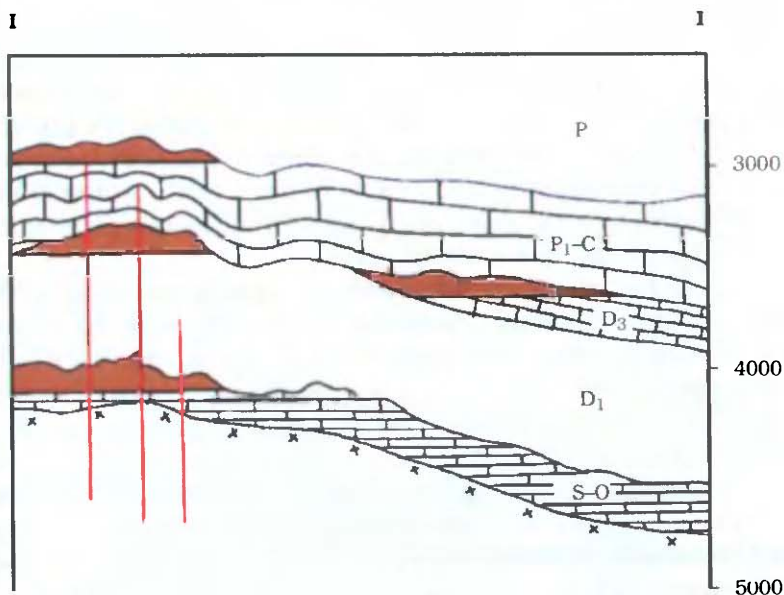


Рис. 8.8. Русская структура:

а — срез Русской структуры на глубине 3 км; б — разрез по линии I-I

ностями несогласий. Мощность прогнозируемого перспективного интервала — 1,0–1,5 км на глубинах — от 3 до 5 км. В пермско-каменноугольных карбонатах можно предполагать газовые и газоконденсатные залежи, в более древних — нефтяные.

7. В прибрежной части Печорского шельфа в Хорейверской и восточной части Печоро-Колвинской НГО (блок IV) располагается группа мелких структур (6–42 км²), выраженных по всем горизонтам чехла. С этими структурами могут быть связаны месторождения, аналогичные открытым на ближайшей суше в Хорейверской НГО — Сюрхаратинскому и Плюсейскому. Основной продуктивный интервал — франско-турнейские известняки мощностью 15–500 м, залегающие на глубинах 4,1–5,3 км, а также пермско-каменноугольные карбонаты мощностью до 500 м, залегающие на глубинах 2,5–3,1 км. Ожидаются нефтяные залежи в нижнем продуктивном интервале и газовые или газоконденсатные — в верхнем.

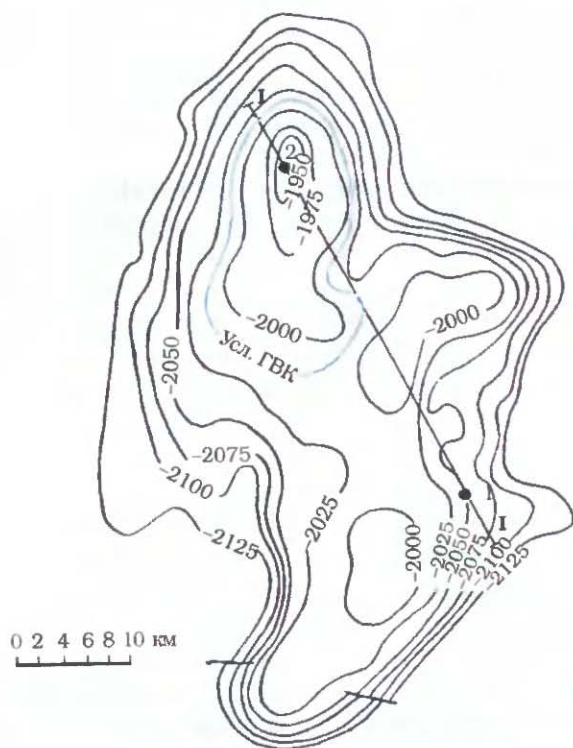
В качестве геологических моделей месторождений — прототипов нефтегазоперспективных здесь структур — можно использовать акваториальные Русановское и Ленинградское месторождения и Новопортовское месторождение на суше. Два первых из них весьма схожи по геологическому строению, но на Русановском, расположенном севернее, установлена продуктивность только нижнего мела, что может быть тенденцией к изменению стратиграфического диапазона нефтегазоносности. Особым типом является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение.

1. На Русановском многопластовом месторождении (рис. 8.9) в скважинах глубиной до 2550 м вскрыты терригенные образования кайнозоя (430 м) и мела (2120 м). Месторождение приурочено к куполовидному поднятию (65×25 км), осложненному тремя малоамплитудными (25–50 м) куполами. Площадь поднятия — 1522 км², амплитуда — 320 м.

В интервале 1928–2390 м в аптских отложениях нижнего мела установлено семь газоконденсатных залежей с суммарной эффективной газонасыщенной мощностью пластов 66,4 м, при максимальном значении одного пласта — 59,4 м.

Пористость коллекторов изменяется в незначительных пределах (средняя — 21–22 %). Залежи пластовые сводовые.

а



б

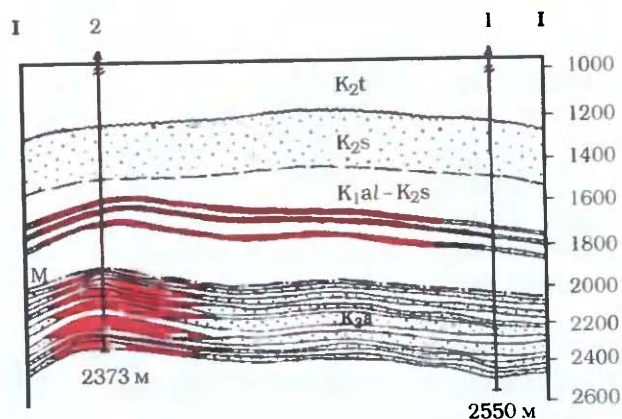


Рис. 8.9. Русановское месторождение:

а — структурная карта по кровле K_{1art} ; б — разрез по линии I-I

Доказанный бурением этаж газоносности — 462 м. Дебиты газа варьируются от 200 до 554 тыс. м³/сут. Аналогичную модель можно ожидать на структурах: Западно-Русановской, Северной, Литковской, Южно-Русановской, Западно-Скуратовской, Скуратовской, Воронинской-1, Анабарской, Рогозинской-1, Вилькицкого-1, Монской.

2. Ленинградское месторождение (рис. 8.10) газоконденсата приурочено к изометричному пологому поднятию с размерами 36×45 км (площадь 1700 км²) и амплитудой 140 м. Структура характеризуется унаследованным развитием.

Скважинами глубиной до 2500 м вскрыт терригенный разрез кайнозоя (320 м) и мела (2180 м). В интервале 1000–1980 м (верхне- и нижнемеловые отложения) в песчаниках вскрыто пять залежей:

- газовые (сеноман-апт) — 4;
- газоконденсатная (апт) — 1.

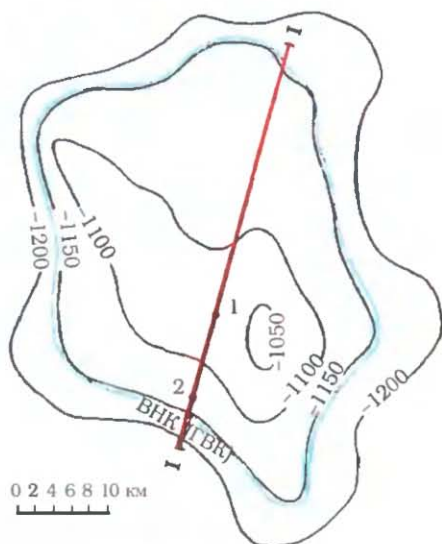
Дебиты газа колеблются от 250 до 400 тыс. м³. Открытая пористость песчаников 25–27 %, эффективная газонасыщенная толщина продуктивных пластов от 8,7 до 38,4 м. Залежи — пластовые сводовые, этаж газоносности — 939 м. Подобная модель ожидается на Невской, Западно-Нярмейской, Нярмейской, Спортивной перспективных структурах.

3. Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к брахиформной антеклизе (34×13 км) площадью 442 км². Амплитуда структуры по ОГ “Б” (верхняя юра) — 500 м. Установлено угловое стратиграфическое несогласие между палеозоем и мезозоем.

Скважинами глубиной до 3000 м вскрыт разрез отложений палеозоя (50–820 м), мезозоя (1900–2600 м), кайнозоя (300 м). Палеозой сложен в основном органогенно-детритовыми известняками. Встречаются пластовые массивы вулканитов основного состава. Перекрывающие отложения представлены переслаиванием морских, прибрежно-морских и прибрежно-континентальных терригенных образований.

Нефтегазоносны отложения палеозоя юры и мела. В интервале глубин разреза 470–2950 м (этаж — 2480 м) установлено 13 залежей газа, газоконденсата (в т. ч. с нефтяной оторочкой) и нефти с газовой шапкой. Из отложений палеозоя в интер-

а



б

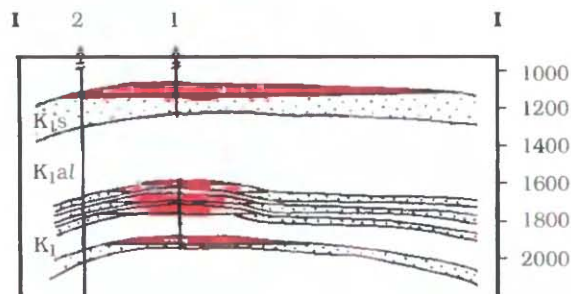


Рис. 8.10. Ленинградское месторождение:

а — структурная карта по кровле пласта С (сеноман); б — разрез по линии I-I

вале 2630–2950 м получены притоки газа (214,7 тыс. м³/сут) с конденсатом и отмечены нефтепроявления.

Из юрско-меловых НГК получены притоки нефти и газа с конденсатом:

- газ — от 30 до 900 тыс. м³/сут;
- нефть — от 16 до 110 м³/сут;
- конденсат — от 25 до 58 м³/сут.

Залежи массивные и пластовые сводовые, в т. ч. литологически экранированные. В отложениях нижней юры и палеозоя залежи стратиграфически экранированные.

Месторождение расположено на “плече” рифтогенной впадины, на выступе фундамента, отметки которого превышают окружающие приподнятые блоки на 2 км и более, продуктивен синрифтовый комплекс.

Таким образом, на Баренцевом и Карском морях в качестве основных прототипов для прогнозируемых месторождений приняты открытые скопления УВ, в том числе такие уникальные, как Штокмановское и Ленинградское. Вероятно, такого типа месторождения будут редки. Вместе с тем можно ожидать, что они достаточно полно характеризуют этаж нефтегазоносности и общие черты строения залежей прогнозируемых месторождений, расположенных в сходных с ними тектонических условиях.

Следует отметить, что недра Баренцева (включая Печорский шельф) и Карского морей России обладают уникальными ресурсами УВ, превосходящими таковые остальных окраинных акваторий России по газу в 4 раза, по нефти в 1,1 раза. При этом лишь ресурсы недр Печорского шельфа можно рассматривать как, в основном, нефтяные (соотношение 65–35 %). Открытие уникальных по запасам газоконденсатных месторождений в Баренцевом и Карском морях подтверждает их УВ-потенциал и ставит в ряд наиболее богатых газом акваторий России.

Основные перспективы нефтегазоносности недр акваторий связываются в Баренцевом море с нефтеносными доверхнепермскими терригенными и карбонатными комплексами палеозоя (частично PZ-MZ) на Печорском шельфе, газоносными верхнеюрскими и триасовыми терригенными отложениями на остальной части моря, где подстилаю-

щие перспективные комплексы залегают на недоступных глубинах.

В последние годы положительно оценены перспективы нефтегазоносности крайне слабоизученных протерозойских комплексов Кольской моноклинали. В недрах южной части Карского моря, по аналогии с сопредельной территорией Западной Сибири, основными газonosными комплексами являются терригенные образования мела, главным образом, апт-сеномана.

На Печорском шельфе исследованиями последних лет определены два района с различным фазовым составом прогнозируемых месторождений: преимущественно нефтяной в составе Варандей-Адзвинской и Хорейверской НГО и нефтегазоконденсатный, включающий Печоро-Колвинскую НГО, Северо-Печорскую и Северо-Предуральскую ВНГО.

В ближайшей перспективе на Печорском шельфе может быть осуществлен прирост запасов нефти промышленных категорий в объеме до 300 млн т.

В Карском море прогнозируется 3,1 млрд т извлекаемой нефти. Ее поиски связываются в основном с юрско-неокомскими отложениями.

В Баренцевом море жидкие УВ в полифазных залежах могут быть сконцентрированы в следующих районах: на Штокмановско-Лунинской седловине в прибрежно-морских отложениях триаса; в южной части моря — в палеозойских органогенных постройках и верхнепермских клиноформах.

8.1.4. Технология разведки и освоение месторождений нефти и газа на арктическом шельфе

Выявление и подготовка к бурению локальных объектов (структур) осуществляется **сейсморазведкой методами 2Д и 3Д**. Плотность **сейсморазведки** 2Д составляет в Печорском море $0,5 \times 1$ км, в Баренцевом и Карском морях 1×2 км. **Сейсморазведкой 3Д** изучается площадь каждого локального объекта.

Возможные варианты технических средств поисково-разведочного бурения приведены ниже (табл. 8.1).

Таблица 8.1

Технические средства поисково-разведочного бурения

Тип		Допустимый диапазон глубины, м	Ледовые условия при бурении
СПБУ	Самоподъемные БУ с опорами: ферменными цилиндрическими	10–100 10–30	Исключаются Допускается стоянка на опорах во льдах толщиной 15–20 см
ППБУ	Полупогружные БУ	60–600 и более	Исключаются
БС	Буровые суда	50–600 и более	Допускается эксплуатация в период ледообразования
ЛПБУ	Ледостойкие погружные буровые установки	6–20	Не лимитируются
ЛЗБУ	Ледостойкие закорытные буровые установки	20–60	Допускается продленная навигация в пределах, определяемых держащей силой якорной системы удерживания
ПЛБУ	Подводно-подледные буровые установки	100 и более	Не лимитируются

Поисковое бурение на Арктическом шельфе рекомендуется осуществлять:

— на глубинах моря 10–30 м в Печорском и Карском морях — СПБУ ледового класса, в зоне влияния течения Гольфстрим Баренцева моря — обычными СПБУ;

— на глубинах моря более 30 м — БС ледового класса;

— в прибрежных водах глубиной менее 10 м Печорского и Карского морей — ЛПБУ, устанавливаемые на ледостойкую подводную берму; альтернативные варианты для таких глу-

бин моря — бурение с берега наклонно направленных скважин или бурение с искусственных гравийных кессонно удерживаемых островов.

Количество поисковых скважин принимается равным двум с учетом успешности бурения. Количество разведочных скважин зависит от величины запасов месторождений и изменяется от одного до шести скважин на месторождение. Продуктивные поисковые и разведочные скважины используются при разработке месторождений.

Разработка месторождений со стационарных и мобильных эксплуатационных комплексов (незамерзающие и мелководные замерзающие акватории)

Возможные варианты технических средств и условия их применимости в Арктических морях приведены в табл. 8.2.

Для разработки месторождений в пределах перспективных объектов в незамерзающей части Баренцева моря (Гусинозельское, Бритвинское, Терское и др.) проектируются эксплуатационные суда с турелью в комплексе с подводными модулями. Для бурения кустов эксплуатационных скважин, размещаемых в подводных модулях, привлекаются буровые суда.

На газовых месторождениях в Баренцевом море предварительно устанавливают подводные эксплуатационные модули (в модуле от 10 до 24 устьев скважин). Бурение скважин через модули осуществляют арендованными буровыми судами. По мере готовности скважин на каждое месторождение устанавливают одно эксплуатационное судно, на которое по внутрипромысловой трубопроводной сети поступает продукт со всех скважин для подготовки к транспорту по магистральному трубопроводу. Транспортировку газа до эксплуатационного судна осуществляют по трубам 18", до магистрального газопровода Штокман-Тереберка — по трубам 30".

Разработку нефтяных и газовых месторождений в Печорском и Карском морях (при глубине моря 10–30 м) рекомендуется проводить с использованием гравитационной МЛСП типа "Приразломная". Головная установка этого типа строится на ГУП "Севмашпредприятие".

Для разработки месторождений на глубинах моря от 30 до 80 м предполагается использовать моноконы, моноподы или многоопорные типы платформ. Проектирование таких

Таблица 8.2

**Варианты технических средств и условия их применимости
в арктических морях**

Вариант	Условия применимости
Морские ледостойкие стационарные платформы (МЛСП) (опирающиеся на грунт дна):	Глубина моря до 50 м (возможность эксплуатации на больших глубинах не подтверждена надежными проработками)
Кессоны с внутренним грунтовым ядром (типа Molikrag)	Глубина моря до 30 м; Разрешение экологических надзорных органов на строительство ядра
Гравитационные с внутренним нефтехранилищем (тип "Приразломная")	Глубина моря до 30 м; Наличие хорошего грунтового основания
Гравитационные с корпусом из железобетона	Наличие производственной базы; Наличие глубоководных фарватеров (более 10–12 м)
Моноконы и моноподы (гравитационные и свайные)	Глубина моря 25–50 м; Трубопроводный транспорт добываемого сырья; Относительно небольшая производительность; При бурении скважин только одним станком
Многоопорные	Глубина моря более 30–50 м; Наличие технических средств для монтажа платформ
Искусственные кессонно удерживаемые острова	Глубина моря до 10 м; Наличие береговой производственной базы и месторождений нефти
Заякоренные МЛСП: типа TLP типа SPAR типа опертой о грунт башни	Глубина моря более 100 м
Судно с турелью в комплексе с подводными модулями (оборудование для завершения куста скважин)	Глубина моря более 100 м; Без буровой установки

платформ ведется в рамках проектов Сахалин-1, Сахалин-2 и Сахалин-3. Периферийные скважины группируют в кусты и разбуривают через подводные модули с БС или СПБУ.

На глубинах моря до 10 м разработку месторождений можно осуществлять с кессонно удерживаемых искусственных островов и, при возможности, с помощью наклонно направленных и горизонтальных скважин, которые бурят с берега.

Нефтяные месторождения в Печорском море разбуривают с платформ наклонно направленными и горизонтальными скважинами.

Приняты следующие **допущения и технические решения по технологии разработки месторождений**:

- на платформах и подводных модулях предусматривается бурение и эксплуатация нефтяных, газоконденсатных и нагнетательных скважин;

- предельно допустимое количество скважин, разбуриваемых с одной платформы, составляет 120 ед.: такое количество скважин на платформе требует дополнительных технических решений по обеспечению безопасности, что существенно сказывается на стоимости платформ;

- бесперебойный транспорт газа до береговых сооружений может быть достигнут за счет осушки газа в абсорбере до точки росы по влаге минус 40 °С с сопутным (неконтролируемым) уменьшением точки росы по углеводородам и периодическим использованием скребков;

- подготовка нефти на платформах ограничивается деэмульсацией термохимическим методом при температуре 50–60 °С с остаточным содержанием воды в нефти до 5 %;

- пластовая вода в смеси с дренажной водой очищается от механических примесей и нефти, смешивается с отработанной морской водой и нагнетается в пласты;

- условно принимается, что каждая платформа должна быть укомплектована двумя однотипными буровыми установками, в составе которых имеются:

- а) станция геофизических исследований в скважине, перфорации и геосервиса,

- б) цементировочный комплекс,

- в) четырехступенчатая система очистки и дегазации бурового раствора;

— характеристики условного бурового комплекса (с верхним приводом вращения буровой колонны) на платформах приняты следующими:

- а) грузоподъемность вышки 400 т;
- б) протяженность ствола скважин до 7000 м;
- в) производительность буровых насосов 80 м³/с;
- г) максимальное рабочее давление 30 МПа;
- д) объем запасов бурового раствора 250 м³;

— объем емкости:

- а) цемента 350 м³;
- б) барита 200 м³;
- в) бентонита 50 м³;

— предусмотрены:

а) на каждой платформе комплекс оборудования для сбора, подготовки и транспорта нефти или газа;

б) на платформах, предназначенных для обустройства месторождений совместно с подводными модулями, — возможность принятия и обработки сырья и с этого оборудования;

в) на газовых эксплуатационных судах — размещение установок для повышения компрессии;

г) системы инъекции химикатов для обработки морской воды (бактерицидами и ПАВ), эмульсии (деэмульгаторами), нефти, воды, газа (ингибиторами коррозии), продукции подводных скважин (ингибиторами гидратообразования).

д) на всех платформах — типовой (расчетный) жилой блок на 250 человек персонала с учетом запасных мест.

— на нефтяных платформах поддержание пластового давления обеспечивается нагнетанием воды;

— энергообеспечение платформ осуществляется газотурбогенераторами. Их количество выбрано (с учетом резервного) для максимально возможной нагрузки.

Предусмотренные в данной работе подводные модули укомплектованы эксплуатационным оборудованием для подводной добычи с устьями "открытого" типа и обеспечивают:

— проведение работ по подводному заканчиванию и освоению скважин;

— герметизацию устья скважин;

— направление продукции куста скважин в сборные трубопроводы;

- дистанционное управление режимом работы скважин и подводным оборудованием;
- дистанционный контроль параметров добываемой продукции и работ оборудования;
- автоматическое перекрытие стволов скважин в аварийных ситуациях;
- возможность проведения внутрискважинных работ с помощью оборудования канатной техники;
- возможность закачки технологических жидкостей в подъемную колонну насосно-компрессорных труб и затрубное пространство;
- аварийное глушение скважин через подъемную колонну насосно-компрессорных труб и затрубное пространство;
- возможность проведения ремонта скважин и подводного оборудования без участия водолазов;
- обнаружение и соединение с подводными устьями скважин с помощью табельной системы повторного ввода в скважину;
- защиту подводного устьевого оборудования от механических повреждений;
- антикоррозионную защиту;
- регулируемое распределение газа по нефтяным скважинам, переведенным на газлифт; воды и газа по пегмателльным инъекционным скважинам.

Для использования при бурении эксплуатационных скважин СПБУ и БС необходимо применять **специальную подводную колонную головку**. Такое оборудование широко используется в Мексиканском заливе. Оно позволяет осуществлять подвеску обсадных труб на уровне дна, если даже на БУ применяется поверхностная система противовыбросовых превенторов. После завершения бурения райзер поднимают на БУ, а подводную арматуру устанавливают на головку донной подвески обсадных колонн.

Типовая подводная арматура имеет высоту около 5 м. Общая высота опорной плиты с защитной конструкцией составит около 10 м. Поэтому в Печорском и Карском морях, где торосы могут иметь киль глубиной 20–25 м, подводная арматура может быть применена только на акваториях с глубиной 35 м и более (или углублена в грунт).

Количество эксплуатационных скважин зависит от начального дебита скважин, запасов нефти или газа, числа объектов разработки (залежей или групп залежей), площади месторождения.

Технические средства транспортировки добытого сырья на сборный пункт следующие.

Освоение газовых месторождений Баренцева моря завязывается на инфраструктуру разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения. Газ с прогнозируемых месторождений Баренцева моря будет поступать в магистральный подводный газопровод диаметром 1020 мм от Штокмановского месторождения до Териберки (Кольский полуостров).

Для нефти с месторождений Печорского и Карского морей предусмотрен *танкерный вывоз* в Печенгу (Кольский полуостров). Отгрузку нефти в танкеры можно выполнять непосредственно с МЛСП (аналог — МЛСП “Приразломная”) либо через специальный морской ледостойкий отгрузочный терминал гравитационного типа. Дедвейт танкеров должен быть оптимизирован в рамках проектирования транспортной системы вывоза нефти с конкретного месторождения. В качестве расчетного значения можно принять челночный ледовый танкер дедвейтом 80 тыс. т ледовой категории ЛУ6 РМРС. Строительство таких танкеров намечено НК “Лукойл” на ГУП “Севмашпредприятие”.

Для обеспечения танкерного вывоза нефти потребуется использование линейных (атомных) ледоколов типа “Арктика” и “Таймыр” или дизельных ледоколов типа “Капитан Николаев”, а также многофункциональных дизель-электрических по проекту 11040.

Здесь предусмотрено строительство трех морских ледостойких отгрузочных терминалов в Печорском море. Первый — в районе Южно-Долгинского месторождения на глубине моря порядка 20 м. На этот терминал будет поступать нефть из прогнозируемых месторождений блока II Печорского моря. Второй — южнее прогнозируемого месторождения Седьяхинское 3 на глубине моря порядка 25 м (блок III). Третий — южнее Коргинского прогнозируемого месторождения на глубине моря порядка 25 м (блок V). Затраты на стро-

ительство терминалов отнесены на Русское, Седьяхинское 3 и Коргинское прогнозируемые месторождения.

Газ с прогнозируемых месторождений Карского моря можно транспортировать по магистральным подводным газопроводам диаметром 1020 мм в район выхода на берег газопроводов с Ленинградского и Русановского месторождений.

Проблема транспорта по трубопроводам многофазных смесей, в принципе, решена. Однако такая возможность может быть определена только для каждого конкретного проекта с учетом:

- физико-химических свойств смеси;
- расстояния транспортировки;
- параметров трубопровода;
- параметров трассы трубопровода

Подводно-подледная разработка месторождений (замерзающие акватории с глубинами свыше 80 м).

Важнейшими условиями технической применимости подводно-подледного комплекса являются:

- глубина акватории не менее 100 м, в диапазоне глубин 50–100 м техническую возможность применения комплекса следует рассматривать в каждом конкретном случае на основе анализа природных условий и поиска оптимальных конструктивных решений; отдельные элементы комплекса могут располагаться и на меньших глубинах при обеспечении их защиты от торосов;

- наличие технологических гарантий безгидратной работы внутрипромысловых и магистральных газопроводов;

- возможность обеспечения надежного телеметрического управления работой скважин.

Схема обустройства предполагает *разбуривание месторождений с подводным заканчиванием скважин*. В зависимости от ряда факторов (характеристики коллектора, рельеф дна, особенности и характеристики его грунта, объем буровых работ и т. д.) разбуривание может быть выполнено:

- одиночными вертикальными скважинами с использованием стандартного подводно-устьевого оборудования;

- кустами скважин (вертикальные, наклонные и, при необходимости, горизонтальные) с использованием подвод-

ных эксплуатационных модулей, в которых могут быть размещены устья до 24 скважин.

Подводные устья (одиночные и кусты скважин) подключаются с использованием подводных коммуникаций (внутрипромысловые трубопроводы, линии связи и управления) и подводных манифольдов к технологическому блоку.

Технологический блок, в зависимости от конкретных условий, может быть размещен на стационарной платформе или в водонепроницаемых подводных конструкциях. В составе технологического блока или отдельными элементами должно быть предусмотрено электроэнергетическое оборудование.

Энергообеспечение подводно-подледного промысла может быть реализовано на базе береговой электроэнергетической установки с подачей электроэнергии высокого напряжения по подводному кабелю; специальной стационарной платформы, установленной в пределах месторождения, либо с подводного атомного энергоблока.

В состав **объектов обустройства** входят:

- подводный технологический комплекс;
- блоки манифольда для сбора продукции скважин (при необходимости);
- внутрипромысловые трубопроводы;
- электрокабель силовой;
- системы контроля и управления объектами обустройства.

Бурение эксплуатационных скважин может быть осуществлено подводными буровыми установками (круглогодичный режим эксплуатации) или буровыми судами с ледовыми подкреплениями (исключительно в летнюю навигацию).

В зависимости от своей конструкции подводная буровая в процессе бурения удерживается на якорях при некоторой положительной плавучести, либо ее устанавливают на специальную платформу, предварительно размещенную на месте бурения.

Монтаж подледного эксплуатационного комплекса может быть осуществлен подводной буровой установкой, подводной лодкой обустройства и снабжения, надводным краново-монтажным судном.

Рациональный вариант выбирают по результатам технико-экономических расчетов.

Строительно-монтажные работы по внутрипромысловому обустройству могут быть выполнены: специализированными надводными судами (краново-монтажное, трубоукладочное, земснаряды и т. п.), имеющими соответствующий ледовый класс, или специальными подводными техническими средствами (подводные лодки обустройства и снабжения) (табл. 8.3).

Основные технологические процессы при эксплуатации подводно-подледного комплекса:

- низкотемпературная подготовка газа;
- производство и регенерация метанольного продукта (потери метанола на первой стадии сепарации с давлением 6,0 МПа и температурой 50 °С составят около 30 %);
- дистанционное управление комплектом внутрискважинного оборудования и отсекающими стояков подводных трубопроводов;
- плановое и аварийное глушение скважин на ЛСП и/или подводных модулей;
- ремонт скважин;
- исследование скважин;
- очистка промышленных стоков и нагнетание в поглощающие скважины;
- замер дебита скважин и оперативный учет объема добычи;
- деэмульсация и стабилизация конденсата;
- дожатие газа до давления транспорта;
- очистка/диагностика подводных трубопроводов.

При освоении прогнозируемых месторождений глубоководных акваторий со сложными ледовыми условиями в Баренцевом и Карском морях были просчитаны **два варианта бурения:**

- 1) с подводных лодок и круглогодичная подледная разработка месторождений;
- 2) с БС в летний период и круглогодичная подледная разработка месторождений.

Второй вариант оказался более экономически целесообразным, несмотря на то что буровые работы сокращаются

Состав комплекса на стадии бурения скважин

Основной вариант	Назначение	Применение	Стоимость, млн долл.
Подводная буровая (ПЛБУ)	Бурение скважин	Возможны варианты: с якорной системой удержания; с подводной платформой	500
Подводная лодка обустройства и снабжения — носитель обитаемых и необитаемых подводных аппаратов (ПЛЮС)	Доставка и монтаж подводно-устьевого оборудования (ПУО) Снабжение ПЛБУ расходными технологическими и судовыми материалами. Перевозка персонала Подводно-водолазные работы Регламентное и аварийное обслуживание ПУО Строительно-монтажные работы по обустройству промысла	Возможно использование для прокладки внутрипромысловых трубопроводов, а также линий связи и управления	225
Транспортно-спасательная подводная лодка	Оказание оперативной помощи аварийным ПЛБУ Снятие персонала с аварийных подводных объектов Транспортировка материалов и мелкого оборудования		15

Многофункциональный ледокол поддержки	Надводное сопровождение работ по обустройству и эксплуатации месторождений Ледокольная поддержка надводных судов (трубоукладчики, краново-монтажные, транспортные и др.) Аварийно-спасательные работы на промысле Буксировка несамоходных объектов		150
---------------------------------------	---	--	-----

до трех месяцев в год и требуют парка БС и ледокольного сопровождения. В период эксплуатации месторождения проектируется задолжить следующие основные *технические средства*:

- подводный технологический комплекс (один комплекс на куст из 12 скважин);
- ледокол (два ледокола на проект);
- подводную лодку сопровождения и обслуживания;
- подводный аппарат для работы с манифольдами.

8.1.5. Выводы по западно-арктическому шельфу

Северо-западные акватории России имеют весьма внушительную оценку начальных суммарных извлекаемых ресурсов (по состоянию на начало 1990-х гг.):

- по нефти 6,2 млрд т;
- по свободному газу 60,5 трлн м³;
- по конденсату 1,9 млрд т.

Значительная часть ресурсов нефти концентрируется в Печорском море, основные ресурсы газа приходится на акватории Баренцева (21,9 трлн м³) и Карского (34,9 трлн м³) морей.

Столь высокие оценки нефтегазового потенциала рассматриваемых акваторий подтверждены результатами геолого-разведочных работ, в процессе которых открыто 13 месторождений нефти и газа, четыре из них являются уникальными газовыми и одну — крупным нефтяным месторождением.

Региональными геолого-разведочными работами на акваториях выявлено более 200 локальных объектов, из которых более трети получили количественную оценку ресурсов по категориям С₃ и D₁.

По преобладающему *фазовому составу* УВ прогнозируемых месторождений и *природно-климатическим условиям* их освоения *западно-арктические акватории можно разделить на пять районов*:

- мелководное замерзающее Печорское море (нефть);
- глубоководная акватория с падающими условиями южной части Баренцева моря (газ);

- глубоководная замерзающая акватория северной части (севернее 76°) Баренцева моря (газ);

- мелководная замерзающая часть Карского моря (газ);

- глубоководная замерзающая часть Карского моря (газ).

Для каждого из этих районов предложена своя технология освоения месторождений.

Печорское море. Основной фонд структур представлен объектами, перспективными на нефть. При разработке потенциальных нефтяных месторождений с гравитационных платформ с последующим танкерным вывозом добываемой нефти перспективными для освоения на самостоятельной основе оказались пять месторождений с начальными запасами нефти свыше 50 млн т. Положительную оценку получили также четыре более мелких месторождения, разрабатываемых как сателлиты более крупных.

Баренцево море. Весь фонд структур представлен глубоководными объектами, перспективными на газ.

Разработка газовых месторождений в “незамерзающей” части моря проектируется с эксплуатационных судов с турелью в комплексе с подводными модулями, транспортировкой газа по трубопроводам до Штокмановской платформы и дальнейшей прокачкой газа по магистральному газопроводу.

В глубоководной замерзающей части Баренцева моря прогнозируемые месторождения при подводно-подледной технологии их освоения оказались нерентабельными.

Карское море. Основной фонд оцененных структур является перспективным на газ.

В глубоководной части Карского моря оптимальным признан подводно-подледный способ эксплуатации месторождений. На мелководном шельфе освоение месторождений предлагается с ледостойких платформ с использованием подводных модулей для сбора и подачи газа с периферийных скважин на платформу. Во всех случаях для транспортировки добываемого газа с месторождения на берег (до Харасавэя) предусматривается строительство подводных газопроводов, в значительной части с заглублением в грунт. Прокачка газа рассчитана на магистральный газопровод, который соединит п-ов Ямал с Западной Европой.

Таким образом, можно утверждать, что перспективы освоения УВ на арктическом шельфе России огромны. Темпы реализации нефтегазового потенциала западно-арктических акваторий зависят от начала разработки уже открытых крупных и уникальных скоплений УВ: Приразломного, Штокмановского, Ленинградского и Русановского.

Следует отметить, что техника и технология, предлагаемые для реализации здесь многих проектов, уникальны и пока слабо опробированы на практике. Поэтому эффективность освоения потенциальных ресурсов УВ западно-арктических акваторий РФ будет, в первую очередь, определяться разработкой и внедрением нетрадиционной техники и новейших технологий.

8.2. ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ САХАЛИНА

Протяженность о. Сахалин составляет 948 км. Его обширная шельфовая зона, относящаяся к бассейнам Охотского и Японского морей, характеризуется разнообразием физико-географических условий.

Климат **Охотоморского шельфа** очень суров и на северном участке практически не отличается от климата полярных морей. Здесь велико влияние холодного Восточно-Сахалинского течения.

На юге и юго-востоке Сахалина, в заливе Анива и Терпения зима и лето более теплые, весна затяжная и холодная.

Япономорский шельф Сахалина характеризуется значительно более мягким климатом. С юга в Татарский пролив проникает теплое Цусимское течение, с севера вдоль материка проходит холодное Приморское течение.

Вдоль северного и северо-восточного побережья о. Сахалин в течение зимы формируется ледяной массив, состоящий как из льдов местного происхождения, так и из льдов, поступающих из более северных районов акватории Охотского моря.

В ледяном массиве отмечается пять основных зон (по направлению от берега в море):

— чистой воды;

- начальных и ниласовых льдов;
- молодых льдов;
- однолетних льдов;
- тяжелого однолетнего льда.

На западном шельфе Сахалина, в Татарском проливе и северной части Японского моря продолжительность ледового периода составляет в суровые зимы 147 дней — на севере (Александровск); 110 дней — в центральной части (Углегорск); 77 дней — на крайнем юге (м. Крильон).

Ледовые условия существенно влияют на технологию освоения углеводородных ресурсов присахалинского шельфа.

В последние годы на северо-восточном Сахалине ежегодно добывается около 1,5 млн т нефти и 1,5 млрд м³ газа.

Первая морская нефть была получена из наклонной с берега скважины в августе 1998 г. (ОАО "Роснефть-Сахалинморнефтегаз"), а в июле 1999 г. — с морской платформы "Молик-пак" (компания "Сахалинская энергия", проект Сахалин-1).

Геолого-геофизические работы на дальневосточных морях России производятся регулярно с 1957 г. К середине 1970-х гг. в пределах Охотского и северной части Японского морей были выполнены мелкомасштабные (на шельфе Сахалина также среднемасштабные) аэро- и гидромагнитные, гравиметрические съемки, региональные профили ГСЗ, КМПВ и МОВ ОНП. Площадные сейсмические работы систематически проводились с 1966 г. — с момента организации Тихоокеанской экспедиции ВМНПО "Союзморгео" — и были сосредоточены в основном на шельфе Сахалина. В течение 1966–1975 гг. в его северо-восточной части были выявлены практически все крупные антиклинальные структуры. Однако качество исследований было неудовлетворительным из-за низкого уровня технической базы.

В 1976–1983 гг. сейсморазведка и глубокое бурение, начатое в 1977 г. Дальневосточной нефтегазоразведочной экспедицией, осуществлены на шельфе Сахалина в комплексе с набортными грави- и магниторазведкой и геохимической съемкой. Переход на методику МОВ ОГТ 24 и МОВ ОГТ 48 обеспечил получение гораздо более информативных данных,

на основе которых были пересмотрены представления о строении и мощностях осадочного разреза. Наиболее информативная запись на временных разрезах была сделана, в зависимости от геологических условий, до глубин 4–6 км. В некоторых случаях достаточная информативность записи сохраняется до глубин 8 км и более, где выявлен ряд локальных структур. Некоторые из них подготовлены и семь введены в глубокое бурение: Одоптинская, Чайвинская, Венинская, Дагинская, Старомаячинская, Виндисская, Кузнецовская. На первых трех структурах были открыты месторождения УВ.

С 1984 г. сейсморазведочными (МОВ ОГТ 24, 48, 96) и буровыми работами охвачен весь островной шельф, включая заливы Терпения и Анива (Южно-Сахалинская НГО). Поисковое бурение осуществлялось на 19 структурах:

- в северо-восточном районе (Лунская, Венинская, Пильгун-Астохская, Аркутунская, Дагинская, Кириная, Борисовская, Хангузинская) — 8;

- на западе и юго-западе (Ильинская, Красногорская, Изъльметьевская, Гавриловская, Надеждинская, Александровская) — 6;

- в заливе Терпения (Вахрушевская, Пугачевская, Лебяжинская) — 3;

Открыты Аркутун-Дагинское, Лунское, Пильгун-Астохское, Кириное, Изъльметьевское месторождения.

В настоящее время шельф Сахалина обладает наиболее высокой геолого-геофизической изученностью в сравнении с другими участками Охотского и Японского морей. В результате сейсмических исследований изучено строение неогеновых и фрагментарно палеогеновых и верхнемеловых отложений, выявлены основные локальные нефтегазоперспективные объекты.

Основной объем бурения сосредоточен на северо-восточном шельфе. После бурения и опробования одной поисковой скважины здесь открыты пять месторождений; после бурения и опробования второй поисковой скважины — два (Аркутун-Дагинское и Венинское).

На многокупольных и многоблоковых месторождениях пробурены три (Одоптинское, Пильгун-Астохское) и четыре

(Лунское, Аркутун-Дагинское) поисковые скважины соответственно.

Главной причиной отрицательных результатов бурения некоторых поисковых скважин, не встретивших залежей УВ, является отсутствие в разрезе коллекторов.

Месторождения относятся к категории крупных и крупнейших, за исключением Венинского и Изильметьевского с небольшими запасами газа.

8.2.1. Геолого-геофизическая характеристика осадочного чехла на шельфе Сахалина

Для нефтегазоносных областей Сахалина характерны резкая изменчивость мощностей и литолого-фациального облика отложений, что создает проблемы их стратиграфического сопоставления даже в пределах одного бассейна и тем более при межбассейновой корреляции. Для Сахалинского региона и его шельфа существуют **две субрегиональные стратиграфические схемы**:

- для Северо-Сахалинского бассейна (НГО),
- для Западно- и Южно-Сахалинского бассейнов (НГО).

Осадочный чехол **Северо-Сахалинской НГО** резко несогласно залегает на складчатых мезозойских образованиях. Последние обнажаются лишь в антиклинальных поднятиях суши; на шельфе и островном склоне фундамент практически везде перекрыт чехлом. В чехле выделяются люкаминский (эоцен), мачигарский (эоцен?–олигоцен), даехуриинский (олигоцен), уйинский, дагинский, окобыкский (миоцен), нутровский (миоцен–плиоцен) и помырский (плиоцен–квартер) стратиграфические горизонты. Отчетливые структурные несогласия отмечены в основании осадочного комплекса между отложениями люкаминского и мачигарского горизонтов и в основании помырского горизонта.

На значительной акватории севернее Луньского залива в осадочном чехле прослежено 10 сейсмических горизонтов (1, 2, 3, 4, 5, 5а, 6, 6а, 7, 9), южнее, на шельфе Пограничного района, к ним добавляются горизонты 8, 9, 10. Опорными рефлекторами являются 1, 2, 5а и 6, сопоставляемые с осно-

ваниями помырского, нутовского и окобыкайского горизонтов соответственно (рис. 8.11).

Мощности каждого из стратиграфических горизонтов достигают 2–3 км, за исключением позднемиоцен-плиоценового нутовского, мощность которого в Чайвинской мульде оценивается в 4–5 км. Общая мощность кайнозойского чехла в Пилтун-Чайвинской синклинали — не менее 10 км.

Осадочное выполнение Северо-Сахалинского бассейна представлено главным образом терригенными породами грауваккового ряда разнообразного фациального состава. Для олигоцена характерны кремнисто-глинистые и силицитовые толщи, особенно на юге области (Пограничный район). Стратиграфический объем глинистых и глинисто-кремнистых пород увеличивается к северо-востоку при переходе миоценовых шельфовых образований в глубоководные слои. Вулканогенные породы имеют весьма ограниченное распространение (олигоцен-нижнемиоценовые андезитобазальты и их туфы п-ова Шмидта), но олигоценовые пепловые прослойки характерны для всей территории.

По типам кайнозойских разрезов выделяются следующие районы, включающие сушу и сопредельный шельф: Дагинско-Астрахановский, Пограничный, Охинский, Одоптинский и Шмидтовский. В целом для кайнозоя они отвечают северо-северо-западным простираниям фациальных зон, характеризующих смену с запада-юго-запада на восток-северо-восток континентальных и прибрежно-морских отложений на более мористые и глубоководные толщи. Фациальная зональность более отчетлива для неогеновых отложений и менее характерна для палеогеновых толщ.

Определяющим моментом фациального изменения неогеновых отложений от континентальных до глубоководных является заполнение глубоководного морского бассейна выносами продвигающейся на восток крупной дельты палеоАмура. По мере проградационного заполнения бассейна мощным потоком осадков происходило последовательное смещение всех фациальных зон к востоку. Положение паралической и прибрежно-морской зон, где формировалась осадочная последовательность, наиболее благоприятная для формирования резервуаров, определяет и приуроченность

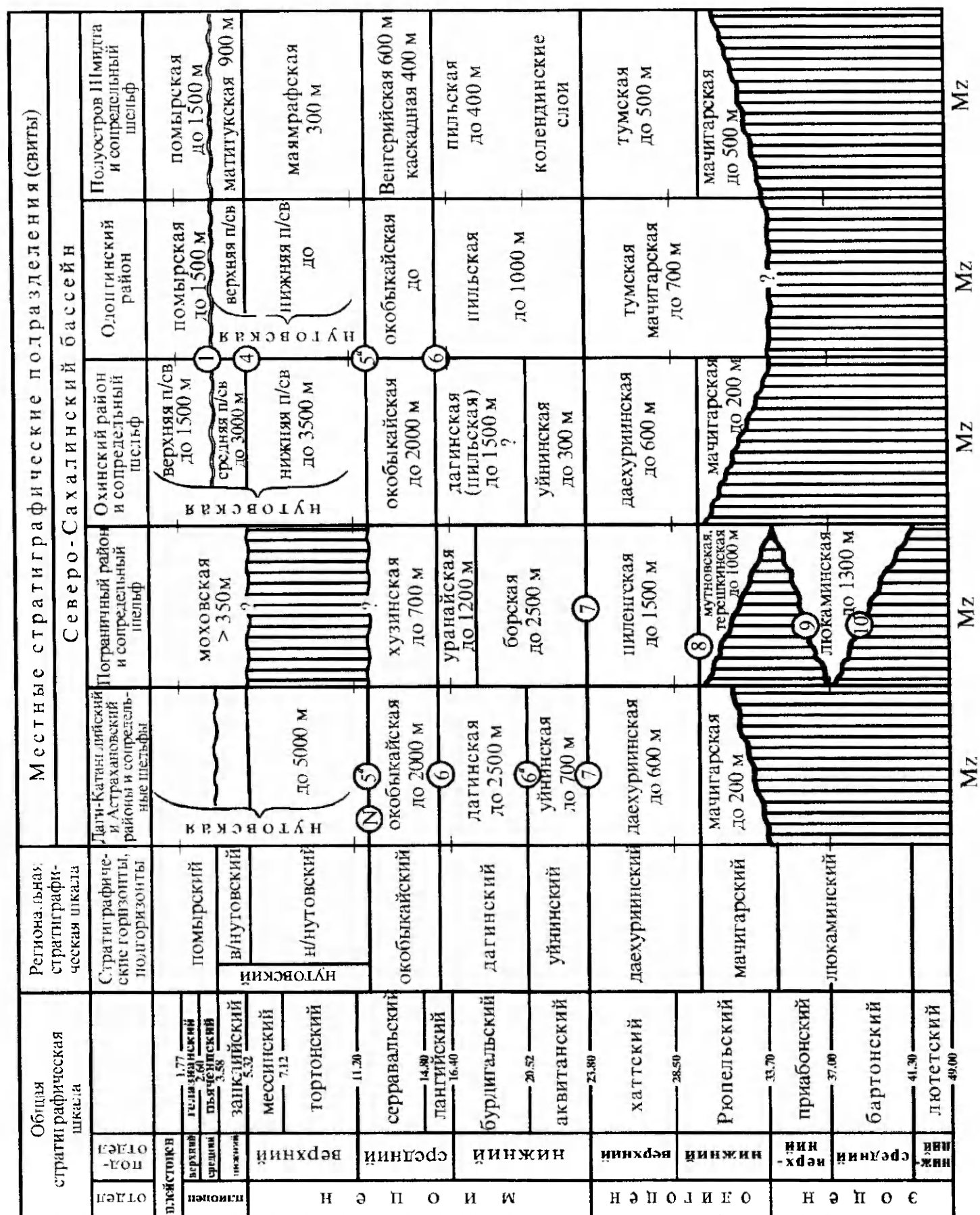


Рис. 8.11. Схема стратиграфии кайнозойских отложений Северо-Сахалинской нефтегазоносной области: цифры в кружках — отражающие сейсмические горизонты на шельфе Северного Сахалина

основных ресурсов УВ. Этим же вызвана отчетливая площадная зональность в стратиграфической приуроченности запасов нефти и газа и омоложение с юго-запада на северо-восток главного этажа нефтегазоносности.

Выделенные выше по типам разреза районы характеризуются также определенной стратиграфической приуроченностью нефти и газа. Для Пограничного, Дагинско-Астрахановского, Охинского, Одоптинского районов характерны следующие нефтегазоносные комплексы соответственно: даехуриинско-уйнинский, дагинский, окобыкайский и нутовский.

Пока нет данных о стратиграфическом положении углеводородных скоплений на востоке Шмидтовского района (участок Сахалин-6). Можно предполагать, что главный интервал нефтегазоносности здесь будет приурочен к плиоценовым пескам, песчаникам обширных конусов выноса верхнедагинского возраста и олигоцен-нижнемиоценовым силицитам. Такая толща песчаников с нефтепроявлениями обнажается в пильской свите п-ова Шмидта.

Отмеченные нефтегазоносные комплексы, за исключением даехуриинско-уйнинского, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин преимущественно прибрежно-морского генезиса, в Дагинско-Астрахановском районе в составе НГК широко развиты паралические угленосные толщи. Очень характерен **Даехуриинско-Уйнинский НГК**. Его нижняя (дасхуриинская) часть сложена глинисто-кремнистыми породами и силицитами. В трещинно-поровых коллекторах этого НГК — шиленгской и борской свитах Пограничного района — известно пока одно (Окружное) месторождение. Аналогичные, но более крупные скопления нефти предполагаются на сопредельном шельфе (участок Сахалин-6).

Региональные покрывки в Северо-Сахалинской НГО отсутствуют. Наиболее распространенной глинистой толщей является окобыкайская свита мощностью от 200 до 2000 м, служащая главным флюидоупором в Дагинском районе. Все месторождения этого района связаны с дагинскими песчаниками, залегающими под окобыкайской покрывкой. В северных районах бассейна роль флюидоупоров выполняют сравнительно выдержанные пачки глин

в окобыкайской и нутовской свитах. На месторождениях залежи нефти и газа встречены под всеми глинистыми флюидопорами мощностью более 40 м, а наиболее крупные из них экранируются покрывками мощностью более 80 м. Под глинистыми разделами менее 5 м сохраняются лишь единичные мелкие залежи.

В Дагинском районе главный интервал нефтегазонакопления определяется положением кровли окобыкайского горизонта (наиболее глубокая залежь — 4850 м), в северных районах — глубиной залегания отложений с наилучшим сочетанием свойств коллекторов и покрывок. Здесь 70 % запасов сосредоточено на глубине до 2 км. Для Дагинского района характерен пластово-массивный, для остальных районов — пластовый резервуары.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники дагинского, окобыкайского и нутовского горизонтов. Значения их открытой пористости в 20–30 % и проницаемости более 100 мД сохраняются до глубин погружения 2–3 км (градиация катагенеза ПК₃–МК₁).

Другой — трещинно-поровый тип коллектора характерен для даехуриинского горизонта Пограничного района. Открытая пористость кремнисто-глинистых пород достигает здесь 18 %, трещинная проницаемость — 100 мД.

Основными нефтегенерирующими толщами в Северо-Сахалинской НГО являются сравнительно глубоководные, выдержанные по площади кремнисто-глинистые и глинистые толщи даехуриинского и уйнинского горизонтов и миоценовые отложения, резко фациально изменяющиеся от континентальных угленосных образований на западе до сравнительно глубоководных глин на востоке. В морских глинистых толщах преобладает ОВ алинового типа с содержанием $C_{орг}$ до 1,8 %; остальные отложения характеризуются незначительным содержанием $C_{орг}$ (до 0,9 %) и смешанным типом ОВ; в угленосных толщах преобладает гумусовая органика. На значительной территории уровень зрелости ОВ кайнозойских толщ соответствует главной зоне генерации и эмиграции нефти (МК₁–МК₂), а в мульдах крупных прогибов породы нижней (палеогеновой) и верхней (верхнемиоценовой) части чехла продуцируют в основном газ.

В Северо-Сахалинском НГБ выделяются три основных очага генерации УВ:

- Пильтун-Чайвинский;
- Байкало-Поморский;
- Пограничный.

Это крупные осадочные депрессии с мощностью кайнозойских отложений до 7–10 км.

В Пильтун-Чайвинском и Пограничном очагах преобладает алиновый тип ОВ; в Байкало-Поморском — смешанный и арконовый. Наибольшим значением эмиграционного потенциала обладает Пильтун-Чайвинская депрессия. Расположенные в зоне этого очага ловушки содержат около 95 % разведанных запасов УВ.

Осадочные чехлы **Западно-Сахалинской** и **Южно-Сахалинской НГО** во многом сходны, но стратиграфическая полнота их существенно различается. На протяжении большей части кайнозоя (вплоть до позднего миоцена) рассматриваемые районы являлись частями единой седиментационной области. Западно-Сахалинская НГО соответствует осадочному депоцентру этой области, Южно-Сахалинский — ее восточной периферии, где осадконакопление началось лишь в олигоцене.

На Западном Сахалине и сопредельном шельфе изучены самые полные кайнозойские разрезы Сахалинского региона. Здесь снизу вверх выделяются следующие *стратиграфические горизонты*:

- снежинкинский (палеоцен);
- краснопольевский и шебунинский (эоцен);
- аракайский и холмский (олигоцен);
- невельский;
- углегорский;
- курасийский (миоцен);
- маруямский (миоцен-плиоцен).

Часто из верхней части маруямской свиты вычленяется *поморский горизонт* (средний плиоцен-квартер).

По специфике состава и наличию несогласий *кайнозойские отложения* разделяются на четыре осадочные серии:

- палеоцен-эоценовую терригенную западно-камышевую;
- вулканогенно-осадочную олигоценую сергеевскую;

- существенно терригенную миоценовую макаровскую;
- плиоценовую помырскую.

В связи с последовательной миграцией депоцентра осадконакопления на запад общую мощность чехла определить трудно, но на шельфе Татарского пролива она оценивается не менее чем в 7–8 км. Наибольшая мощность *западно-камышевой и сергеевской серий* (до 5 км) устанавливается в предгорьях Западно-Сахалинских гор; *макаровской* (до 5 км) — на островном мелководье; *помырской* (до 1,5 км, иногда — до 3 км) — в центральной части Татарского пролива.

Западно-камышевая серия распространена только в Западно-Сахалинской НГО, разрез чехла Южно-Сахалинской НГО начинается с вулканогенно-осадочных отложений сергеевской серии, а в центральной части этой области сложнодислоцированные и прорванные интрузиями мезозойские образования трансгрессивно перекрываются различными слоями более молодой макаровской серии.

Западно-камышевая серия сложена разнообразными по составу граувакковыми образованиями, изменяющимися снизу вверх по разрезу и от периферии бассейна к его центру от континентальных угленосных отложений до однообразных морских сероцветных алевролитовых толщ.

Сергеевская серия — это главным образом морские вулканогенно-осадочные образования. В целом палеогеновые отложения характеризуются непостоянством физических свойств. При достаточно удовлетворительных емкостных показателях (открытая пористость до 15 % и более) они обычно слабопроницаемы. Лучшая проницаемость (до 165 мД) установлена для эоценовых русловых песчаников (Шебунинская площадь).

Миоценовые отложения как на Сахалине, так и в заливах Терпения и Анива характеризуются сравнительно постоянным составом. *Макаровская серия* — это трансгрессивно-регрессивный комплекс, в основании которого залегает промышленно угленосная углегорская свита, сменяющаяся глинисто-кремнистой курасийской свитой, а затем и регрессивно построенной маруямской свитой. Песчаникам и алевролитам свойственны хорошие коллекторские свойства (по-

ристость — до 30 %, проницаемость — до первых сотен мД). Вместе с тем, на запад, в Татарский пролив, макаровская серия испытывает резкие фациальные изменения: на некотором удалении от сахалинского орогена все песчаники глинизируются. В Красногорской, Старомаячинской и Ильинской скважинах, пробуренных в 20–35 км от берега, в макаровской серии удовлетворительных резервуаров не обнаружено.

Главными нефтегазоматеринскими свитами в НГО являются морские алевролиты-аргиллитовые толщи верхнего мела, эоцена (такарадайская свита) и миоцена (курасийская свита), а также угленосные паралические толщи палеоцена-эоцена и нижнего миоцена.

Обращает на себя внимание мощная (до 2,5 км), обогащенная органикой ($C_{орг}$ — до 2,5 %) *среднемиоценовая курасийская свита*.

В южной части шельфа — это преимущественно глинисто-кремнистая толща с преобладанием алинового ОВ и восстановленных битумоидов с большим содержанием масляной фракции.

На северном шельфе (Надсждинская, Изильметьевская, Гавриловская и Александровская морские площади) толща отличается существенно меньшими концентрациями ОВ ($C_{орг}$ — 0,5–0,7 %).

В Западно-Сахалинской и Южно-Сахалинской НГО установлены многочисленные нефтьгазопроявления, но пока открыты *четыре небольших газовых месторождения*: Изильметьевское — в Татарском проливе; три — на побережье Анивского залива. Все месторождения приурочены к песчаникам верхнемиоценовой маруямской свиты.

В шельфовых зонах всех нефтегазоносных областей Сахалина основная нефтегазоносность связывается с терригенными поровыми коллекторами среднего-верхнего миоцена-плиоцена и трещинно-поровыми коллекторами олигоцен-нижнемиоценовых силицитов.

8.2.2. Тектоника шельфовых областей Сахалина

Остров Сахалин и окружающий его шельф расположены в пределах активной островодужной Тихоокеанской окраины и представляют собой кайнозойскую складчатую область, которая имеет субмеридиональное простирание и отделена от смежных структур крупными разломами (Татарский и Восточно-Сахалинский) и молодыми краевыми прогибами. Протяженные субмеридиональные линейменты рассекают и саму складчатую область. Наиболее крупный из них, Центрально-Сахалинский, протягивается от Хоккайдо в Японии до северной оконечности Сахалина. Стиль дислокаций разновозрастных образований определен не только аккреционными процессами, но и в значительной степени сдвиговыми движениями по меридиональной сети разломов.

Центральное антиклинорное ядро острова, его горная часть, сложено верхнепалеозой-мезозойскими метаморфическими образованиями, интродуцированными разнообразными магматическими породами; его краевые части и прилегающий шельф — это позднемеловые-кайнозойские прогибы с мощностью отложений до 10 км. Основную складчатость они претерпели на рубеже мела и палеогена (ларамийский тектогенез) и в плиоцене-квартере (сахалинский тектогенез). Интенсивность складчатых процессов и сложность деформаций кайнозойских толщ резко убывает по мере удаления от антиклинорных сооружений острова. В пределах шельфовой зоны преимущественным развитием пользуются сравнительно просто построенные брахискладки.

На Сахалине и сопредельном шельфе выделяются **три кайнозойских бассейна**, характеризующихся спецификой осадочного выполнения и нефтегазоносности: Северо-Сахалинский, Западно-Сахалинский, Южно-Сахалинский. Они соответствуют одноименным нефтегазоносным областям (рис. 8.12). Основная нефтегазоносность связана с Северо-Сахалинской НГО, в других НГО открыты пока лишь единичные мелкие газовые скопления.

Северо-Сахалинская НГО охватывает Северо-Восточный Сахалин и прилегающий шельф Охотского моря. Ее пло-

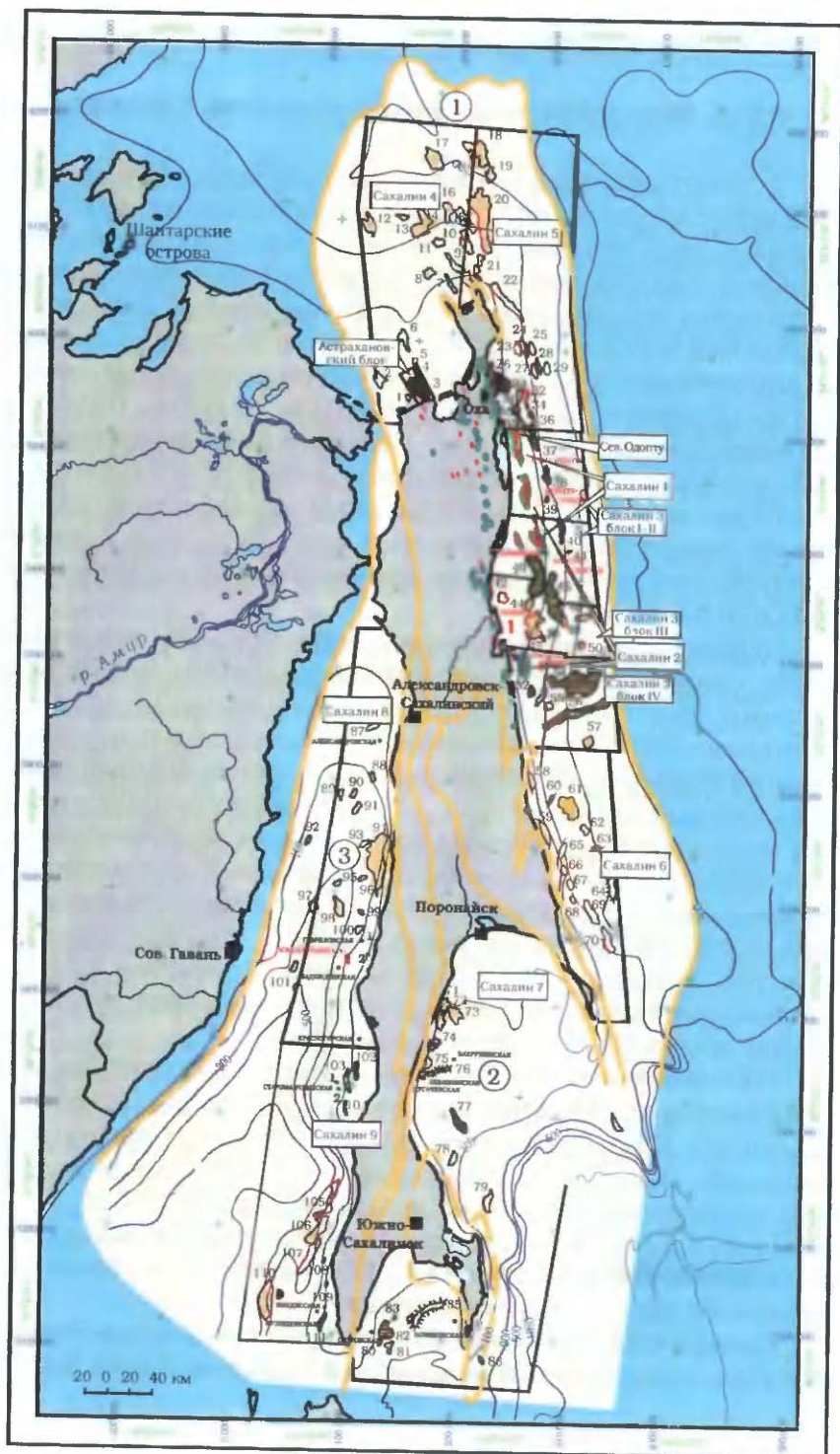


Рис. 8.12. Карта месторождений и нефтегазоперспективных объектов шельфа Сахалина. Масштаб 1 : 2000000. 2001 г.: нефтегазоносные области (цифры в кружках): **1** — Северо-Сахалинская, **2** — Южно-Сахалинская, **3** — Западно-Сахалинская; нефтегазоперспективные объекты (ловушки):

- | | | |
|------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| 1. Северо-Логинская | 20. Шмидтовская | 65. Северо-Богатинская |
| 2. Сахалинская | 21. Трёхбратская | 66. Богатинская |
| 3. Астрахановская морская | 22. Восточно-Шмидтовская | 67. Нерпичья |
| 4. То же | 23. Крутая | 68. Варваринская |
| 5. Центральнo-Астрахановская | 24. Савицкого | 69. Борисовская |
| 6. Северо-Астрахановская | 25. Федотовская | 70. Терновская |
| 7. Мончигарская | 26. Южно-Омбинская | 71. Тумановская |
| 8. Эспенбергская | 27. Удачная | 72. Макаровская |
| 9. Бакланья | 28. Васюканская | 73. Северо-Марковская |
| 10. Лопуховая | 29. Восточно-Сахалинская | 74. Заозернинская |
| 11. Тумская | 30. Хангузинская | 75. Прибрежная |
| 12. Восточно-Александровская | 31. Северо-Кайганская | 76. Лебяжинская |
| 13. Тойская | 32. Южно-Шмидтовская | 77. Арсентьевская |
| 14. Северо-Эспенбергская | 33. Кайганская | 78. Сенявинская |
| 15. Узорная | 34. Восточно-Кайганская | 79. Стародубская |
| 16. Кузгдинская | 35. Южно-Кайганская | 80. Найчинская |
| 17. Северо-Шмидтовская | 36. Средне-Кайганская | 81. Утёсовская |
| 18. Елизаветинская | 37. Восточно-Одоптинская | 82. Атласовская |
| 19. Пленская | 38. Лозинская | 83. Куринская |
| | 39. Южно-Лозинская | 84. Урюмская |
| | 40. Баутинская | 85. Восточно-Анивская |
| | 41. Осенгинская | 86. Сивучья |
| | 42. Северо-Венинская | 87. Жонкиерская |
| | 43. Западно-Айяшская (не структ.) | 88. Агневская |
| | 44. Западно-Айяшская | 89. Казакевича |
| | 45. Айяшская | 90. Мысовая |
| | 46. Восточно-Венинская | 91. Китоусинская |
| | 47. Северо-Кириная | 92. Ауканская |
| | 48. Ульвинская | 93. Белкинская |
| | 49. Восточно-Ульвинская | 94. Бошняковская |
| | 50. Южно-Ульвинская | 95. Просторная |
| | 51. Набильская морская | 96. Августовская |
| | 52. Южно-Лунская | 97. Каменская |
| | 53. Западно-Кириная | 98. Татарская |
| | 54. Южно-Кириная | 99. Лесогорская |
| | 55. Чаткинская | 100. Талевская |
| | 56. Мынгинская | 101. Иннокентьевская |
| | 57. Южная | 102. Ильинская |
| | 58. Керосинная | 103. Запорожская |
| | 59. Южно-Окружная | 104. Сергеевская |
| | 60. Восточно-Окружная | 105. Холмская |
| | 61. Центральнo-Пограничная | 106. Слепиковская |
| | 62. Без названия | 107. Западно-Невельская |
| | 63. Без названия | 108. Горнозаводская |
| | 64. Слоновая | 109. Кронштадтская |
| | | 110. Западно-Монеронская |
| | | 111. Шестоманская |

Условные обозначения:

- границы нефтегазоносных областей
- границы полнятий и внутри НГО с выходом на поверхность и дно моря докайнозойского фундамента
- границы тендерных и лицензионных участков

Месторождения:

- газовое и газоконденсатное
- нефтегазоконденсатное
- нефтяное

Нефтегазоперспективные области (ловушки)

- структурные
- неструктурные
- выявленная
- подготовленная к бурению
- введенная в бурение

Возраст основных нефтегазоперспективных комплексов

- верхний миоцен-плиоцен (N_1^{3-2})
- нижний-средний миоцен (N_1^{1-2})
- олигоцен (P_3)
- эоцен (P_2)
- разломы
- скважина вне месторождения
- изобата, м

Положение перспективных объектов по данным ГУП "Трест Дальморнефтегеофизика"

щадь составляет около 110 тыс. км², в т. ч. на акватории около 85 тыс. км².

Северо-Сахалинская НГО — пока единственный на Дальнем Востоке центр нефтегазодобычи. Первое нефтяное месторождение на суше здесь было открыто в 1923 г., на море — в 1977 г. Всего здесь открыто месторождений нефти и газа: на суше — 5; на море — 7; из них мелких — 45; средних — 12; крупных — 7. Добыто в этом районе на 1.01.2000 г. нефти — 107,5 млн т, газа — 40,1 млрд м³.

Большая часть Северо-Сахалинского бассейна приурочена к *северному погружению антиклинорных сооружений* Центрального Сахалина, где он несет все черты периклинального прогиба. *Структура осадочного чехла* определяется целым рядом антиклинальных зон северо-северо-западного простирания протяженностью до 50–70 км и шириной до 3–5 км. Зоны разбиты разломами, среди которых выделяются пересекающие весь бассейн взбросы и сдвиги. *Локальные антиклинали* разнообразны — от удлиненных гребневидных до брахиантиклиналей. *Характерная особенность складок* — расщечение малыми субширотными разломами и, в связи с этим, слабая выраженность периклиналей. Длина антиклиналей — до 15 км, ширина — до 5 км, площадь — от 0,5–1,0 до 50 км²; амплитуда — от 30–60 до 1250 м.

В восточной части области, на южном и северном погружениях Шмидтовского антиклинория в акватории антиклинальные зоны значительно крупнее (до 10×150 км) и практически лишены разрывов; размеры брахиантиклиналей достигают здесь 10×50 км, площади — до 200–5000 км². Именно эти структуры содержат наиболее богатые месторождения бассейна.

В Северо-Сахалинской НГО выделяется 17 зон установленного и примерно столько же зон возможного нефтегазоаккумуляции. Они соответствуют, в основном, антиклинальным зонам. Плотность разведанных и предварительно оцененных запасов УВ в ЗНГН увеличивается от 100–200 тыс. т/км² на северо-западе области до 1–1,5 млн т/км² на северо-востоке. Все ЗНГН с плотностью запасов более 0,5 млн т/км² и практически все средние и крупные месторождения

Северо-Сахалинской НГО тяготеют к Пилытун-Чайвинскому прогибу — очагу нефтегазообразования.

Месторождения нефти и газа, в основном, многопластовые; содержат 5–10, реже 20–40 и более залежей. Глубины залежей изменяются в широком диапазоне — от 30 м (Катангли) до 4850 м (Усть-Эвай). Этаж нефтегазоносности — от первых десятков метров до 2720 м (Набиль). Залежи относятся к структурному типу, существенна роль тектонического, литологического (Одоптинская зона) и реже стратиграфического (Монги, Катангли) ограничения.

Подавляющая часть запасов УВ Северо-Сахалинской НГО (79 %) сосредоточена на шельфе, где открыто семь месторождений, шесть из которых относится к категории крупных.

Западно-Сахалинская НГО соответствует крупной позднемеловой–кайнозойской депрессии, расположенной между антиклинорными поднятиями Сахалина и Восточно-Сихотэ-Алинским вулканическим поясом, бронирующим край Азиатского материка. Депрессия тектонически неоднородна и состоит из геоструктур двух типов: краевых прогибов кайнозой (позднемеловые–кайнозойские Западно-Сахалинский и Румои-Невельский) и прогибов, связанных с формированием миоцен-четвертичной котловины Японского моря. Главные перспективы нефтегазоносности связываются с Западно-Сахалинским и Румои-Невельским прогибами, располагающимися на севере и юге соответственно рассматриваемой нефтегазоносной области.

Западно-Сахалинская НГО занимает часть западного Сахалина и северную и восточную части шельфовой зоны Татарского пролива. Ее длина в российской акватории — около 700 км, ширина — до 100 км. Бассейн резко асимметричен, имеет крутой дислоцированный восточный (присахалинский) борт и относительно пологий, просто построенный западный.

В Татарском проливе выявлено около 40 локальных структур, представляющих собой вытянутые и разбитые разломами антиклинали (особенно в Румои-Невельском прогибе) на сахалинском мелководье и спокойные брахискладки на некотором удалении от берега в северной части Татарского прогиба. Площадь структур колеблется в широких пределах от первых десятков метров до 100–200 и даже до 500 км².

В регионе на суше установлены многочисленные нефтегазопоявления. Наиболее крупные из них — это притоки нефти в скважинах из эоценовых песчаников (до 50 м³/сут) на Южно-Невельской и Шебунинской площадях (Румои-Невельский прогиб) и из средне-и верхнемиоценовых песчаников (Западно-Сахалинский прогиб). На девяти структурах в Татарском проливе проведено бурение, открыто одно небольшое Изильметьевское месторождение.

Южно-Сахалинская НГО занимает акваторию залива Терпения и Анива и узкие участки прилегающих побережий. В тектоническом плане эти районы представляют собой плиоцен-четвертичные впадины, наложенные на антиклинорные поднятия Срединного Сахалина. Впадины заливов Терпения и Анива разделены Сусунайским и Тонино-Анивским поднятиями, где на поверхности и на дне моря обнажается древнее (палеозой-мезозойское) ядро складчатой области.

Молодая наложенная природа указанных впадин определяет двухэтажное строение чехла. Вычленяются олигоцен-миоценовый (довпадинный) и плиоцен-четвертичный (впадинный) этажи.

Олигоцен-миоценовые отложения, резко несогласно различными горизонтами перекрывающие интенсивно дислоцированные и эродированные палеозой-мезозойские образования, представлены красивыми, часто вулканогенными фациями Западно-Сахалинского и Северо-Сахалинского бассейнов.

Плиоцен-четвертичные отложения — это в основном молассовые образования мелководья, в верхней части — континентальные отложения, сформированные в период тектонической инверсии и становления современных горных сооружений.

Основные перспективы нефтегазоносности Южно-Сахалинской НГО связываются с миоценовыми отложениями, в которых на суше известны нефтегазопоявления и открыты три мелких газовых месторождения (Южно-Луговское, Восточно-Луговское и Золоторыбное). В акватории сейсморазведкой выявлено около 30 брахиантиклиналей, из них на пяти проведено бурение. Залежей углеводородов не обнаружено.

8.2.3. Геологические особенности месторождений и перспективных структур на шельфе Сахалина

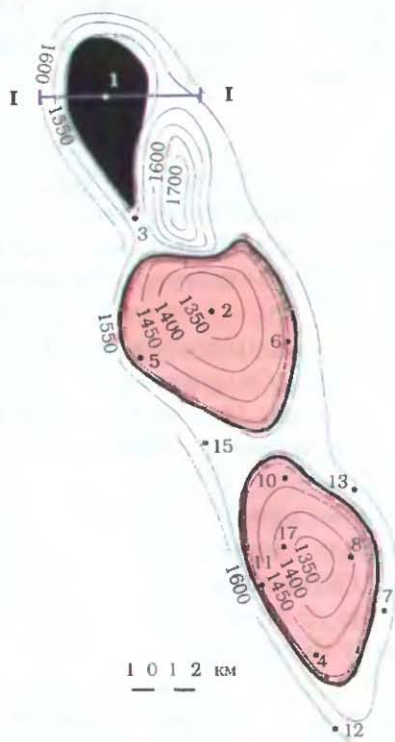
Основная промышленная нефтегазоносность Сахалина и его шельфа связана с Северо-Сахалинским НГО, где открыто 64 месторождения нефти и газа (45 мелких, 12 средних и 7 крупных), в Западно- и Южно-Сахалинском НГО пока известны только одно и три мелких газовых месторождения соответственно. Почти все углеводородные скопления приурочены к терригенным поровым коллекторам миоцена и лишь одно (Окружное) — к трещинно-поровым силицитам олигоцена. Все залежи УВ структурного типа с разной степенью дизъюнктивного и литологического ограничения.

На шельфе Сахалина открыто восемь месторождений: Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайвинское, Лунское, Кириновское, Вениновское и Изьльметьевское (см. рис. 8.12, рис. 8.13–8.19). Все они, кроме мелкого Изьльметьевского месторождения, располагаются в Северо-Сахалинской НГО.

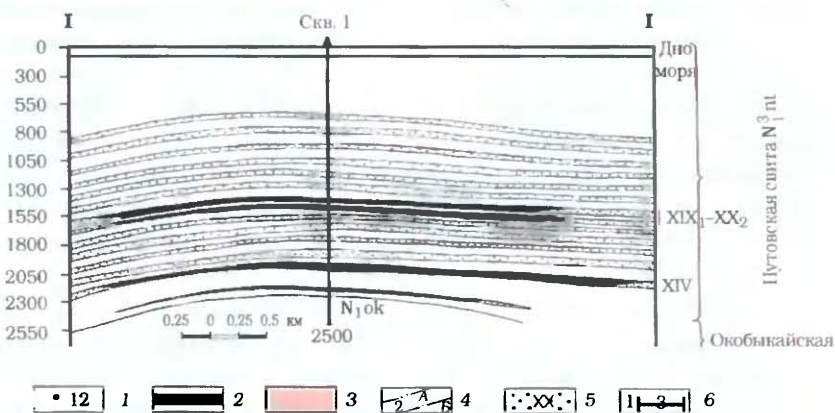
Практически все месторождения шельфа Северо-Сахалинской НГО, кроме Вениновского, по величине запасов относятся к категории крупных. Все они приурочены к структурным ловушкам, представляющим собой как крупные многокупольные мегантиклинали, так и одиночные брахиантиклинали. С трехкупольными мегантиклиналями связаны Одоптинское, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское месторождения, объединенные в Одоптинскую зону нефтегазонакопления. К брахиантиклиналям приурочены остальные месторождения.

В северной части шельфа Северо-Восточного Сахалина (месторождения Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское и Чайвинское) все залежи УВ сосредоточены в отложениях нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах от 1100 до 2900 м. Месторождения — многопластовые (10–15 пластов). Резкие фациальные замещения пород в восточном направлении при переходе нутовских прибрежно-морских образований в сравнительно глубоководные

а



б

**Рис. 8.13. Месторождение Одоптинское:**

а — структурная карта по кровле XIX₁ пласта; б — разрез по линии I-I; 1 — скважина; 2 — нефть; 3 — газ и конденсат; 4 — контуры газоносности: А — внутренний; Б — внешний; 5 — продуктивные песчаные слои и их номенклатура; 6 — линия разреза

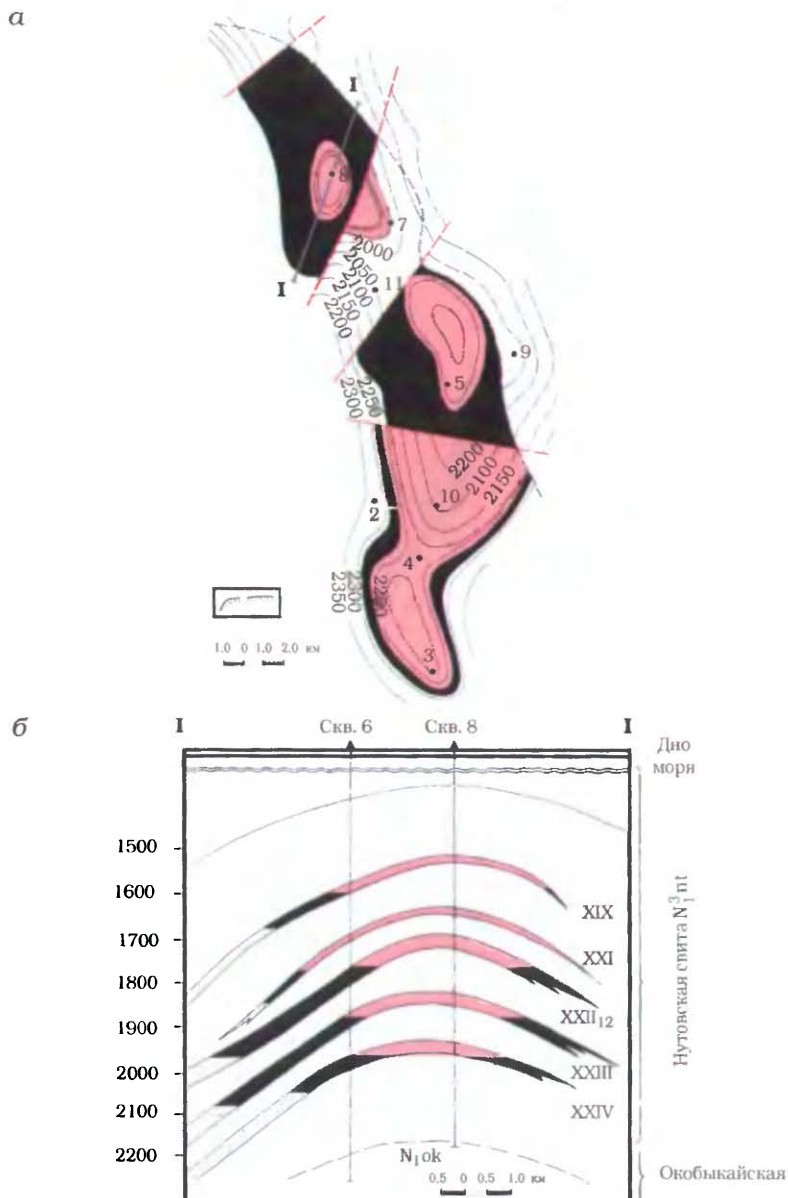
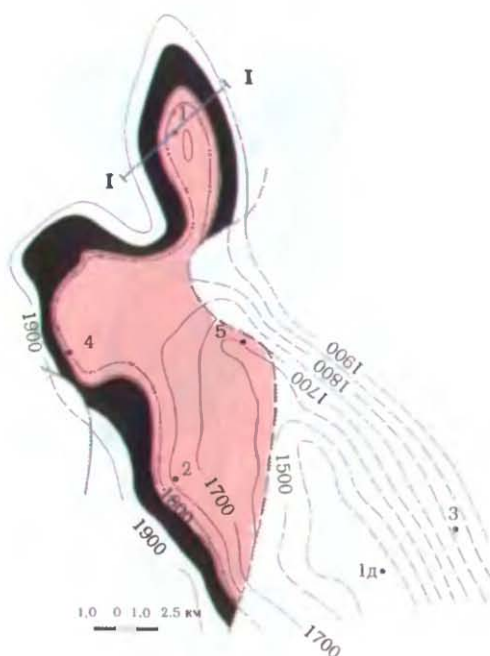


Рис. 8.14. Месторождение Пильтун-Астохское:

а — структурная карта по кровле XXIII пласта; б — разрез по линии I-I; I — граница распространения песчаных пластов, замещающихся глинами (остальные условные обозначения см. на рис. 8.13)

а



б

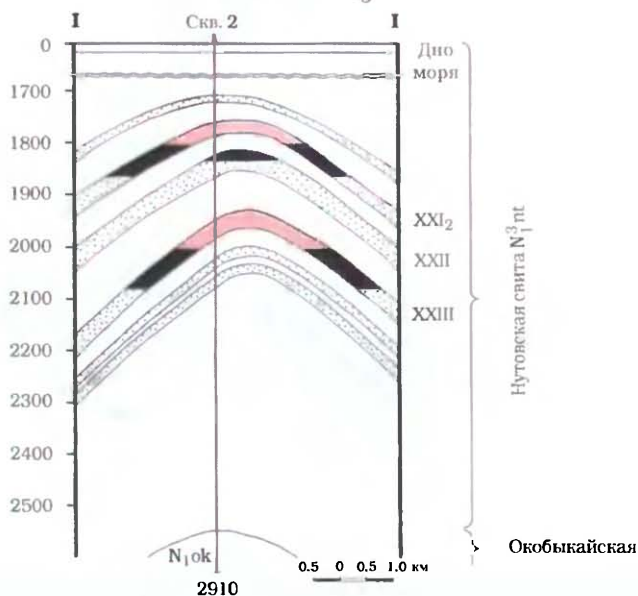


Рис. 8.15. Месторождение Аркутун-Дагинское:

а — структурная карта по кровле XXI₂ пласта; б — разрез по линии I-I (условные обозначения см. на рис. 8.13)

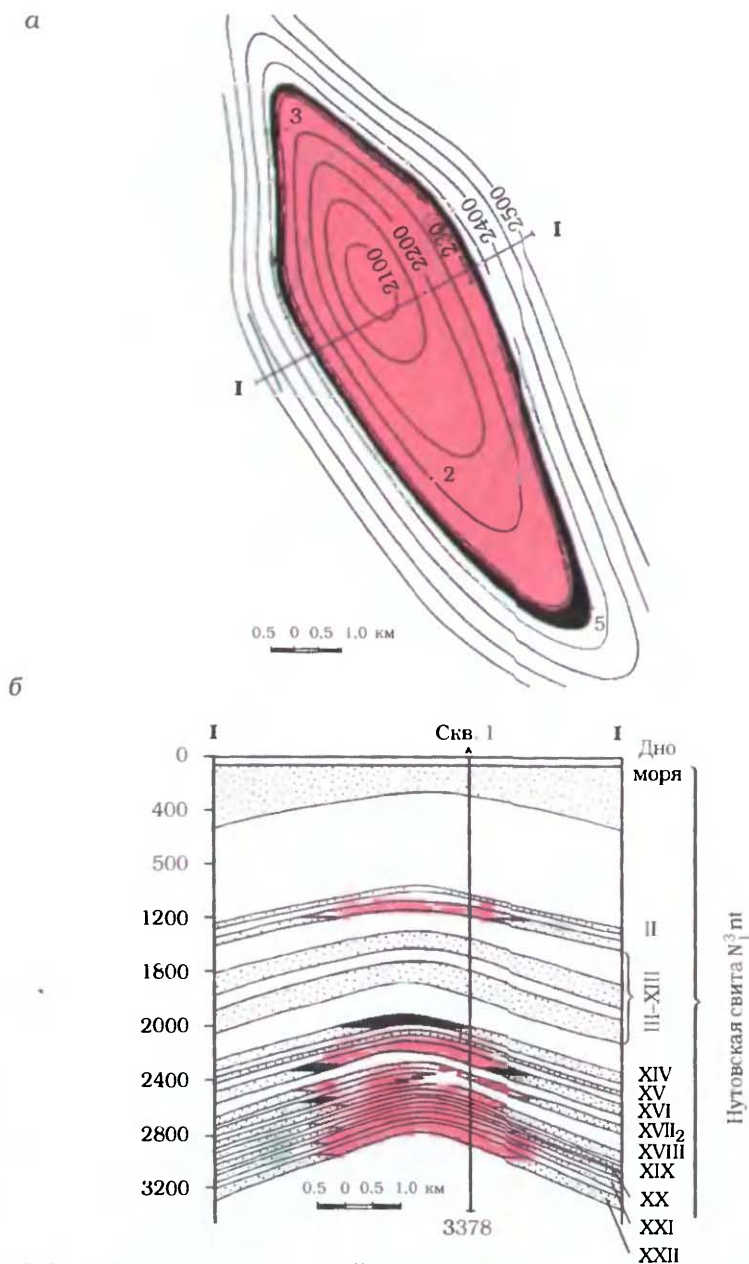


Рис. 8.16. Месторождение Чайвинское:

а — структурная карта по кровле 16-го пласта; б — разрез по линии I-I (условные обозначения см. на рис. 8.13)

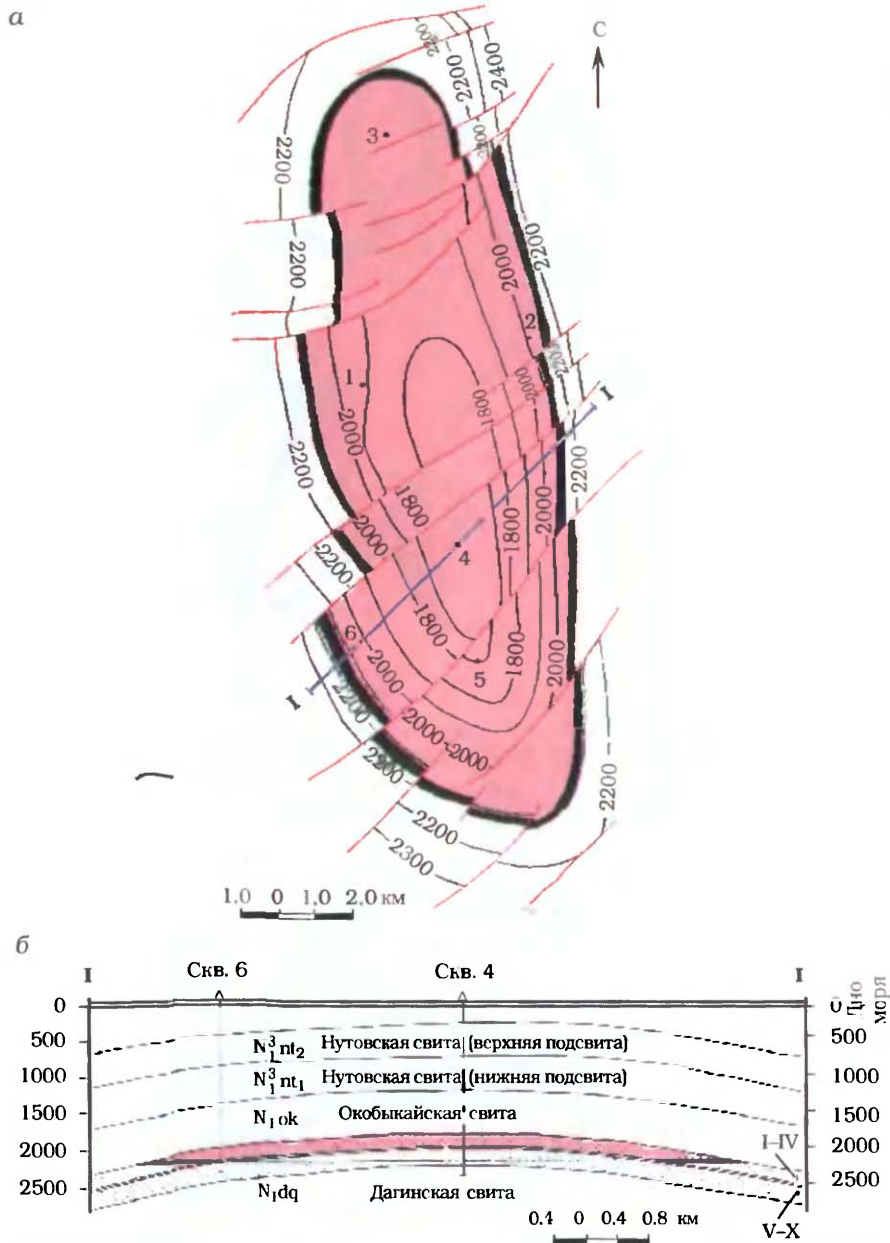


Рис. 8.17. Месторождение Лунское:

а — структурная карта по кровле 2-го продуктивного пласта;
 б — разрез по линии I-I (условные обозначения см. на рис. 8.13)

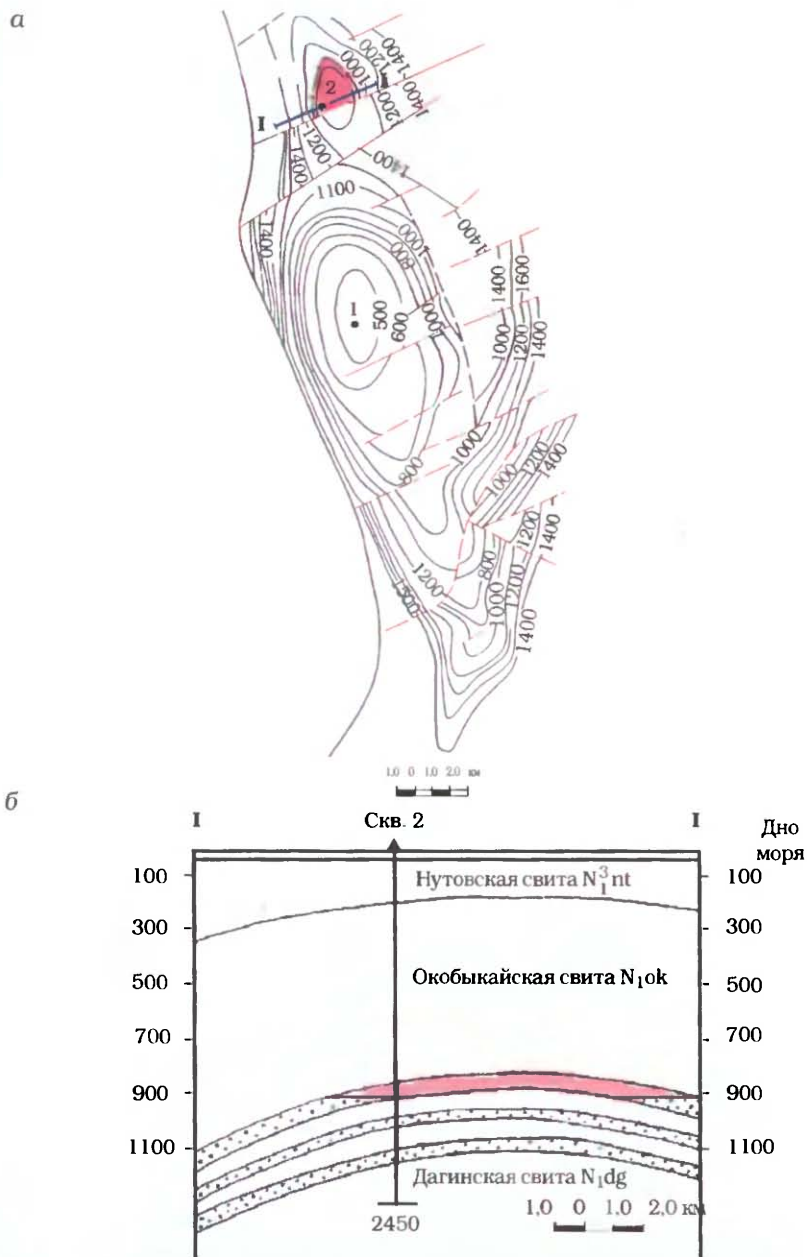
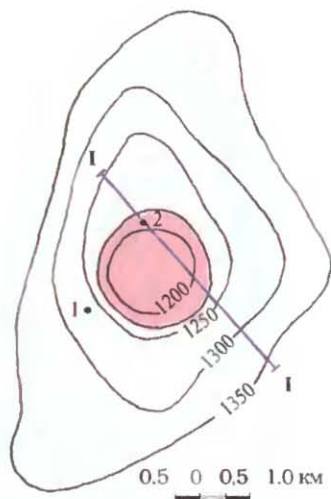


Рис. 8.18. Месторождение Венинское:

а — структурная карта по кровле дагинской свиты; б — разрез по линии I-I (условные обозначения см. на рис. 8.13)

а



Примечание. Скв. 1 снесена на линию I-I.

б

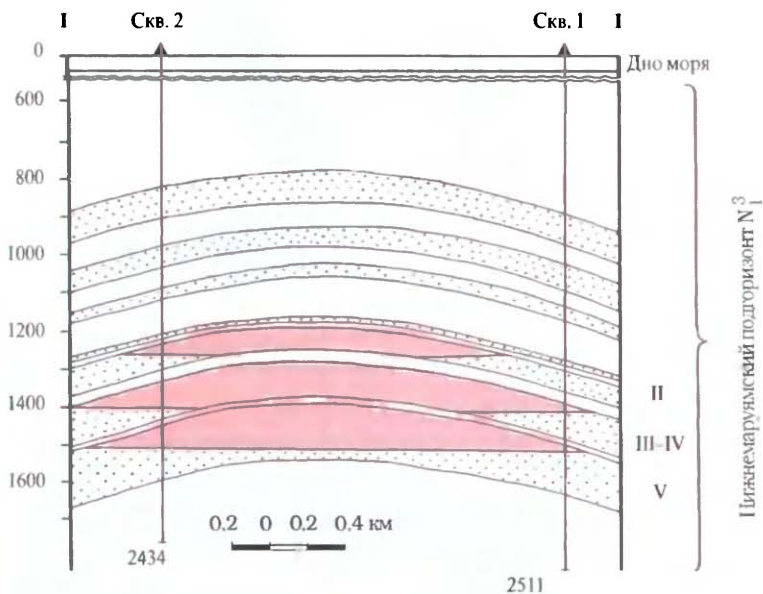


Рис. 8.19. Месторождение Изыльметьевское:

а — структурная карта по кровле II пласта; б — разрез по линии I-I (условные обозначения см. на рис. 8.13)

отложения часто определяют восточные ограничения многих залежей. Литологический контроль залежей связан с резкой глинизацией и выклиниванием продуктивных пластов к востоку. Это затрудняет прогноз объема коллекторов и заставляет уменьшать ресурсы УВ нижненутовского комплекса в зонах возможного нефтегазоаккумуляции, расположенных восточнее открытых месторождений.

В более южной части шельфа Северо-Восточного Сахалина (месторождения Лунское, Кириновское и Вениновское) залежи УВ связаны с ниже- и среднемиоценовым дагинским комплексом. Если в северном районе многопластовые месторождения состоят из самостоятельных пластовых залежей, то для южного района характерна уравновешенная автономная система с пластовыми массивными водоплавающими залежами с едиными водонефтяными контактами. Здесь залежи перекрыты мощной субрегиональной глинистой окобыкайской крышкой, что отражается и на фазовом составе УВ. Если на севере содержание свободного газа в залежах варьирует от 20 до 50 %, то на юге в залежах дагинской свиты оно составляет ~ 70 %.

Дагинские продуктивные отложения представлены осадочными последовательностями крупной дельты, проградирующей к северо-востоку и достаточно резко замещающейся на глубоководные глинистые и кремнисто-глинистые образования. Их нефтегазоносность пока не ясна, но можно предполагать, что эти образования во многом будут сходны с пиленгской и борской свитами, изученными на юге рассматриваемой области.

На самом юге Северо-Сахалинской НГО, на суше Пограничного района промышленная нефтеносность связана с трещинно-поровыми силицитами пиленгской (олигоцен) и борской (н.миоцен) свит. Ниже приводится краткое описание всех месторождений шельфа Сахалина.

Одоптинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1977 г. Оно расположено в 3–5 км от берега на глубине моря 25 м. Месторождение приурочено к крупной (32 × 8 км) мегантиклинальной трехкупольной складке (см. рис. 8.13). Залежи нефти, газа и газоконденсата приурочены к песчано-алевролитовым пластам-коллекторам ниж-

ненутовского подгоризонта (верхний миоцен) и залегают на глубинах 1100–2200 м. Всего открыто 13 продуктивных пластов, которые содержат 20 залежей:

— нефтяных (XXI-1 и XIX-1 пласты северного и XXI-2 пласт южного купола) — три;

— нефтяных с газоконденсатными шапками (XXII-3, XXII-2 и XXII-1 в южном куполе) — три;

— газоконденсатных с нефтяными оторочками (XXI-3, XXI-2 в южном и XXI-1 и XIX-2 пласты в центральном и южном куполах) — четыре;

— газоконденсатных залежей в центральном и южном куполах — десять.

Залежи — пластовые, сводовые с элементами литологического экранирования. Коллекторы в основном песчаники, реже алевролиты с открытой пористостью до 25 % и проницаемостью до нескольких сот миллидарси.

Максимальная высота залежей — 234 м. Залежи газоконденсата в верхней части разреза (XII–XVII пласты) имеют горизонтальные контакты. Газонефтяные и нефтяные залежи (XIX-1–XXIV-2 пласты), залегающие ниже, характеризуются наклонными контактами.

По запасам месторождение относится к категории крупных (по C_1 : нефть — 38 млн т; свободный газ — 58 млрд m^3 ; конденсат — 1,7 млн т; по C_2 : нефть — 4,4 млн т; газ свободный — 26,2 млрд m^3 ; конденсат — 0,5 млн т).

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1986 г. Оно расположено на расстоянии 15–20 км от берега на глубине моря 27–35 м. Месторождение контролируется крупной (10 × 40 км) мегантиклинальной складкой, состоящей из трех брахиструктур: Пильтунской, Южно-Пильтунской и Астохской. Мегантиклиналь осложнена разрывными нарушениями с амплитудой 20–40 м.

Залежи приурочены к отложениям нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) и вскрыты на глубинах 1200–2500 м (см. рис. 8.14).

В разрезе установлено 15 продуктивных пластов, содержащих 34 залежи. Кроме структурного фактора в их размещении значительную роль играют разрывы и зоны глинизации пластов-коллекторов, установленные вдоль восточного

крыла складки. Всего открыто залежей:

- нефтяных 2;
- газовых 6;
- газоконденсатных 7;
- нефтегазоконденсатных 8;
- газоконденсатных 11.

Месторождение по запасам УВ относится к категории крупных. Запасы УВ, извлекаемые: по категории C_1 : нефть — 82,2 млн т; конденсат — 4,2 млн т; свободный газ — 58,9 млрд м³; по категории C_2 : нефть — 25,2 млн т; конденсат — 0,9 млн т; свободный газ — 19,3 млн т.

Аркутун-Дагинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1989 г. Оно расположено в 26–44 км от берега при глубине моря 30–40 м. Месторождение приурочено к мегантиклинальной складке (14×60 км), состоящей из двух брахиантиклинальных структур — Аркутунской и Дагинской, размерами 6×15 км и 12×35 км соответственно (см. рис. 8.15).

В разрезе нижнениптовского подгоризонта открыто 12 продуктивных пластов, в том числе:

- газоконденсатных 2;
- нефтяных 3;
- нефтяных с газоконденсатными шапками 7.

Наиболее крупными по запасам нефти являются залежи XXI-1-2 и XIII пластов. Так, пласты XXI-1-2 содержат около 51 % от всех запасов нефти. Высота залежи — 350 м, в том числе нефтяной оторочки — 229 м. Коэффициент заполнения — 69 %. В нефтяной оторочке XXIII пласта содержится около 23 % от всех запасов. Высота залежи — 376 м, в том числе нефтяной оторочки — 237 м. Скопление залежей нефти сосредоточено на глубине 1700–2300 м.

В верхних залежах содержатся нефти тяжелые (0,879–0,904 г/см³), смолистые (5,6–8,5 %), практически беспарафинистые (0,5 %).

В нижних залежах нефти легкие (0,823–0,844 г/см³), малосмолистые (2,2–4,2 %), малопарафинистые (0,67–2,59 %), содержащие до 40 % бензиновых фракций.

Конденсат в верхних залежах достигает 108,5–196 г/м³, в нижних — 55 г/м³.

Месторождение относится к крупным. Извлекаемые

запасы нефти категории C_1 — 9,1 млн т; конденсата — 1,2 млн т; свободного газа — 22 млрд m^3 ; категории C_2 -нефти — 104,3 млн т; конденсата — 3,5 млн т; свободного газа — 46,2 млрд m^3 .

Чайвинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1979 г. Оно расположено в 12 км от берега на глубине моря 25 м (см. рис. 8.16). Месторождение приурочено к крупной брахиантиклинальной складке (8×25 км), которая характеризуется простым строснием и отсутствием разрывных нарушений. Углы падения пород на западном крыле — $6-7^\circ$, на восточном — $8-10^\circ$. В разрезе нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах 1100 и 2900 м выявлено 10 продуктивных пластов, из них содержат залежь:

- газовую 1;
- нефтяную 1;
- нефтегазоконденсатную 2;
- газоконденсатную 6.

Пласты-коллекторы представлены песчаниками и алевролитами с открытой пористостью до 28 % и проницаемостью — до одного дарси.

Нефть в залежи тяжелая (плотность — $0,913 \text{ г/см}^3$), вязкая, смолистая, парафинистая (до 3,32 %), недонасыщенная газом ($32 \text{ м}^3/\text{м}^3$), выход бензиновых фракций до 10 %. Высоты залежей изменяются от 100 до 260 м, включая нефтяные оторочки (21–36 м). Высота нефтяной залежи (XIV пл.) составляет 116 м. размеры ее $2,5 \times 8,1$ км.

Месторождение относится к крупным (по запасам свободного газа). Запасы УВ, извлекаемые по категории C_1 : нефть — 18,2 млн т, конденсат — 8,5 млн т, свободный газ — 113,9 млрд m^3 ; по категории C_2 : нефть — 1,3 млн т, конденсат — 1,6 млн т, свободный газ — 26,6 млрд m^3 .

Лунское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1984 г. Оно расположено в 15 км от берега. Глубина моря 40–48 м. Месторождение приурочено к антиклинальной складке ($8,5 \times 26$ км), поперечными сбросами разделенной на пять блоков (см. рис. 8.17).

Залежи УВ приурочены к песчаным пластам дагинской свиты (средний миоцен), перекрытых глинистой окобыкайской покрывкой. Они образуют обычно сводовый массивно-

пластовый резервуар с единым водогазонефтяным контактом для всех залежей и тектоническим ограничением на границах блоков. Залежи (нефтяных — 2, газоконденсатных — 15) вскрыты на глубинах 1800–2900 м, их высоты меняются от 40 до 95 м, площади нефтегазоносности — от 2,5 до 69 км². Продуктивные пласты достаточно хорошо выделены как по эффективной нефтегазонасыщенной толщине (7,9–40 м), так и по коллекторским свойствам (пористость 24–29 %, проницаемость до 1,5 дарси).

Лунское месторождение по запасам свободного газа относится к категории крупных. Запасы УВ извлекаемые, категории C_1 , выражаются для нефти в 2,6 млн т, для конденсата — 27,4 млн т и для свободного газа в 324, 5 млрд м³; по категории C_2 подсчитано: нефти — 5,2 млн т, конденсата — 4,9 млн т и свободного газа — 59,6 млрд м³.

Кириновское газоконденсатное месторождение открыто в 1992 г. Оно расположено в 28 км от берега, где глубина моря составляет — 83 м. Месторождение приурочено к мегантиклинальной двухкупольной складке. Залежи газоконденсата встречены в южном куполе (11×3,5 км). Углы падения пород на западном крыле равны 10–12°, на восточном — 5–6°. Залежи расположены на абсолютных глубинах 2798–2974 м. Всего открыты две залежи:

— *верхняя (I и III пласты) газоконденсатная* — в массивно-пластовом резервуаре;

— *нижняя (IV пласт)* — в пластовом резервуаре в дагинском горизонте.

По запасам газа Кириновское месторождение относится к категории крупных. Запасы УВ по категориям C_1 определены величинами свободного газа 14,8 млрд м³ и конденсата 1,7 млн т; по категории C_2 — свободного газа — 60,6 млрд м³ и конденсата — 6,9 млн т.

Вениновское газовое месторождение открыто в 1985 г; расположено в 8 км от берега, глубина моря — 25 м. Оно приурочено к северному блоку (5×2 км) крупной антиклинальной складки (5×40 км) с амплитудой до 1000 м, с пологим восточным (15–20°) и крутым (50–60°) западным крыльями. Складка пересечена нарушениями сбросового и взбросо-надвигового типа (см. рис. 8.18).

Газовые залежи (I и II пласты) залегают в кровельной части дагинской свиты на глубинах 869–982 м в массивно-пластовом резервуаре и подстилаются единым зеркалом пластовых вод. Размеры залежи $1,5 \times 3,5$ км, высота — 63 м.

Месторождение относится к категории мелких. Запасы свободного газа категории C_1 составляют $\sim 1,5$ млрд м^3 . Оно законсервировано.

Изыльметьевское газовое месторождение открыто на шельфе юго-западного Сахалина в 1986 г. в 25 км юго-западнее г. Углегорска, в 22 км от берега, где глубина моря составляет 100 м (см. рис. 8.19). Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке размерами $3,7 \times 5,5$ км с амплитудой около 130 м. Залежи свободного газа обнаружены в песчано-алевролитовых пластах нижнемаруямского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах 1200–1450 м. Пласты имеют слоистое строение и удовлетворительные коллекторские свойства (открытая пористость 26–32 %). Месторождение относится к категории мелких. Запасы свободного газа составляют по категории C_1 — 3,8 млрд м^3 , по категории C_2 — 0,8 млрд м^3 .

На шельфе Сахалина изучены и испытаны на продуктивность **четыре нефтегазоносных комплекса**:

— *перригенные*: нutowский, дагинский, маруямский неогенового возраста;

— *глинисто-кремнистый*: даехурийинский олигоценового возраста.

Проведенные испытания выявили залежи УВ лишь в неогеновых отложениях; в олигоценовом комплексе в акватории притоков УВ получено не было.

В большинстве открытых на шельфе Сахалина месторождений продуктивен верхнемиоцен-плиоценовый **нутовский комплекс**. В его нефтеносной части, залегающей на глубинах от 1100 до 2900 м, при депрессии на пласт от 1,2 до 14,0 МПа получены фонтанные притоки нефти с дебитами, достигающими максимальных значений от 174,1 до 521 т/сут (штуцер 20,64 мм). Наибольшие притоки зафиксированы на Пильгун-Астохском месторождении из пласта XXI-2 — 361,1 т/сут на штуцере 15,08 мм с глубины 1954,7–1976,7 м.

Газонасыщенная часть разреза нutowского комплекса располагается в разных месторождениях на глубинах от 1250 до 2820 м. Максимальные дебиты газа варьируют от 218 до 318 тыс. т/сут. (штуцер 15,08 мм). Самый значительный приток получен на месторождении Чайво из пласта XXI с глубины 2879–2920 м, достигший 585 тыс. м³/сут при штуцере 11,9 мм.

Газовые шапки в нutowском комплексе выявлены на месторождениях на разных глубинах от 1450 до 2450 м. Максимальные дебиты газа — 315–350 тыс. м³/сут (штуцер 15,08–12,7 мм). Наибольший приток (397 тыс. м³/сут (штуцер 12,7 мм)) получен на месторождении Одопту-море из пласта XXI-2 на глубине 1625–1643 м.

Газоконденсатные залежи установлены на глубинах 1250–2787 м. Притоки конденсатного газа невысоки; их максимальные величины составляют 22,9–64,8 м³/сут (штуцеры 12,7 и 19,08 мм); наибольший дебит конденсата получен на месторождении Чайво из пласта XVIII с глубины 2533–2545 м — 114,7 м³/сут.

Дагинский комплекс продуктивен на Лунском нефтегазоконденсатном и Венинском газовом месторождениях.

Пнефтегазонасыщенная часть разреза на Лунском месторождении располагается на глубинах 2010–2140 м. Притоки нефти составляют 121,6–187 т/сут (штуцер 14,3 мм) при депрессии на пласт 1,8–5,8 МПа, из III–IV пластов.

Газоносная часть разреза на Лунском месторождении занимает интервал 2082–2845 м, на Венинском — продуктивный интервал всего месторождения — 900–930 м. Притоки газа на Лунском месторождении, полученные из I–XVI пластов (351–528 тыс. м³/сут, штуцер 19,05 мм), заметно превосходят притоки газа Венинского месторождения, составляющие 211,7–266 тыс. м³/сут (штуцер 19,05 мм).

Газовые шапки выявлены над нефтяными залежами Лунского месторождения и располагаются в интервале 1893–2010 м. Полученные из газовых шапок притоки газа сопоставимы по своим объемам с притоками свободного газа: 210–539,4 тыс. м³/сут (штуцер 19,05 мм).

Конденсат практически распространен по всему продуктивному разрезу Лунского месторождения (1893–2848 м), его

притоки составляют 24,48–109 м³/сут на штуцере 19,05 мм.

Продуктивность **маруямского комплекса** в акватории установлена только в мелком Изъильметьевском месторождении газа. Он залегает на глубинах 1238–1510 м, и из него при испытании получены притоки газа невысоких дебитов — 155,5 (штуцер 6 мм) и 188,6 тыс. м³/сут (штуцер 11,9 мм).

На восточном шельфе Сахалина (Северо-Сахалинская НГО) широко распространен глинисто-кремнистый **даехурийский комплекс** олигоцена, продуктивность которого в акватории еще не установлена. Однако в прибрежной части острова уже открыты два небольших месторождения нефти — Окружное и Восточный Кайган, залежи которых приурочены к этому комплексу.

В Окружном месторождении из продуктивного интервала на глубинах 1130–1807 м были получены фонтанные притоки нефти, максимальные из которых достигали 133–156 т/сут при 10-миллиметровом штуцере.

Из глинисто-кремнистых даехурийских отложений месторождения Восточный Кайган с глубин 3500–4200 м при испытаниях были получены пульсирующие притоки нефти, дебитом от 28,7 (штуцер 6 мм) до 35 м³/сут (штуцер 9 мм).

Следует отметить, что при проведении буровых работ на Окружном месторождении были приняты во внимание более сложные процессы фильтрации, свойственные глинисто-кремнистому трещинно-поровому коллектору, и часть скважин бурили с использованием облегченного безводного бурового раствора. В этих скважинах были получены высокие устойчивые дебиты. Отрицательный результат испытаний даехурийских отложений в акваториальных скважинах — Борисовской и Хангузинской, — возможно, отчасти связан с использованием традиционных технологий ведения буровых работ.

В поисках возможности прогнозирования дебитов ожидаемых притоков на перспективных объектах нами был выполнен предварительный анализ зависимости средней величины притока от глубины залегания продуктивного горизонта. Он показал, что при прочих относительно равных условиях наиболее высоких дебитов можно ожидать в интервале глубин около 2,0–2,5 км.

Пространственное распространение углеводородных скоплений сахалинского шельфа согласуется и уточняет закономерности, установленные для ранее открытых месторождений суши Северо-Сахалинской НГО. Главными из них являются:

- приуроченность средних и крупных месторождений к очагам нефтегазообразования, к которым относится и значительная восточная часть шельфа с чехлом кремнисто-глинистых обогащенных ОВ отложений;

- наличие благоприятных коллекторов, связанных обычно с зоной мелководных и шельфовых песчаников, последовательно смещающихся в Северо-Сахалинском бассейне с запада-юго-запада на восток-северо-восток;

- наличие антиклинальных структур, размеры которых, как правило, увеличиваются по мере удаления от сахалинского орогена.

Важно обратить внимание на то, что критерии поиска крупных месторождений, вероятно, лишь отчасти приемлемы для удаленных от побережья районов шельфа, где бурение еще не проводилось. Судя по известным трендам изменения перспективных отложений и сейсмическим наблюдениям, нефтегазоносность этих новых районов (в первую очередь, участка Сахалин-5) может обладать значительной спецификой. Это определяет значительный риск нефтегазописков. Главный элемент риска — это обнаружение резервуаров. Можно предполагать, что, наряду с традиционными коллекторами в самом позднем миоцен-плиоцене, здесь будут достаточно широко развиты пока неизвестные на Сахалине резервуары, связанные с глубоководными песчаниками конусов выноса и турбидитов, а также сложные трещинно-поровые коллекторы в силицитах.

8.2.4. Технология разведки и освоения месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина

Нефтегазоперспективные объекты выявляют на сахалинском шельфе сейсморазведкой, обычно с плотностью наблюдений 1 км/км^2 (сеть $2 \times 2 \text{ км}$); при подготовке структур к бурению сеть наблюдений доводят до $1 \times 1 \text{ км}$ (плотность 2 км/км^2), а иногда и выше.

Пространственную сейсморазведку (ЗД) осуществляют уже после открытия месторождений с целью детального изучения распространения и геометрии продуктивных пластов и оптимального заложения разведочных, а в последующем и эксплуатационных скважин. Сейсмические работы как 2Д, так и 3Д проводят в течение одного сезона.

Поисковое и разведочное бурение на Сахалинском шельфе осуществляют с *самоподъемных* (СПБУ) (применяют для изучения объектов, расположенных на глубинах моря до 80–90 м) и *полупогружных* (ППБУ) установок (применяют при бурении скважины на объектах с глубинами моря 60–600 м). Бурение с ПБУ проводится в летний безледный период

Количество поисковых и разведочных скважин определяют исходя из размеров и сложности строения структуры (месторождения). На Сахалинском шельфе, при наличии качественной сейсмической информации, на одно крупное месторождение приходится в среднем 9–10 скважин (поисковых — одна-четыре, разведочных — пять-четырнадцать). Большое количество (три-четыре) поисковых скважин связано с многокупольностью крупных структур (месторождений). Продуктивные поисковые и разведочные скважины используются при разработке месторождений.

Бурение на нефть и газ было начато в 1977 г. [64–66]. На шельфе Сахалина было введено в бурение 25 площадей, подготовленных сейсморазведкой. В результате геолого-разведочных работ открыто месторождений нефти и газа — восемь, из них месторождений с крупными балансовыми запасами — шесть; с небольшими запасами свободного газа (Изыльметьевское и Бенинское) — два.

На **шельфе Северо-Сахалинской НГО**, где был сосредоточен основной объем бурения, получен прирост запасов УВ ($A + B + C_1$) по состоянию на 1.01.2000 г.: нефти и конденсата — 194 718 тыс. т; свободного газа — 593 744 млн m^3 ; по сумме углеводородов — 818 461 тыс. т.

На **Юго-Западном шельфе** буровые работы проведены на девяти площадях, где открыто одно (Изыльметьевское) газовое месторождение ($C_1 + C_2$ — 4546 млн m^3).

Технология разработки морских месторождений шельфа о. Сахалин зависит от конкретных горно-геологических

и природно-климатических условий работы на осваиваемых объектах.

Месторождения разбуриваются с платформ вертикальными (одна — в центре куста), наклонно направленными и горизонтальными скважинами с максимальной протяженностью горизонтальной части ствола 1500 м. Количество эксплуатационных скважин на структуре определяется извлекаемыми запасами, принятыми начальными дебитами, сеткой скважин и регламентируется средними площадями дренирования залежей платформой и одной скважиной.

При расстояниях между кустами скважин в центре залегающего продуктивного объекта 1,5 км площади, дренируемые одной скважиной, в среднем составляют 37 га, при расстоянии 2 км — 66 га, на периферийных участках — 266 га. При средней площади дренирования одной скважиной 100–150 га расчетная площадь дренирования залежи одной платформой составляет 50–60 км². Среднее количество скважин на платформе — 60.

Наиболее приемлемым решением обустройства месторождений, разрабатываемых в ледовых условиях, по результатам зарубежной и отечественной (ЦНИИ им. акад. Крылова) практики и исследований, является использование **стационарных ледостойких платформ**. Тип платформы в зависимости от ледовых условий, глубины воды, технологических возможностей освоения месторождений различен. Кроме того, платформы проектируются для каждого конкретного месторождения, поэтому в дальнейшем, при более детальных проработках, возможно изменение конструкции платформ относительно принятых для обустройства объектов в данном проекте.

Альтернативой разработке месторождений стационарными платформами может служить **подводная система обустройства**.

По современным представлениям, разработка морских месторождений стационарными платформами наиболее рентабельна на глубинах моря до 120 м, с увеличением глубин становятся конкурентоспособными подводные системы эксплуатации, так как установлено, что при использовании обычных платформ затраты с увеличением глубины моря возрастают в геометрической прогрессии, а при использовании под-

водных установок — в линейной зависимости.

Главным фактором, определяющим экономическую целесообразность подводного обустройства месторождений, является дебит скважин, величина которого должна составлять более 400 т/сут (по нефти).

Возможно использование **комбинированных систем разработки** — совместное использование подводных систем и традиционных платформ. Этот способ наиболее применим для крупных по запасам и размерам месторождений, когда платформы не могут охватить всю продуктивную площадь. Подводные системы в этих случаях позволяют эксплуатировать недоступные для платформы участки или мелкие месторождения.

Скважины с подводным оборудованием устья (сухой или мокрый тип) широко применяются за рубежом, в т. ч. и на небольших глубинах моря для добычи нефти или газа из удаленных залежей. Обычно залежи-сателлиты удалены от основной добывающей платформы на расстояние не более 17 км. Имеются примеры рекордного удаления залежей на расстояние 35 км.

Основные технические и организационные решения разработки нефтяных и газовых залежей для прибрежных структур, расположенных на глубинах моря около 20 м (*Северо-Люшская — Сахалин-4; Южно-Омбинская — Сахалин-5; Керосинная и Южно-Окружная — Сахалин-6*), предусматривают три альтернативы обустройства:

1. Установка кессонов с внутренним грунтовым ядром типа "Molikpaq" (требуется разрешение экологических органов надзора на строительство ядра). В комплексе обустройства объектов разработки предусматривается танкер-нефтехранилище ледового класса и точечный нефтяной причал для отгрузки нефти. Работы по проектированию нижнего строения платформы выполняются ЦКБ МТ "Рубин" и ЦНИИ им. акад. Крылова в г. Санкт-Петербурге. Изготовление подставки (нижнего строения) для платформы производится на Амурском судостроительном заводе в г. Комсомольск-на-Амуре, ее монтаж — на принадлежащем заводу строительном предприятии в районе Большой Камень (г. Владивосток). Скальный грунт для защиты платформы от размыва постав-

ляется с каменоломен МОП (г. Владивосток). Подключение и пуск платформы в эксплуатацию осуществляется АО "Сахалинморнефтемонтж".

2. При хорошем грунтовом основании — установка гравитационных платформ с внутренним нефтехранилищем типа "Приразломная". Платформы этого типа строятся ГУП "Севмашпредприятие".

3. Береговое обустройство с бурением горизонтальных скважин (расстояние до берега не более 5 км). Опыт освоения месторождения Одопту-море свидетельствует о возможности существенного сокращения затрат сравнительно с затратами освоения морских объектов традиционным способом. Этот вариант обустройства принят в расчетах экономической эффективности освоения прибрежных структур рассматриваемых участков.

На глубинах моря 25–300 м для обустройства нефтяных и газовых объектов предусмотрены **морские ледостойкие платформы** (МЛСП), возможная альтернатива — **закоренные платформы типа SPAR**.

В комплект платформ предусмотрены:

- резервное внутреннее нефтехранилище, установки по подготовке нефти и газа,
- компрессорная станция (на этапе разработки газовых залежей),
- типовой жилой блок на 75 человек,
- одна-две буровые вышки.

При размерах залежей более средней расчетной площади дренирования одной платформой, а также при сближенных структурах в проекте рассматривается **комбинированное обустройство объектов разработки** — МЛСП и использование подводных модулей (до 24 скважин в модуле) с подключением их к платформе. Бурение скважин на периферийных зонах залежи или залежей-сателлитов, разработка которых осуществляется подводными модулями, ведется буровыми судами ледового класса. Такое обустройство объектов разработки принято для следующих структур, объединяемых в блоки:

- Сахалин-3:

Блок 1 (газовый) — структуры Западно-Кириная, Южно-Лунская.

— Сахалин-5:

Блок 1 — структуры Крутая, Савицкого, Федотовская;

Блок 2 — структуры Удачная, Васюканская, Восточно-Сахалинская;

Блок 3 — структуры Северо-Кайганская. Кайганская.

Разработка блоков предпочтительна плавучей эксплуатационной системой типа SPAR или МЛСП с использованием системы подводного оборудования скважин (SPS).

Подготовка нефти на платформах включает в себя процессы деэмульсации и обезвоживания с доведением остаточного содержания воды в нефти до 5 %. Пластовая вода в смеси с дренажной, очищенной от механических примесей, смешивается с отработанной морской водой и нагнстается в пласты.

В комплекте буровых установок предусмотрены:

— станции геофизических исследований в скважинах, перфорации и геосервиса;

— цементировочный комплекс;

— четырехступенчатая система очистки и дегазации бурового раствора.

Характеристики бурового комплекса:

— протяженность ствола скважин
(с учетом бурения горизонтальных) до 5500 м;

— грузоподъемность вышки 400 т;

— производительность буровых насосов 80 м³/с;

— максимальное рабочее давление 30 МПа;

— объем запасов бурового раствора 59 м³.

Объем емкости:

— цемента 350 м³;

— барита 200 м³;

— бентонита 50 м³.

Для обеспечения платформ энергией устанавливают газотурбогенераторы, количество которых зависит от максимально возможной нагрузки.

Предусмотрены системы инъекции химикатов (бактерициды, ПАВ, деэмульгаторы, ингибиторы гидратообразования) для обработки морской воды, эмульсии, нефти, воды.

Перекачка нефти и газа потребителю (Япония, порт — Йокогама) осуществляется по морской и сухопутной частям

единого нефтепровода (газопровода), проектируемых в одном транспортном коридоре.

Морская часть включает магистральные трубопроводы от Елизаветинской структуры (Сахалин-5) до северной оконечности острова протяженностью около 130 км; сухопутная часть нефтепровода — до месторождения Одопту-море протяженностью 170 км, газопровода — до г. Оха протяженностью 90 км. Далее предполагается подключение к проектируемым трубопроводам проектов Сахалин-1 и Сахалин-2 до г. Корсаков (п. Пригородное) с последующей транспортировкой нефти и сжиженного газа танкерным флотом.

Принципиальная схема обустройства месторождений включает:

- морскую ледостойкую платформу с резервным внутренним нефтехранилищем и оборудованием, предусматривающим сбор и подготовку нефти или газа, систему компримирования газа, буровое оборудование, жилой блок;

- подводные модули для разработки периферийных зон залежей или объектов-сателлитов с подачей нефти (газа) — на платформу;

- буровые суда ледового класса;

- морские трубопроводы для перекачки нефти (газа) — в магистральные нефте- и газопроводы; в блоковых объектах — для перекачки нефти (газа) до соответствующего объекта.

8.2.5. Выводы по шельфу Сахалина

Шельф Сахалина располагает значительными нефтегазовыми ресурсами. Наибольшая их концентрация отмечена в Северо-Сахалинской НГО, где достигнута высокая эффективность геолого-разведочных работ. На северо-восточном шельфе открыто семь месторождений УВ, для шести из которых с крупными балансовыми запасами нефти и газа уже оформлены лицензии (Сахалин-1, Сахалин-2) или ожидают получения лицензий (Сахалин-3).

Степень разведанности акваториальной части Северо-Сахалинской НГО составляет по нефти — 21 %, по свободному газу — 19 %, по конденсату — 26 %. Наиболее перспективными районами шельфа являются участки Сахалин-5

и Сахалин-6, а также восточные приграничные с Сахалином-5 объекты на участке Сахалин-4.

На участке Сахалин-5 наиболее эффективными объектами для освоения следует рассматривать самые крупные — по извлекаемым ресурсам Шмидтовскую и Восточно-Шмидтовскую структуры. Они расположены на глубинах моря 90–100 м и имеют извлекаемые ресурсы 93 и 65 млн т нефти соответственно. При принятых условиях обустройства внутренние нормы рентабельности освоения этих объектов составляют 20,6 и 20,1 % при сроках окупаемости 8–9 лет соответственно. Крупная по запасам структура Елизаветинская, находящаяся на глубине воды 200 м, уступает первоочередным объектам освоения этого участка.

По совокупности показателей эффективности освоения нефтяных и газовых месторождений объектами второй очереди следует рассматривать восточные структуры участка Сахалин-4. Эти прогнозируемые залежи с крупными ресурсами нефти и газа расположены на глубинах моря 75–200 м (имеются в виду, прежде всего, структуры Лопуховая и Северо-Эспенбергская). При освоении предусматривается их подключение к нефте- и газопроводам участка Сахалин-5.

На участке Сахалин-6 достаточно привлекательной при условии разработки с берега является структура Керосинная (ресурсы 8 млн т). Основное внимание на участке Сахалин-6 должно быть обращено на Центрально-Пограничную структуру, где прогнозируется свыше 50 млн т ресурсов нефти.

На участке Сахалин-3 (блок III) значительный интерес представляет Айяшский и Западно-Айяшский объекты. Они расположены на глубинах воды 45–50 м.

Таким образом, результаты геологического анализа показывают, что на шельфе о. Сахалин имеется значительное число перспективных на нефть и газ объектов с высокой инвестиционной привлекательностью.

8.3. РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТРОЛЛ НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНОГО МОРЯ

Северное море расположено на пути перемещения циклонов, поэтому здесь очень часты ветры, иногда до 45–50 м/с. Высота волн при жестких штормах может достигать 11–13 м. Средняя температура воздуха в феврале колеблется от 0 до 5 °С, а температура воды — от 2 до 7 °С. Льды присутствуют у берегов с декабря по март.

Гигантское нефтегазовое месторождение **Тролл** было выявлено в 1979 г. в Северном море в 60 км от западного побережья Норвегии на глубине воды от 298 до 364 м. Площадь месторождения около 770 км². Согласно распределению газа и нефти, а также мощности нефтеносных зон, месторождение подразделяют на **три отдельные площади** [67–77]:

- Западный Тролл (нефтеносная площадь);
- Западный Тролл (газоносная площадь);
- Восточный Тролл (газоносная площадь).

Все три площади приурочены к отдельным блокам, ограниченными разломами (рис. 8.20).

Основными продуктивными отложениями являются средне-верхнеюрские мелководно-морские песчаники свит Согнефьорд и Фенсфьорд группы Викинг. Песчаники характеризуются прекрасными коллекторскими свойствами: пористость может достигать 35 %, а проницаемость колеблется от нескольких мд до 10 дарси и более. Покрышкой являются верхнеюрские-нижнетретичные аргиллиты и мергели. Некоторые данные по месторождению приведены в табл. 8.4. Трудности освоения месторождения связаны с большими глубинами воды и наличием донного грунта со слабой несущей способностью.

В настоящее время на месторождении Тролл производят добычу газа, конденсата и сырой нефти. Залежи нефти приурочены к весьма маломощным песчаникам. Рентабельное освоение углеводородов в таких горизонтах возможно только с использованием горизонтальных скважин. Первая горизонтальная скважина на месторождении Тролл (**Западный Тролл–нефтеносная площадь**) была пробурена в 1990 г.



Рис. 8.20. Месторождение Тролл:

- 1 — Западный Тролл (нефте-
носная площадь);
- 2 — Западный Тролл (газо-
носная площадь);
- 3 — Восточный Тролл (газо-
носная площадь)

с полупогружной установки на глубине воды 335 м в горизонте мощностью 22–26 м. Глубина скважины — 2391 м. горизонтальный участок составляет 500 м. Прекрасные результаты испытания скважины позволили повысить коэффициент извлечения нефти с 10 до 20 %.

Разработка месторождения началась в сентябре 1995 г. Добычу нефти производят из скважин, связанных с крупнейшей в мире железобетонной полупогружной эксплуатационной системой — платформой В — стоимостью 2,9 млрд долл. Платформа была установлена на месторождении в июле 1995 г. Начальная добыча составляла около 26 тыс. т/сут нефти из восьми скважин.

В 1998 г. среднесуточная добыча нефти уд. веса 0,884 из 27 скважин составила 31,1 тыс. т. По подводному трубопроводу стоимостью 154 млн долл. нефть поступает в терми-

Таблица 8.4

Основные характеристики месторождения Тролл

Характеристика	Западный Тролл (нефтеносная площадь)	Западный Тролл (газоносная площадь)	Восточный Тролл (газоносная площадь)
Геологические запасы нефти, млн т	132,6	376,2	71,0
Геологические запасы газа, млрд м ³	27,0	570,0	1072,0
Извлекаемые запасы нефти, млн т	57,1	Нет данных	25,8
Извлекаемые запасы газа всего месторождения, трлн м ³	1,3	1,3	1,3
Газонефтяной контакт, м	1540–1546	1541–1547	1547,0–1548,5
Водонефтяной контакт, м	1566,5–1569,0	1552,0–1559,5	1551,0–1553,5
Газоводяной контакт, м			1545,5–1548,0
Мощность газоносной зоны, м	43	210	250
Мощность нефтеносной зоны, м	22–26	12–14	0–4
Газовый фактор, м ³ /м ³	174	1295	12916

нал Монгстад на острове у побережья Норвегии (рис. 8.21). Количество поступающей сюда нефти из месторождения Тролл составляет около 25 % всех поступлений сюда сырой нефти. Трубопровод имеет длину 86 км и диаметр 40,6 см; на глубине воды около 500 м он пересекает Норвежский желоб. В 1999 г. должен был вступить в строй второй трубопровод диаметром 50 см и протяженностью 80 км.

Компанией Norsk Hydro AS разработан план освоения маломощного нефтеносного пласта (13 м) на **газоносной площади Западного Тролла** также с использованием горизонтальных скважин. Освоение запасов нефти в этой части месторождения, по утверждениям норвежских исследователей, увеличит извлекаемые запасы нефти на месторождении

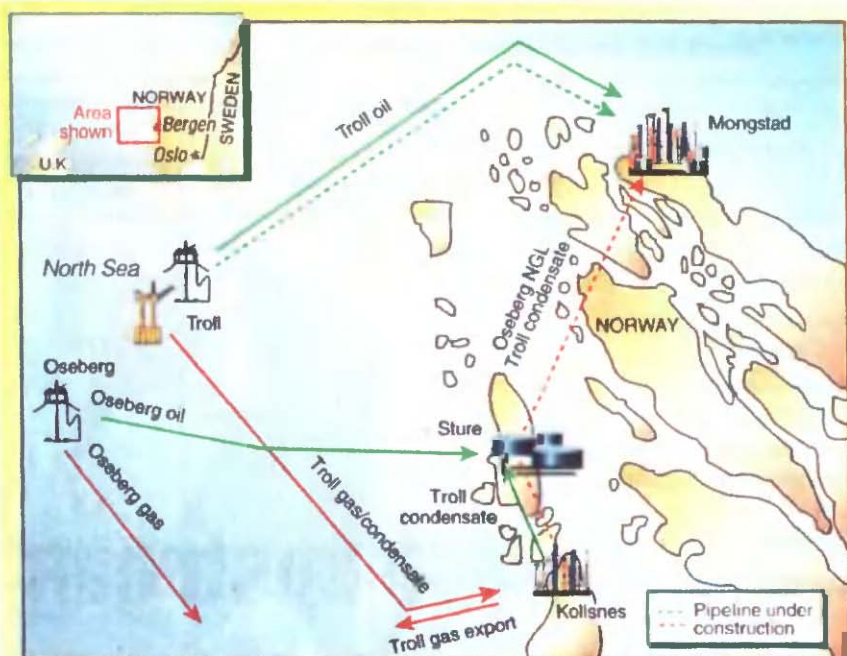


Рис. 8.21. Схема транспортировки нефти, газа и конденсата из месторождения Тролл

до 136 млн т. Такая оценка запасов связана с прекрасными результатами трехмерной сейсморазведки, использованием горизонтальных скважин и улучшенными способами извлечения нефти из пласта. Начало добычи планировалось на 1999 г. Нефтяные скважины через подводные манифольды связаны с платформой, установленной на нефтеносной площади Западного Тролла.

В мае 1996 г. началась добыча газа на **газоносной площади Восточного Тролла**. Капитальные расходы на освоение запасов газа в этой части месторождения оцениваются в 5,5 млрд долл. В 1995 г. компания Norske Shell AS установила здесь на глубине воды 305 м гигантскую четырехопорную железобетонную эксплуатационную платформу А высотой — 474 м и весом — 1,05 млн т. Продолжительность ее эксплуатации оценивается в 50–70 лет. К концу 1997 г. здесь

планировалось пробурить 40 скважин. Платформенный модуль этого уникального сооружения является наиболее совершенным в мире (механизированное управление трубами, контроль за операциями из звуконепроницаемого помещения). Контроль за добычей производится с берега, обслуживающий персонал на платформе насчитывает 20 человек. Добыча производится из 39 скважин, из которых каждая способна давать до 3,4 млн м³ газа в сут. Платформа способна обеспечивать до 100 млн м³/сут газа.

Газ и конденсат по трубопроводу диаметром 91,4 см поступают на перерабатывающий завод в Коллснесе, расположенном на острове у западного побережья Норвегии. Последние 3,6 км трубопровода проходят в туннеле, проложенном на глубине 200 м, что связано с неровностями рельефа. Из Коллснеса сухой газ поступает в Бельгию через систему Zeerpipe и в Германию через систему Statpipe/Norpipe. Товарный конденсат из Коллснеса поступает по трубопроводу в терминал Стуре (на острове), откуда на судах экспортируется в другие страны. В 1999 г. установлена плавучая эксплуатационная платформа С, что требует расширения перерабатывающего завода в Коллснесе. По оценкам Министерства промышленности и энергетики Норвегии, в 2005 г. Норвегия может поставить на рынок 62 млрд м³ газа.

8.4. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНОГО СКЛОНА АЛЯСКИ (МОРЕ БОФОРТА) [78–89]

Буровые работы в арктических акваториях Северной Америки начались в 1970-е гг. По данным на март 1998 г., на Северном Склоне Аляски в разработке находились шесть месторождений (рис. 8.22). Это месторождения:

- Прадхо-Бей (в марте 1998 г. среднесуточная добыча нефти составляла 90,8 тыс. т из 892-х скважин);
- Купарук-Ривер (36,0 тыс. т/сут из 446 скважин);
- Пойнт Мак Интуре (19,2 тыс. т/сут из 48 скважин);
- Эндикотт (7,9 тыс. т/сут из 51 скважины);

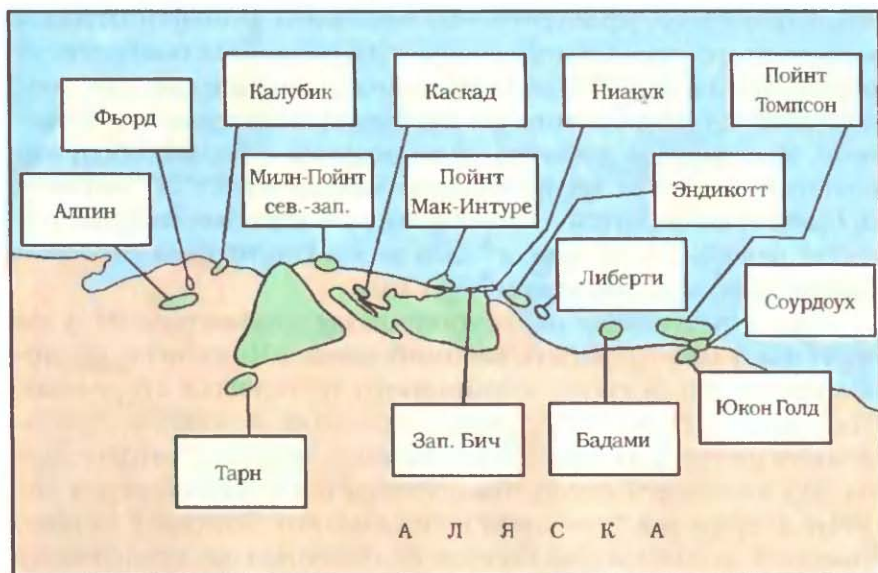


Рис. 8.22. Месторождения нефти и газа на северном склоне Аляски

— Милне Пойнт (7,7 тыс. т/сут нефти из 120 скважин), вступившее в разработку в августе 1998 г.;

— месторождение Бадами со среднесуточной добычей 0,5 тыс. т нефти;

— мелкое месторождение Ниакук.

Первая в мире промышленная нефть из **морского арктического месторождения Эндикотт** начала поступать в конце 1987 г. Это месторождение интересно не только тем, что оно — *первое*, но и тем, что оно является *маргинальным месторождением*, освоение которого может быть рентабельным только в случае максимального удешевления строительства дорогостоящих арктических конструкций и самого бурения, а также выполнения крайне необходимых мер по защите хрупкой арктической природы.

Месторождение Эндикотт было выявлено в 1978 г. в 16 км к северо-востоку от месторождения Прадхо-Бей на Северном Склоне Аляски на глубине воды около 3 м. Спустя 10 лет после бурения 26-ти скважин оно вступило в разработку. Начальная добыча нефти составляла 5,4 тыс. т/сут.

Скопления нефти приурочены к песчано-глинистым отложениям свиты Кекиктук группы Эндикотт миссисипского возраста. Нефтяная залежь перекрыта газовой шапкой; газонефтяной контакт располагается на глубине около 3000 м; а водонефтяной контакт на глубине — 3108 м. Структура — погружающаяся на юго-запад антиклиналь, ограниченная с севера-северо-востока и с юга-юго-запада главными разломами. Площадь распространения коллекторов около 34,8 км².

Геологические запасы нефти уд. веса 0,916 были оценены в 135 млн т, из которых 47,6 млн т — извлекаемые. Пересчеты извлекаемых запасов нефти на месторождении Эндикотт дали новые цифры. В 1992 г. они составляли 64,1 млн т, в 1998 г. — 79 млн т.

Извлекаемые запасы газа оцениваются в 22,6 млрд м³. Стоимость освоения месторождения по первоначальному плану 1982 года оценивалась в 3,8 млрд долл. (в долл. 1982 г.). Основные расходы предназначались на бурение от 200 до 240 скважин, на сооружение четырех насыпных гравийных островов, на использование многочисленных небольших модулей с большим числом сообщений, на строительство подводных трубопроводов между островами и на оборудование для обработки нефти (до 2200 т). На бурение скважин предназначалось 1610 млн долл., на строительство островов и дамб 300, на строительство трубопроводов — 270 и на оборудование — 1620 млн долл.

Анализ данных позволил уменьшить стоимость проекта до 2-х млрд долл. Это было связано с решением:

- соорудить два гравийных острова вместо четырех;
- построить гравийную дамбу между ними и от нее — к берегу;
- трубопроводы расположить на дамбе, а не по дну;
- установить эксплуатационное оборудование производительностью до 13,6 тыс. т/сут нефти;
- воду для закачки получать непосредственно на основном острове;
- пробурить всего 120 скважин.

Сокращению расходов способствовали не только уменьшение числа скважин, но и эффективность бурения благо-

даря опыту, полученному при бурении скважин на месторождении Прадхо-Бей, а также улучшению конструкции буровых установок.

Морское оборудование представлено главным добывающим комплексом островного типа с размерами 823×346 м и меньшим по размерам — буровым комплексом, потребовавшими в целом отсыпки $4,6$ млн м^3 гравия.

В главном добывающем комплексе, предназначенном для бурения 70 скважин, размещены жилые модули для обслуживающего персонала, оборудование для обработки нефти и сжатия газа, оборудование для закачки воды, централизованная электростанция.

Второй остров, в четыре раза меньший, чем главный, предназначен для бурения 50 скважин. В эксплуатации находятся *четыре трубопровода*:

- для транспортировки добытой сырой нефти с бурового острова на главный остров;
- для транспортировки товарной нефти в Трансалиянский трубопровод, а оттуда — в терминал Valdez;
- для газлифта;
- для закачки воды.

Для получения разрешения на разработку месторождения компании должны были представить все необходимые данные о мерах, предпринимаемых ими для сохранения хрупкой арктической природы. В течение двух лет проводилось изучение данной проблемы. Понадобилось получить 25 разрешений на разных уровнях. Основные опасения были связаны с возможностью нанесения ущерба рыбному хозяйству в связи с затруднением перемещения рыбы из-за 3-километрового отрезка дамбы, проложенного перпендикулярно берегу. Было решено соорудить два прохода в дамбе длиной 61 и 152 м (в 1994 г. сооружены дополнительные проходы в дамбе и мосты над ними). Проведено тщательное изучение влияния транспорта и дороги, проложенной к берегу, на диких животных. Трубопроводы на суше предписывалось сооружать на высоте от земли не менее 1,5 м для прохода оленей. Предусматривалось обязательное проведение мониторинга состояния окружающей среды и в случае появления негативных последствий — принятие незамедлительных мер.

В 1992 г. на месторождении Эндикотт было добыто 6,1 млн т нефти. в последующие годы отмечается постепенное снижение добычи, и в 1998 г. добывали уже 2,4 млн т. Среднесуточная добыча нефти в 1999 г. составила в объеме 5,7 тыс. т, в 2005 г. предполагается добывать около 3,0 тыс. т/сут, а в 2010 г. — 1,5 тыс. т/сут.

С 1997 г. нефтяные компании проводят политику освоения на Северном склоне Аляски так называемых спутников (сателлитов). Освоение этих месторождений не потребует больших расходов, и добычу можно осуществлять при использовании уже имеющегося оборудования.

Разработан план освоения **месторождения Сев. Саг Дельта**, являющегося спутником месторождения Эндикотт. Оно было выявлено в 1982 г. к северу от основного гравийного острова, расположенного на месторождении Эндикотт. Скважина-открывательница была пробурена с искусственного гравийного острова Эндивор. Продуктивными являются те же самые отложения, что и на месторождении Эндикотт. Спутниковая залежь отделена от месторождения Эндикотт разломом. В 1989 г. месторождение вступило в разработку; начальный суточный дебит скважины 9 Саг Дельта, пробуренной до глубины 4270 м, составил 490 т. Дальнейшее бурение скважин производилось с главного бурового острова на месторождении Эндикотт, связанного с островом Эндивор мостом.

Спутниковое **месторождение Нортстар**, расположенное в 10 км от месторождения Прадхо-Бей в море Бофорта, было выявлено в 1982 г. компанией Shell Oil Co. Бурение скважин проводили с искусственных островов Сил Айленд и Нортстар. Геологические запасы оцениваются в 35,4 млн т, извлекаемые — 17,7, возможно, около 20 млн т. Удельный вес нефти 0,825 (на других месторождениях Северного склона — в среднем 0,934). Капитальные расходы на освоение месторождения могут составить 415 млн долл.

Программа освоения месторождения включает наращивание в 1999 г. площади искусственного гравийного острова Нортстар для последующего бурения здесь 23-х скважин, включая: продуктивные — 13, скважины для закачки воды — шесть; для закачки газа — три; для удаления отходов — одну.

Нефть с острова будет транспортироваться по трубопроводу, расположенному под морским дном на глубине около трех метров. Такой расположенный под дном моря трубопровод впервые будет использован на Северном склоне Аляски.

В апреле 1994 г. вступило в разработку спутниковое **морское нефтяное месторождение Ниакук** к северо-востоку от Прадхо-Бэй между месторождениями Эндикотт и Пойнт Мак Интуре. Начальная добыча составила около 2 тыс. т/сут нефти. Оно было выявлено по данным сейсморазведки и бурения в 1986 г. девяти скважин. Для освоения месторождения запланировано бурение всего 14 скважин. Запасы нефти оцениваются в 7,3 млн т. Продуктивными являются песчаники Купарук-Ривер. Расчеты показали, что освоение этого месторождения с оборудования, установленного непосредственно на месторождении, будет стоить более 250 млн долл. Поэтому было решено проводить бурение наклонно направленных скважин с суши и переработку нефти производить на оборудовании, установленном на соседнем месторождении Лисборн. Стоимость проекта была уменьшена до 110 млн долл.

В 1988 г. в трех километрах к северу от месторождения Прадхо-Бэй выявлено **месторождение-спутник Пойнт Мак Интуре**. Продуктивными являются меловые песчаники на глубине 2745 м, аналогичные продуктивным песчаникам на месторождении Купарук-Ривер. Запасы нефти оцениваются в 46 млн т. Из-за проблем, связанных с охраной окружающей среды, освоение месторождения было отложено на два года, хотя результаты мониторинга окружающей среды стоимостью 20 млн долл. не дали отрицательных результатов. Стоимость освоения месторождения оценивается в 700 млн долл. Месторождение вступило в разработку в конце 1993 г.; в первом квартале 1994 г. среднесуточная добыча нефти составляла 13,3 тыс. т. Для интенсификации притоков нефти применяется двухфазная закачка воды из 10 скважин. Переработка нефти осуществляется на установках на месторождении Лисборн.

Параллельно с освоением месторождений-спутников вводится в разработку или планируется ввод в разработку ряда отдельно расположенных нефтяных открытий.

Нефтяное **месторождение Бадами** было выявлено компаниями Conoco Inc. и Petrofina SA (Бельгия) в 1990 г. в 30 км к востоку от месторождения Эндикотт в бухте Миккелсен. Начальный суточный дебит скважины-открывательницы составил 578 т нефти. Запасы месторождения оценены в 16,3 млн т нефти. Площадь месторождения 283 км². В 1998 г. оно введено в разработку. Стоимость освоения — 300 млн долл. Разработку месторождения производят с суши наклонно направленными скважинами. Переработку нефти проводят на самом месторождении, откуда по трубопроводу ее перекачивают в трубопровод на месторождении Эндикотт, а оттуда уже — в Трансаляскинский трубопровод. Протяженность этого трубопровода диаметром 30,5 см около 42 км. Зимой здесь функционирует ледовая дорога, а летом все перевозки осуществляются баржами.

В 1993 г. компания ARCO Alaska Inc. сделала открытие нефти (**месторождение Кувлум**) в 95 км к востоку от месторождения Прадхо-Бей и в 24 км от побережья Арктического Национального заповедника на глубине воды 34 м. Скважина-открывательница стоимостью 40 млн долл. дала приток нефти дебитом 46 т/сут; уд. вес нефти 0,855. Площадь структуры составляет порядка 145 км², что позволило компании сделать предположение о возможности нахождения здесь до 1 млрд баррелей нефти (136 млн т). Планируется бурение двух скважин: в 8 км к юго-западу от скважины-открывательницы и в 5 км к северу от нее с полунугружной буровой установки арктического класса BeauDrill Kulluk.

В 1997 г. в море Бофорта в 10 км к востоку от месторождения Эндикотт компанией BP было выявлено **месторождение нефти Либерти**. Извлекаемые запасы нефти оценены в 16,3 млн т. Бурение скважин проводится с гравийного искусственного острова, соединенного с сушей трубопроводом, проложенным под дном моря.

8.5. ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА СЕВЕРНОМ ШЕЛЬФЕ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Климатические условия Каспийского моря обусловлены сложным сочетанием различных **физико-географических факторов** [90, 91]:

- географическим положением (меридиональная протяженность);
- характером воздействия воздушных масс;
- морскими течениями;
- рельефом прилегающей суши и др.

Зимой Каспийское море находится под преимущественным влиянием континентальных полярных и частично арктических воздушных масс, распространяющихся, в основном, над северной частью моря. Вторжение арктического воздуха приносит резкое похолодание, снегопады, метели. Скорость северных и северо-западных ветров достигает 26 м/с.

Летом ветры дуют в основном с моря на сушу, зимой — с суши на море. Средняя скорость ветра 5–10 м/с, иногда 15 м/с. Экстремальные значения температуры воздуха для Северного Каспия изменяются от 40 °С летом до минус 30 °С зимой, средняя температура летом 22 °С, зимой минус 10 °С.

Ледообразование на мелководных частях Северного Каспия ежегодно начинается в ноябре, в январе отмечается максимальное развитие ледового покрова. Начиная с февраля, площадь льда начинает уменьшаться, а в апреле–мае море ото льда очищается полностью. Максимальная толщина льда изменяется в пределах 26–30 см, средняя — 11 см. Ветры иногда за несколько дней меняют ледовую обстановку, с ветром связан дрейф льдов вдоль западного берега моря в среднюю его часть. Характерны динамические деформации прикромочных зон ледяных припаев. В результате ветров ледяное поле подвергается неоднократным взломам, подвижкам, сжатиям, торошению. Наибольшая высота торосов достигает 6 м. Формирование торосов и транспортировка ветрами отдельных ледяных глыб в мелководной части акватории приводит к выпаживанию дна, что необходимо учитывать при прокладке газо- и нефтепроводов.

В прибрежной (крайне мелководной — до 1 м) части моря в период с ноября по апрель доступ к перспективным площадям может быть затруднен вследствие становления ледового покрова. Это положение наиболее свойственно северо-восточной части рассматриваемой акватории, административно соответствующей территории Республики Казахстан. На этой части акватории работы имеют сезонный характер. Доступ к перспективным площадям может быть обеспечен по системе каналов, расчищаемых ледоколом или судном, оснащенным противоледовой защитой. В центральной части акватории Северного Каспия, где сплошной ледяной покров бывает не каждый год и имеет небольшую толщину, возможна круглогодичная навигация при оборудовании судов противоледовой защитой. В эту часть акватории входит искусственный канал, протягивающийся от Волжской протоки. Судходство по каналу в зимний период поддерживается ледоколом. В южной части акватории Северного Каспия возможны круглогодичная навигация и доступ к перспективным площадям.

Каспийское море — уникальное природное образование с реликтовой фауной, сформировавшейся 1,5–2 млн лет тому назад. В нем обитают ценнейшие виды рыб: белуга, осетр, севрюга, шип и их подвиды. Ни в одном водоеме нашей планеты не сохранилось такого большого видового разнообразия осетровых, как в Каспийском море. О значимости Северного Каспия как рыбопромыслового водоема можно судить по совокупному улову России и Казахстана, который составляет около 80 % от общего количества рыбы, вылавливаемой во всем море и низовьях рек бассейна. В 1974 г. Северный Каспий был объявлен заповедной зоной.

В 1993 г. правительство Республики Казахстан своим постановлением внесло изменения в статус режима заповедной зоны, разрешив проведение поиска, разведки и добычи углеводородов в Северном Каспии. Аналогичное решение принято и в РФ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 317 от 14 марта 1998 г. “О частичном изменении правового режима заповедной зоны в северной части Каспийского моря”.

Геолого-геофизические исследования акватории Север-

ного Каспия с целью поиска залежей нефти и газа начались с 30-х гг. XX в. и проводились sporadически различными организациями. Основным сдерживающим фактором являлось отсутствие в то время экологически безопасных методов исследований в регионах с повышенной чувствительностью экосистем.

Сейсмические работы МОВ на акватории Северного Каспия впервые были проведены в 1958–1959 гг. партиями Научно-исследовательской геофизической экспедиции (НИИМГЭ) ВНИИГеофизики. Были отработаны региональные профили, показавшие эффективность метода, давшие первые сведения о структуре мезокайнозойских отложений. В 1961–1962 гг. были продолжены региональные работы МОВ: установлена южная граница распространения соляных куполов и выявлено десять соляных куполов, освещено строение осадочного разреза до глубины 3500 м, выявлены Северо-Каспийская зона поднятий, Кулалинский вал, Укатненский прогиб и ряд локальных поднятий.

С 1982 по 1990 гг. трестом “Каспморнефтегазгеофизразведка” (КМНГТР) и “Южморнефтегазразведка” (ЮМНГТР) на акватории Северного Каспия выполнено сейсморазведочных работ МОВ ОГТ более 20 тыс. пог. км. Работы были сосредоточены в основном в пределах Уральской Бороздины и восточного мелководья моря, а также к северо-западу от п-ова Бузачи. В палеозойских подсолевых и мезозойских отложениях было выявлено несколько локальных поднятий, установлено продолжение в море Каламкасского и Каражанбасского валов, подтверждено шовное сочленение Прикаспийской синеклизы и Скифско-Туранской плиты [92].

Начиная с 1990-х гг. активно проводит сейсмические работы АО “ЛУКОЙЛ”. Этой компанией не только обновлена старая сейсмическая сеть лицензионного участка “Северный”, но и значительно уплотнена новыми профилями. В конце 1990-х гг. подключаются к сейсмическому изучению мелководной акватории ГП “Шельф” и ГНЦ “Южморгеология”. Эти организации проводят работы по редкой сетке профилей, первая — непосредственно за фронтом Волжского мелководья, а вторая — вдоль калмыцкого и южно-дагестанского побережья. С 1994 г. в казахстанском секторе Северного Кас-

пия геофизические работы осуществлялись Международным консорциумом “Казахстанкаспийшельф” (ККШ), которым с 1994 по 1996 гг. было выполнено 26180 км профилей. В результате этих работ были подготовлены первоочередные объекты для бурения: Кашаган, Кайран, Актота, Каламжас-море.

После региональных геофизических работ МОВ, а на некоторых участках и КМПВ, проводилась площадная съемка МОВ. Позже на выявленном объекте осуществлялась детальная съемка МОВ или МОВ ОГТ с целью подготовки структуры к поисково-оценочному бурению. Перекрытие одних и тех же площадей сейсмической съемкой проводилось 5–6 раз. Таким образом, все побережье Северного Каспия изучено детальными сейсмическими работами масштаба 1 : 100 000 и крупнее.

На сегодняшний день в акватории Северного Каспия выявлено около 100 структур в палеозойских (подсолевой комплекс) и мезозойских отложениях.

Изучение акватории Северного Каспия проводилось и легкими методами, т. е. *магнито- и гравиразведкой*. В 1935–1936 гг. были проведены, а в 1949–1950 гг. продолжены *магнитниковые съемки* по маршруту Баку–Ашперон и Гурьев–Ракушка с точностью ± 7 мгл (В. В. Федынский и др.).

В 1954–1958 гг. гравиметрической съемкой с сечением 10 мгл была заснята полоса шириной 80–100 м от г. Махачкала до г. Гурьев в масштабе 1 : 500 000.

В 1962 г. НИИГЭ была проведена в Северном Каспии *донно-гравиметрическая съемка* и составлена карта масштаба 1 : 1 000 000.

С 1970 г. трестом “Каспморнефтегеофизразведка” в Северном Каспии проводится *высокоточная гравиметрическая съемка* в масштабе 1 : 100 000 с точностью $\pm 0,3$ мгл.

В 1982–1988 гг. трестом КМНГТР проведены *аэрогравиметрические и донно-гравиметрические работы* в юго-восточной части Северного Каспия и в районе Уральской Бороздины. Плотность этих съемок составляет 0,2 и 0,054 тк/км² соответственно.

Северо-восточная часть Северного Каспия характеризуется мозаичным полем силы тяжести и отражает продолже-

ние в море соляно-купольной тектоники Прикаспийской синеклизы. Южнее выделяется зона преимущественно положительных значений силы тяжести. Эта зона охватывает п-ов Бузачи и протягивается через море до дельты р. Волги. В акватории здесь выделены относительно крупные положительные гравитационные аномалии — Северо-Каспийская, Кулалинская, Западно-Бузачинская, Полдневская.

В 1950–1952 гг. на акватории Северного Каспия ВНИИ Геофизика была проведена аэромагнитная съемка масштаба 1 : 500 000. В результате для региона составлена карта масштаба 1 : 1 000 000 с сечением изодинам 100 миллиэрстед.

В 1962 г. НИМГЭ проведены площадные гидромагнитные исследования в Северном и Среднем Каспии масштаба 1 : 500 000. В 1967–1968 гг. подобные работы были выполнены в южной части Северного Каспия, в результате составлена карта масштаба 1 : 500 000 с сечением 25 гамм.

В 1986–1987 гг. была проведена аэромагнитная съемка акватории Северного Каспия в масштабе 1 : 100 000. В результате аэромагнитных работ для восточной части акватории Северного Каспия съемка выполнена в масштабе 1 : 200 000, для западной части — в масштабе 1 : 100 000.

В целом для акватории Северного Каспия и прилегающей суши характерно сравнительно спокойное знакопеременное поле с преобладанием отрицательных аномалий. Зона сравнительно крупных отрицательных аномалий магнитного поля четко прослеживается на севере региона и включает с запада на восток Астраханскую, Жамбайскую, Кашаганскую и Тенгизскую аномалии. Южнее прослеживается зона относительно крупных положительных аномалий — Северо-Каспийская, Западно-Каспийская и Прорвинская. В пределах северной части п-ова Бузачи выделяется достаточно крупный магнитный минимум, который прослеживается в акватории моря. На юге п-ова Бузачи отмечается линейный магнитный максимум субширотного простирания, протягивающийся на 70 км в акватории моря. Как показывают сейсмические работы, этот максимум контролирует глубинный разлом фундамента.

На сегодняшний день крупномасштабной магнитометрией достаточно полно охарактеризована часть акватории, относя-

щаяся к казахстанскому сектору, и крайне недостаточно освещена исследованиями российская часть акватории.

Поисково-оценочное бурение в акватории Северного Каспия началось в 1999 г. С августа 1999 г. по июль 2000 г. с буровой баржи “Сункар” в казахстанском секторе моря осуществлялось бурение на площади Восточный Кашаган. В результате из подсолевых карбонатных отложений палеозоя получен промышленный приток нефти и газа. Глубина скважины — 5172 м.

На морской структуре Западный Кашаган (Кер-Оглы) с сентября 2000 г. по май 2001 г. проводилось разведочное бурение. В результате также из подсолевых палеозойских карбонатных отложений получен промышленный приток нефти и газа. Глубина скважины — 4250 м.

На структуре Широтной в российском секторе в 2000 г. в карбонатных отложениях неокома и верхней юры двумя поисково-оценочными скважинами выявлено месторождение нефти, названное им. Ю. Корчагина. Сква. 1-Широтная пробурена до глубины 2500 м, сква. 2-Широтная — до глубины 2020 м.

На структуре Хвалынской, также расположенной в российском секторе, в 1999–2000 гг. пробурена поисково-оценочная скважина 1-Хвалынская до глубины 4200 м. Скважина вскрыла толщу отложений от четвертичных до средней юры. В результате испытания из отложений средней юры получен промышленный приток газоконденсата.

8.5.1. Геолого-геофизическая характеристика и тектоника осадочного чехла на шельфе Северного Каспия

О геологическом строении акватории Северного Каспия позволяют судить данные проведенных в море гравитационно-магнитных съемок, сейсмической разведки, глубокого бурения, а также многочисленные материалы геофизики и глубокого бурения, полученные на сопредельных участках континента. Многие крупные гравитационные и магнитные аномалии и структурно-тектонические элементы, выделенные в прибрежной зоне на суше, находят свое продолжение

и в акваториальной части моря. Так, с *восточного побережья* протягиваются в море структуры п-ова Бузачи (Северо-Бузачинский свод, Южно-Бузачинский прогиб), структуры Центрального Мангышлака, Каратон-Тенгизская зона поднятий. С *северного побережья* в акватории прослеживаются Ново-Богатинское и Гурьевско-Кульсаринское сводовые поднятия. С *западного побережья* в море находят свое продолжение структуры кряжа Карпинского и Астрахано-Имашевской зоны поднятий (рис. 8.23).

В рассматриваемом регионе, как на суше, так и в акватории моря, происходит *сочленение двух крупных структурно-тектонических элементов*: северная часть региона представляет южное окончание Русской плиты с докембрийским основанием и развитием соляно-купольной тектоники, характерной для Прикаспийской синеклизы; южная часть региона относится к Скифско-Туранской молодой плите с раннепалеозойским эпигерцинским складчатым основанием и развитием в разрезе осадочного чехла промежуточного палеозойско-триасового комплекса.

Сочленение между докембрийским и палеозойским фундаментами шовное. На суше оно проходит по осевой части Южно-Эмбинского поднятия, между кряжем Карпинского и Каракульско-Смушковой зоной дислокаций, в море — несколько севернее п-ова Бузачи и Кулалинского вала. По юрско-меловым и вышележащим отложениям границы между Русской и Скифско-Туранской плитами нет, о чем свидетельствует литолого-фациальный состав этих отложений (рис. 8.24, 8.25).

В разрезе осадочного чехла морской части Прикаспийской синеклизы, так же как и на суше, выделяются три комплекса: подсолевой палеозойский, соленосный кунгурский и надсолевой.

Граница распространения соленосной толщи кунгура нижней перми на восточном побережье отмечается в пределах локального поднятия Южное, далее — на запад, в акватории, проходит вблизи локального поднятия Гамбурцевского, а на западном побережье — между Астраханским сводовым поднятием и Каракульско-Смушковой зоной дислокаций.

К северу от этой границы в акватории моря, согласно

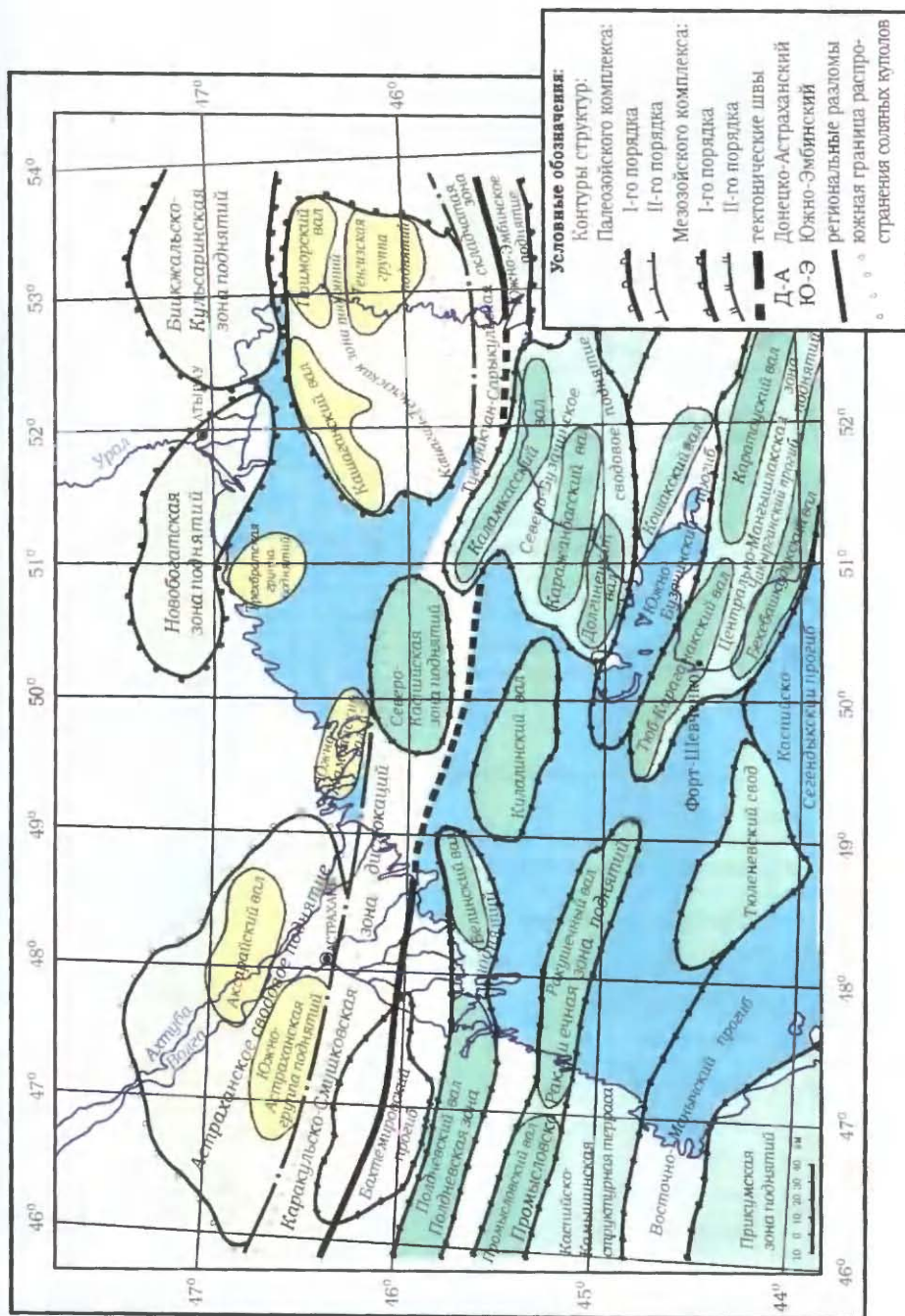


Рис. 8.23. Схематическая карта тектоники Северо-Каспийского региона



Схема размещения
сводных геологических разрезов

Контурь структур:

- Прикаспийской синеклизы
- Центрально-Прикаспийской депрессии
- Астраханского свода
- Кряжа Карпинского
- расположение сводных литолого-стратиграфических разрезов
- линия геолого-геофизического разреза

Сводные геологические разрезы:

- 1 — Кряжа Карпинского;
- 2 — Каракульско-Смушковой зоны поднятий;
- 3 — Астраханского сводового поднятия

Условные обозначения:

- аммоноидеи (аммониты, гониатиты)
- двустворки
- белемниты
- фораминиферы
- водоросли
- акритархи
- миоспоры
- остракоды

Астраханский свод

Отдел	Ярус	Литология	Мощность, м	Характерная фауна
K ₁			250-800	
J ₃			70-270	
J ₂			150-200	
T ₃			0-260	
T ₂			0-150	
T ₁	o		210-400	
	i		0-500	
P ₂			0-430	
P ₁	k		100-1670	
	s-a		70-100	
C ₂	b		200-210	
	s		30-60	
C ₁	v ₂		530-740	
	v ₁ -f		до 380	
D ₃	fm		100-700	
	f ₂₋₃		120-600	
D ₂ -D ₃			700-800	
D ₁			600-900	
AR-PR				

Рис. 8.24. Сводные литолого-стратиграфические разрезы осадочного чехла западной части зоны сочленения Скифской и Русской плит (окончание на с. 275)

**Каракульско-Смушковская зона
поднятий**

Отдел	Ярус	Нефтегазо-поисковые скважины	Литология	Мощность м	Характер- ная фауна
J ₂					
P ₁				90-1300	☉
C ₃				160-730	☉
C ₂	m			280-1300	☉
	b			120-320	☉
C ₁	s			70-230	☉
	v _{3al}			800-1100	☉
	v ₂			270-350	☉
	v ₁			30-240	☉
	t			280-470	☉
D ₃	fm			600-800	
	f			400-700	
D ₂				500-800	
D ₁				600-1100	
AR-PR					

Кряж Карпинского

Отдел	Ярус	Нефтегазо-поисковые скважины	Литология	Мощность м	Характер- ная фауна
N				400-500	
P				300-1300	
K ₃				50-350	
				0-75	
K ₁	al			200-400	☉
	a			50-100	☉
	na			0-20	☉
J ₃				0-180	☉
J ₂	bt+b			40-400	☉
	a			100-300	☉
J ₁				60-180	

Ниже отложения не вскрыты

Рис. 8.24 (окончание)

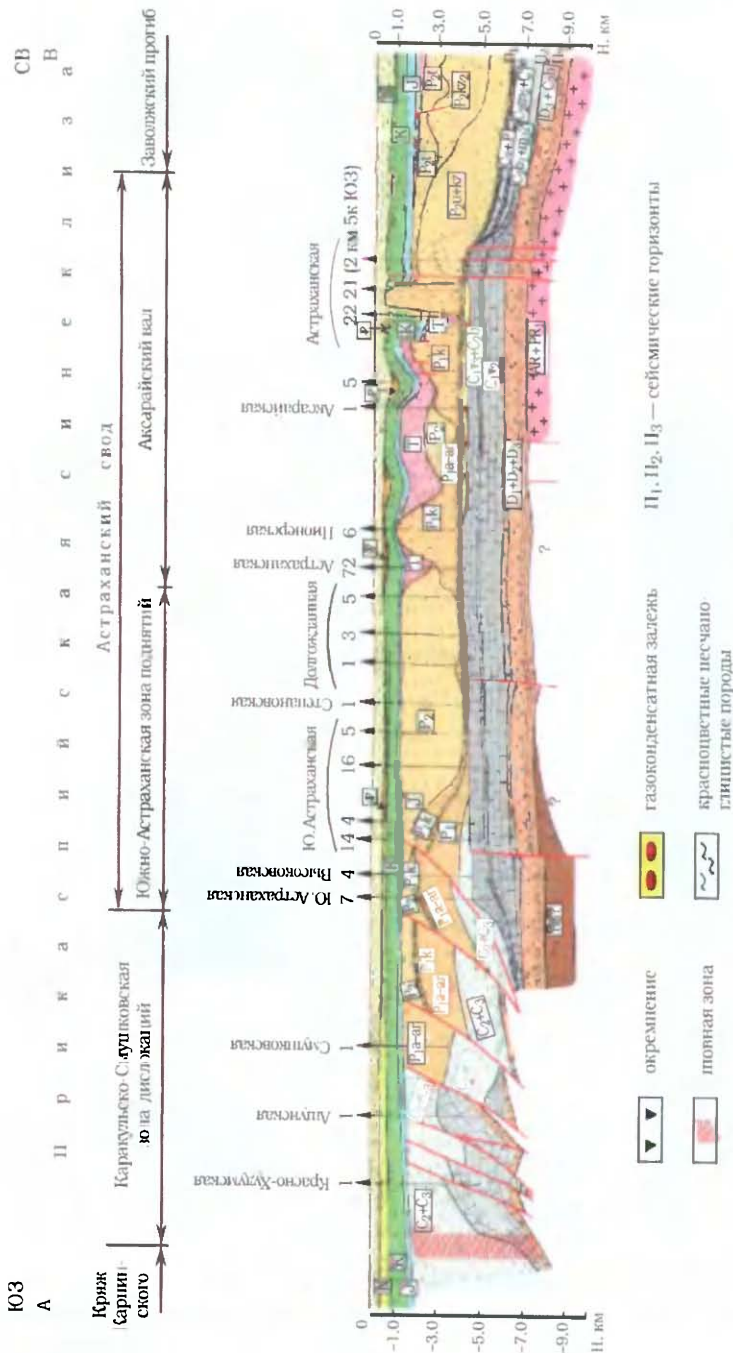


Рис. 8.25. Геолого-геофизический разрез через Астраханское сводовое поднятие и профиллю А-В (линию профиля см. на рис. 2.24)

данным сейсморазведки и гравиметрической съемке, развиты соляно-купольные структуры. В акваториальной части их выявлено более пятидесяти. Вблизи северного берега, где первоначальная мощность соли большая, строение куполов сложное, отмечаются значительная нарушенность *подсолевого* комплекса, большая высота штоков. По мере приближения в южном направлении к зоне выклинивания *соленосных* отложений наблюдается увеличение глубин залегания соляных ядер, уменьшаются их размеры и постепенно затухает соляно-купольная тектоника. Вследствие этого в *надсолевом* комплексе получают развитие относительно крупные структурные ловушки (типа Прорвы), способные содержать залежи полного контура. На структуре Прорва-морская уже установлены залежи такого типа.

Результаты анализа имеющихся геолого-геофизических данных подтверждают [93, 94, 95], что акваториальная часть Прикаспийской синеклизы характеризуется довольно большими глубинами залегания подошвы осадочного чехла. Исходя из материалов по северному, западному и восточному побережью Каспийского моря, а также из результатов геофизических исследований акватории можно полагать, что поверхность кристаллического фундамента залегает здесь на глубинах 8–11 км. В целом она, по-видимому, выражена в виде моноклинали, воздымающейся в северном и северо-западном направлении. Так, на морском западном продолжении Южно-Эмбинского авлакогена поверхность фундамента отмечается на глубине 11–12 км, а на южных склонах Новобогатинского и Гурьевско-Кульсаринского сводов глубина залегания фундамента составляет 7–8 км. Фундамент в рассматриваемой зоне глубинными разломами разбит на сравнительно крупные блоки. Среди разломов преобладают разломы широтного и субмеридионального направлений, лишь крупный Астрахано-Гурьевский разлом протягивается в ЮЗ–СВ направлении, который условно можно считать границей между Скифской и Туранской плитами, так как резкой тектонически выраженной границы между ними нет.

Дифференцированные, преимущественно вертикальные подвижки блоков фундамента в значительной мере предопределили строение *подсолевого палеозойского* и вышележа-

щих комплексов. В рельефе фундамента имеются отдельные выступы и впадины, что обусловило формирование в осадочном чехле положительных и отрицательных структур второго порядка.

Мощность палеозойских докунгурских отложений в пределах морского продолжения Южно-Эмбинского авлакогена и Каракульско-Смушковой зоны дислокаций достигает 6–7 км, и к северу она сокращается, составляя 2–3 км на южных склонах Новобогатинского и Биикжальско-Кульсаринского сводовых поднятий.

О строении подсолевого палеозойского комплекса можно судить по нескольким сейсмическим горизонтам, наиболее уверенными из которых являются отражающий **горизонт Π_1** , который, так же как и на суше, отождествляется с подошвой соленосной толщи кунгура. Основываясь на данных сейсморазведки и глубокого бурения на суше (скв. Володарская П-2, СГ-2 Биикжальская, Южно-Эмбинская П-1), можно предполагать, что в основании платформенного чехла рассматриваемого региона развита мощная (до 3–4 км) толща преимущественно терригенных осадочных образований нижнего и среднего палеозоя, а возможно, и верхнего протерозоя. Выше в разрезе подсолевого палеозоя развита также мощная преимущественно карбонатная верхнедевонско-каменноугольно-нижнепермская толща. На смежной с рассматриваемой акваторией Северного Каспия площади Каратон скважинами Г-3 и Г-5 в интервалах 5128–5506 м (забой) и 5107–5518 м (забой) соответственно были вскрыты мелководно-морские карбонатные образования франского яруса верхнего девона, представленные, в основном, органогенными известняками, реже — мелкозернистыми доломитами. На верхнедевонских карбонатных отложениях в разрезах южной зоны Прикаспийской синеклизы залегает мощная толща (свыше 1000 м) шельфовых карбонатных отложений ниже- и среднекаменноугольного возраста, представленных органогенными и органогенно-обломочными известняками, реже — доломитами. Глинистые породы в составе этой толщи имеют незначительное развитие, а терригенно-обломочные породы встречаются лишь эпизодически.

В пределах рассматриваемого региона в подсолевом комп-

лексе Прикаспийской синеклизы выделяется крупная верхнедевонско-каменноугольно-нижнепермская **Астраханско-Тенгизская карбонатная платформа**, которая охватывает почти всю акваторию Северного Каспия. На севере по разломам карбонатная платформа граничит с Новобогатинским и Биикжальско-Кульсаринским сводовыми поднятиями. На западе она распространяется до глубокого Карпинского прогиба, на востоке — до узкого Южно-Каратонского прогиба. Южной границей платформы являются палеозойские складчатые образования — кряж Карпинского, Южно-Эмбинское палеозойское поднятие и их морское продолжение. С севера вдоль этих складчатых сооружений (в составе Прикаспийской синеклизы) прослеживается узкая (20–40 км) межплатформенная шовная зона, именуемая вдоль кряжа Карпинского Каракульско-Смушковой зоной дислокаций, вдоль Южно-Эмбинского поднятия — Тугоракчан-Сарыкумской зоной складчатых образований. Границей между складчатыми палеозойскими сооружениями кряжа Карпинского и Каракульско-Смушковой зоной дислокаций является региональная Донецко-Астраханская зона глубинных разломов и надвигов (краевой шов). Границей между складчатыми структурами Южно-Эмбинского поднятия и Тугоракчан-Сарыкумской шовной зоной является Южно-Эмбинский осевой разлом. Все отмеченные структурно-тектонические элементы суши имеют свое продолжение и в акватории Каспия. Характер сочленения складчатых сооружений кряжа Карпинского и Южно-Эмбинского поднятия в море остается невыясненным (рис. 8.26).

Как отмечалось выше, северная часть акватории Северного Каспия представляет собой южное окончание Прикаспийской синеклизы с присущими ей характерными чертами строения и развития. Основные перспективы нефтегазоносности здесь связываются с верхнедевонско-каменноугольно-нижнепермской карбонатной толщей.

Рассматриваемую часть Прикаспийской синеклизы осложняют крупная **Кашаган-Тенгизская зона** поднятий, морское продолжение Астраханско-Имашевской зоны поднятий, в северной прибрежной зоне — южные периклиналы Новобогатинского и Гурьевско-Кульсаринского сводовых под-

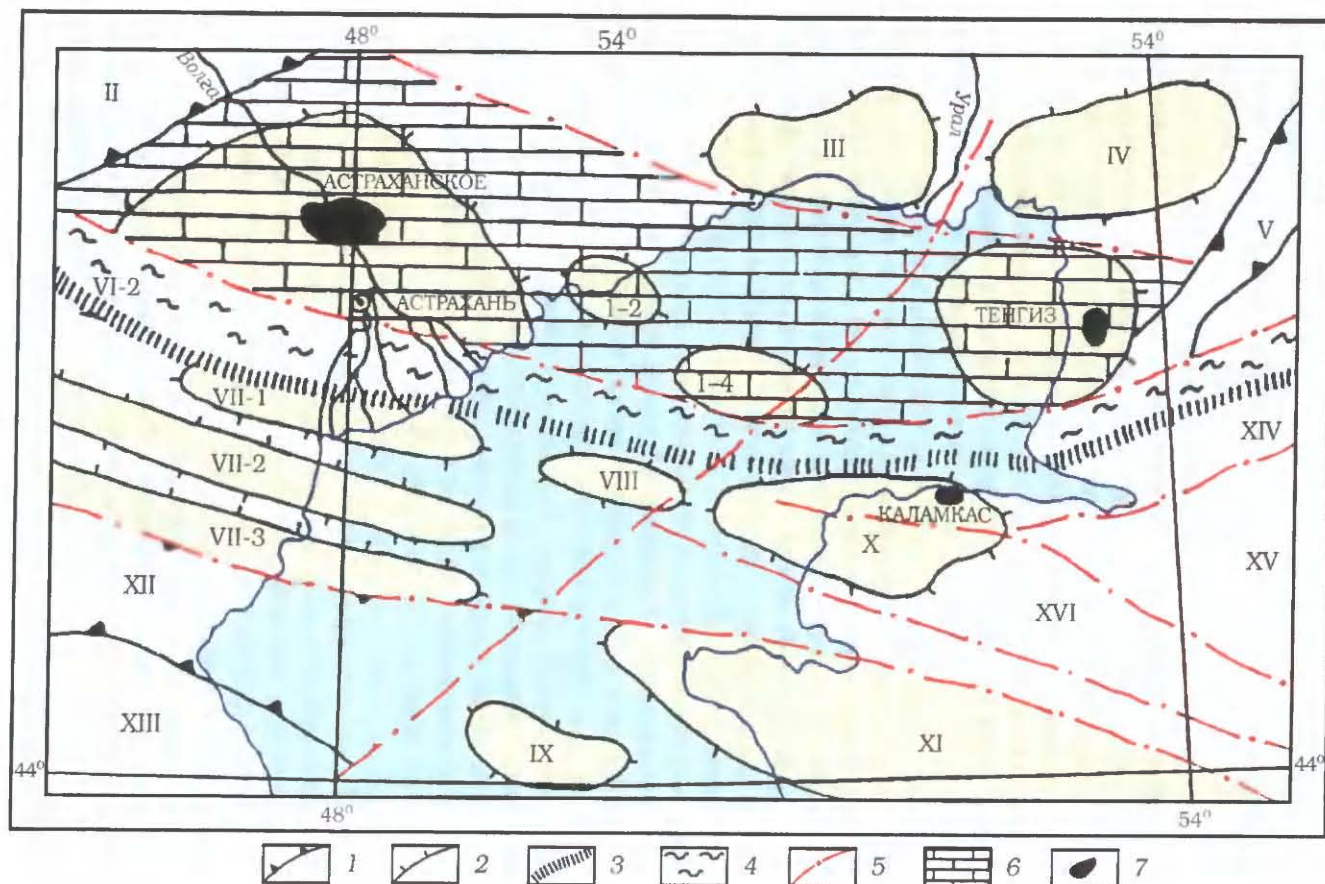


Рис. 8.26. Схема тектонического строения Северо-Каспийского региона:

1 — граница структуры первого порядка; 2 — граница структуры второго порядка; 3 — тектонический шов; 4 — межплатформенная шовная зона; 5 — региональные разломы; 6 — карбонатная платформа; 7 — крупнейшие месторождения УВ; тектонические элементы: I — Астрахано-Тенгизское палеозойская карбонатная платформа: I-1 — Астраханское сводовое поднятие; I-2 — Южно-Жамбайский вал; I-3 — Кампаган-Тенгизская группа поднятий; I-4 — Северо-Каспийская группа поднятий. II — Сарпинский прогиб; III — Новобогатская группа поднятий; IV — Биикжалско-Кульсаринское сводовое поднятие; V — Южно-Каратонский прогиб. VI — Межплатформенная шовная зона: VI-1 — Каракульско-Смушкова шовная зона; VI-2 — Тугаракчан-Сарыкумская шовная зона; VII — кряж Карпинского; VII-1 — Полдневская зона поднятий; VII-2 — Промысловско-Ракушечная зона поднятий; VII-3 — Каспийско-Камыпинская структурная терраса; VIII — Кулалинский вал; IX — Тюленевский свод; X — Северо-Бузачинское сводовое поднятие; XI — Центрально-Мангышлакская зона поднятий; XII — Восточно-Манычский прогиб; XIII — Прикумская зона поднятий; XIV — Южно-Эмбинское поднятие; XV — Северо-Устьюртский прогиб; XVI — Центрально-Бузачинская зона поднятий

нятий, расположенных, в основном, на суше, на юге синеклизы — Каракульско-Смушковская и Тугоракчан-Сарытумская шовные зоны. Эти крупные структурно-тектонические элементы палеозойского подсолевого комплекса, в свою очередь, осложнены более мелкими структурами.

Кашаганско-Тенгизская зона поднятий, восточная часть которой хорошо изучена в пределах суши, далеко распространяется в акватории моря. Эту зону осложняют на севере Приморский вал, с которым на суше связан ряд месторождений УВ (Тереньюзук, Тажигали, Пустынное, Каратон); на западе выделяется Кашаганский вал, где из подсолевых палеозойских карбонатных отложений в двух поисково-разведочных скважинах были получены крупные промышленные пригокинефти и газа; на юго-востоке можно выделить Шабурбалинско-Тенгизскую группу поднятий. Все эти структуры в допермское время, по-видимому, слагали единый карбонатный массив, сходный с Астраханским сводовым поднятием.

Кашаганский вал объединяет два крупных локальных поднятия — Восточный Кашаган и Западный Кашаган (Кер-Оглы), а также несколько мелких поднятий. Формирование этого вала, по-видимому, связано с глубинным разломом северо-восточного простирания. Протяженность вала достигает 110 км при ширине 20–35 км.

Структура Восточный Кашаган по сейсмическому горизонту, отождествляемому с кровлей подсолевых отложений, имеет вид вытянутого треугольника с широкой юго-западной периклиналью (30–35 км) и узкой — северо-восточной. Сводовая часть поднятия осложнена несколькими вершинами, кровля подсолевого горизонта на которых зафиксирована на глубине 3800–4000 м. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе — кровле подсолевого горизонта 4200 м — составляют: длина 60 км, ширина на юго-западе — 28 км, на северо-востоке — 4–7 км. Амплитуда — более 400 м. К юго-западу от структуры Восточный Кашаган, отделяясь неглубокой перемычкой (седловиной), расположено локальное поднятие Западный Кашаган (Кер-Оглы).

Структура Западный Кашаган вытянута также в северо-восточном направлении. Глубина залегания кровли подсолевого горизонта в своде поднятия составляет 3800 м.

Западная периклиналь структуры из-за ухудшения качества сейсмического материала остается неизученной. Размеры поднятия 30×18 км. Несколько южнее Кашаганского вала в палеозойских отложениях сейсморазведкой выявлено несколько незначительных по размерам ($3-5 \times 7-12$ км) локальных поднятий различной по простиранию ориентировки.

К востоку от Кашаганского вала, отделяясь от последнего неглубокой перемычкой, по кровле подсоловых отложений очерчивается достаточно крупная структура сводового типа, восточная часть которой расположена на суше. Свод его осложняет **Шабурбалинское локальное поднятие**. Структура вытянута в субширотном направлении. Восточная периклиналь ее расположена на суше. Глубина кровли подсолового горизонта в своде Шабурбалинского поднятия составляет 4200 м.

К юго-востоку от Астраханского свода в прибрежной зоне в подсоловом палеозойском комплексе установлено крупное **Южно-Жамбайское поднятие**. Его размеры по подсоловому горизонту 25×65 км. Структура вытянута в 3-СЗ направлении. С юга оно осложнено тектоническим нарушением. Глубина кровли подсолового комплекса составляет 4400–4600 м. На юго-восточном продолжении Южно-Жамбайской структуры в подсоловой палеозойской толще выявлено еще несколько локальных поднятий небольшого размера. С открытием залежей УВ на Южно-Жамбайской структуре эти поднятия также будут представлять определенный интерес для поисков скоплений УВ.

В самой северной шельфовой зоне моря в палеозойском подсоловом комплексе выявлено достаточно крупное Трехбратское локальное поднятие и на некотором расстоянии от него еще несколько поднятий меньшего размера.

К югу от Кашаганского вала и Шабурбалинского поднятия в подсоловом комплексе вырисовывается узкий ($15-12$ км) прогиб, протягивающийся в широтном направлении от берега на запад на расстоянии 100 км. Глубина залегания кровли подсоловых отложений в осевой части прогиба достигает 6–6,2 км. Южнее этого прогиба в сторону п-ова Бузачи наблюдается воздымание в южном направлении кровли подсолового комплекса, где указанный горизонт зафиксирован на глубине 5–5,4 км.

Протягивающаяся вдоль кряжа Карпинского и Южно-Эмбинского поднятия **Каракульско-Смушковская-Тугоракчан-Сарыкумская межплатформенная шовная зона** сложена девонско-нижнепермскими образованиями. С севера она ограничена разрывными нарушениями. Палеозойские породы шовной зоны дислоцированы, сильно уплотнены, осложнены многочисленными дизъюнктивными нарушениями и характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В пределах Каракульско-Смушковской зоны дислокаций в палеозойских отложениях не было выявлено ни одного промышленного скопления УВ.

Южнее шовной зоны в пределах эпигерцинской Скифско-Туранской плиты далеко в море прослеживаются структуры кряжа Карпинского, Северо-Бузачинского сводового поднятия, Южно-Бузачинского прогиба, Центрально-Мангышлакской зоны поднятий, Каспийско-Сегейдыкского прогиба (см. рис. 8.23).

Складчатые палеозойские образования кряжа Карпинского протягиваются в море в сторону п-ова Бузачи. К этой складчатой зоне в море под острым углом примыкает **Южно-Эмбинское палеозойское поднятие**. Характер их сочленения в море остается неизученным.

П-ов Бузачи и расположенная к западу от него акватория Каспийского моря относятся к эпигерцинской Скифско-Туранской плите. По характеру волнового поля в акваториальной части, так же как и на суше, на временных разрезах здесь выделяются два структурных этажа.

Верхний этаж характеризуется преимущественно слабосхолмленным залеганием сейсмических горизонтов, освещающих строение юрской и вышележащей мезокайнозойской части осадочного разреза. В этой толще уверенно прослеживается несколько отражающих горизонтов, наиболее четким из которых является III отражающий горизонт, отождествляемый с подошвой меловых отложений.

Для **нижнего доюрского этажа** характерно сравнительно крутое залегание отражающих горизонтов, которые срезаются верхним этажом. Границей между этими этажами служит уверенно выделяемый V отражающий горизонт.

Характер соотношения сейсмических структурных комплексов свидетельствует о крупном размыве отложений нижнего структурного этажа, который по аналогии с сушей охватывает промежуточный палеозойско-триасовый структурный комплекс отложений (ПСК). Этот комплекс широко распространен на Мангышлаке и п-ове Бузачи. Он обладает большой мощностью отложений. На Северо-Бузачинском своде и Центрально-Бузачинском вале его толщина достигает 5000 м и более.

В районе Центрально-Мангышлакских дислокаций толщина ПСК превышает 10 км. Палеозойско-триасовые дислокации Центрального Мангышлака протягиваются в море, где происходит их замыкание. В этом ПСК выделяются два подкомплекса — палеозойский и верхнепермско-триасовый. Последний представлен преимущественно терригенной сероцветной толщей, породы которой менее дислоцированы и уплотнены. Эта толща представляет определенный интерес для поисков скоплений УВ. Мощность ее на склонах поднятий и в прогибах достигает 1000 м и более (рис. 8.27).

В северо-западной части полуострова Бузачи в платформенных отложениях развито крупное **Северо-Бузачинское сводовое поднятие**, осложненное Каламкаским, Каражанбасским и Долгинецким валами. Эти валообразные структуры к западу от берега далеко прослеживаются в море. Так, Северный Каламкаско-Каратурунский вал запад-северо-западного простирания в море прослеживается на 70 км. Каражанбасский вал широкого простирания в море протягивается на 50 км. Долгинецкий вал, также широкого простирания, почти весь расположен в море (45 км), лишь восточная периклиналь его находится на суше. Валы, в свою очередь, осложнены локальными поднятиями. Как на суше, так и в акватории валообразные структуры связаны с крупными разрывными нарушениями. Один из разломов проходит через центральную часть Северо-Бузачинского сводового поднятия. К нему на суше приурочены локальные поднятия Каражанбас, Северные Бузачи, Жаманорпа, севернее находятся также приразломные структуры Каламкас, Каратурун. Здесь на суше в юрских и меловых отложениях открыты нефтяные месторождения

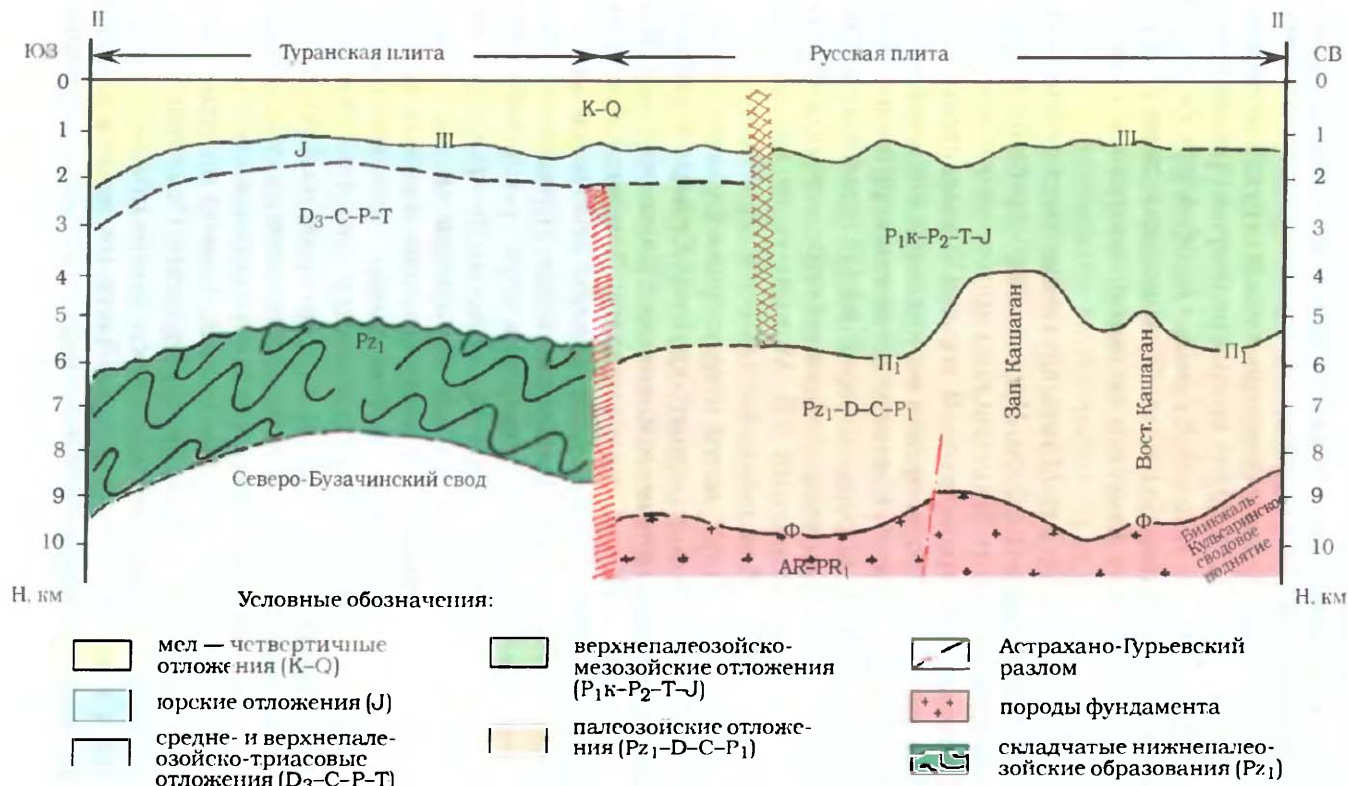


Рис. 8.27. Схематические геолого-геофизические разрез осадочного чехла Северного Каспия
(окончание на с. 287)

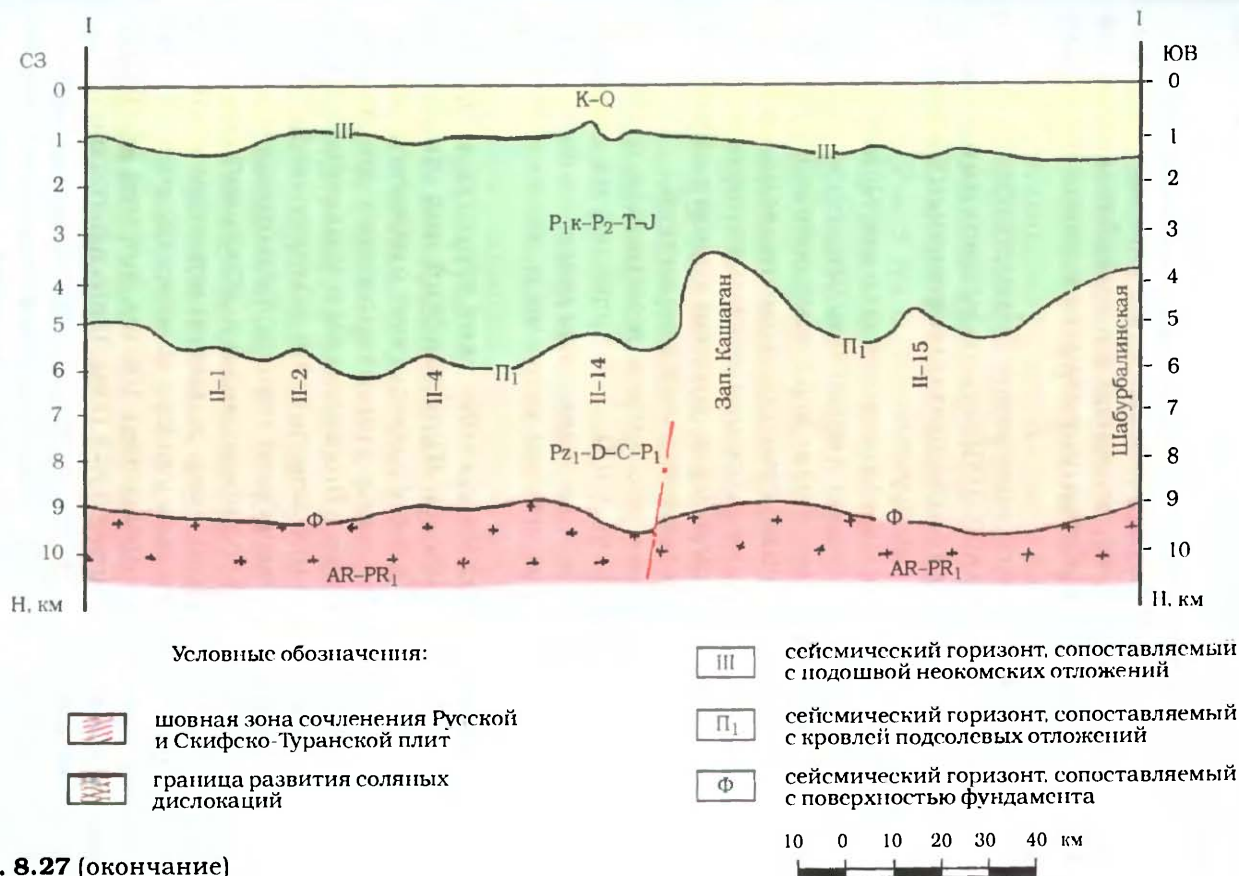


Рис. 8.27 (окончание)

Каражанбас, Северо-Бузачинское, Жалгизтобе, Каламкас, Арман, Северо-Каражанбасское, Каратурун, Восточный Каратурун.

Юрский продуктивный комплекс представлен терригенными отложениями, переслаиванием глин и песчано-алевритовых пород. На склонах поднятий и в прогибах появляется пачка (до 100 м) карбонатно-глинистых пород оксфорда и волжского яруса.

Мощность юрского комплекса изменяется от 250 м на сводах поднятий до 800–1000 м на их склонах и в прогибах. Основные продуктивные горизонты приурочены к байоскому, батскому и келловескому ярусам.

Меловой продуктивный комплекс на п-ове Бузачи представлен преимущественно терригенными отложениями. Представлен он неравномерно переслаивающимися песчано-алевритовыми и глинистыми породами неокома, апт-альба и сеномана. Продуктивная толща перекрыта глинисто-карбонатной пачкой верхнего мела, которая вместе с глинистой толщей апта является региональной покрывкой.

Мощность мелового комплекса изменяется от 500 м на сводах поднятий до 1000 м и более на их склонах и в прогибах. Продуктивные горизонты приурочены к готеривскому, барремскому ярусам неокома и нижнеаптскому подъярсу.

Западнее морских Каражанбасских структур геофизическими работами выявлен **Кулалинский вал** широтного простирания. В плане ему соответствует относительно интенсивная положительная гравитационная аномалия. Кулалинский вал вместе с Полдневским и Каражанбасским валами составляет единую зону линейно вытянутых структур.

По поверхности доюрского палеозойско-триасового основания Кулалинский вал представляет собой наиболее приподнятую структурную зону, характеризующуюся резко сокращенной мощностью юрских и меловых отложений. Длина вала немногим превышает 100 км, ширина 25–30 км, а амплитуда его достигает 0,8–1,0 км. В его центральной части поверхность доюрского основания зафиксирована на глубине 1,7–2,0 км, кровля юры — на отметках 900–1100 м, а кровля мела — на абсолютных глубинах — 200–400 м.

Центральная часть вала осложнена крупными локальными поднятиями. Северный склон вала осложнен глубинным разломом, четко выделяемым в доюрских отложениях и переходящим в более молодых образованиях во флексурную зону. Важной особенностью в строении вала является резкое угловое несогласие между доюрским и юрско-меловым комплексами. Подстилающие юру пермотриасовые (палеозойско-триасовые) отложения умеренно дислоцированы (углы $8-10^\circ$) за исключением зон активно развивающихся глубинных разломов. Мощность промежуточного палеозойско-триасового комплекса, по данным сейсморазведки, в пределах вала составляет 2–2,5 км и более. По геологическому строению и развитию Кулалинский вал во многом сходен с Бузачинским, Каражанбасским и Каламкаским валами и, несомненно, представляет большой интерес для нефтепоисковых работ по юрским и нижнемеловым отложениям.

К северу от Кулалинского вала расположена **Северо-Каспийская группа локальных поднятий** (Камеральное, Южно-Камеральное, Камеральное-восточное, Июльское, Маяковское и др.). Кровля юрских отложений в сводах структур составляет 1200–1300 м. Размеры структур 8–12×15–25 км. По характеру строения и развития эти структуры, по-видимому, имеют большое сходство с Бузачинскими локальными поднятиями и представляют значительный интерес для нефтегазопоисковых работ.

Герциниды кряжа Карпинского, согласно геофизическим материалам, под водами Каспия далеко протягиваются на востоке и в районе Астрахано-Гурьевского разлома, по-видимому, сливаются с Бузачинско-Центрально-Устюртской зоной палеозойских складчатых образований. Складчатая зона кряжа Карпинского и Бузачинско-Центрально-Устюртская геосинклиналь сопровождаются сравнительно высоким уровнем напряженности магнитного поля и преимущественно положительными значениями аномалий силы тяжести в виде линейных максимумов субширотного простиранья.

Складчатый палеозойский фундамент кряжа Карпинского у побережья Каспийского моря залегает на глубине 2–3 км. Каменноугольно-нижнепермские образования фун-

дамента кряжа представлены переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевроитов, глинистых сланцев с редкими прослоями известняков и мергелей. Углы падения слоев составляют 15–65° и более. В верхнепермско-триасовое время в пределах кряжа Карпинского и расположенного южнее его Манычского прогиба накапливалась пестроцветная толща, сформированная позже в самостоятельный переходный (промежуточный) комплекс. Породы этого комплекса заполняют эрозионно-тектонические впадины складчатого фундамента.

Платформенный этап развития на территории кряжа Карпинского начался с юрского времени. Основные нефтегазоносные горизонты здесь связаны с нижнемеловыми и юрскими преимущественно терригенными отложениями. Юрские и меловые структуры образуют валообразные цепочки, вытянутые вдоль кряжа в субширотном направлении.

У западного побережья Каспия на суше выделяются Полдневский, Промыслово-Цубукский валы и Каспийско-Камышитовая структурная терраса. Здесь в юрских и меловых отложениях выявлен ряд газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений (Промысловское, Межевое, Каспийское, Ермолинское и др.).

На морском продолжении Полдневского вала расположен Белинский вал, а морским продолжением Промыслово-Цубукской зоны структур является Ракушечный вал, который на востоке сближается с продолжающимся в море Тюб-Караганакским валом. Все эти валообразные структуры осложнены значительным количеством локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются Широтная, Ракушечная, Морская, Баутинская, Белинская, Кулалинская.

Находят свое продолжение в море крупные структурно-тектонические элементы — Восточно-Манычский прогиб и Прикумская зона поднятий. К востоку от них в море расположен Тюленевский свод, осложненный Хвальнским и другими локальными поднятиями.

8.5.2. Геологические особенности месторождений и перспективных структур на шельфе Северного Каспия

В акватории Северного Каспия на сегодняшний день охарактеризованы бурением три площади. В казахстанском секторе — Кашаган, в российском секторе — Широтная и Хвалынская. На всех перечисленных площадях получены притоки УВ.

Нефтяное **месторождение Кашаган** связано с подсолевыми палеозойскими структурами Кашаган и Кер-Оглы.

Структура Кашаган (Восточный Кашаган) по отражающему горизонту П1, отождествляемому с кровлей подсолевых отложений, имеет вид треугольника с широкой юго-западной периклиналью (30–35 км) и узкой северо-восточной. Сводовая часть структуры осложнена несколькими вершинами, кровля подсолевого горизонта в которых составляет 3800–4000 м. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе подсолевого горизонта 4200 м, длина 38 км, ширина на юго-западе 28 км, на северо-востоке — 4–7 км (рис. 8.28).

К юго-западу от структуры Кашаган, непосредственно примыкая к ней, расположена структура Кер-Оглы (Западный Кашаган). Несомненно, обе эти структуры можно объединить в один вал, формирование которого, по-видимому, связано с глубинным разломом северо-восточного простирания.

Структура Кер-Оглы (Западный Кашаган) вытянута в северо-восточном направлении. Глубина залегания кровли подсолевого горизонта в своде поднятия составляет 3800 м. Западная периклиналь структуры из-за ухудшения сейсмического материала остается неизученной. Размеры структуры 32×11 км.

С августа 1999 г. по июль 2000 г. на участке Восточный Кашаган было проведено разведочное бурение с баржи “Сункар”. В результате из подсолевых карбонатных отложений карбона был получен промышленный приток УВ: дебит нефти — 600 м³/сут, дебит газа — 199 тыс.м³/сут на штуцере 12,7 мм.

На участке Западный Кашаган разведочное бурение проводилось с сентября 2000 г. по май 2001 г. В результате

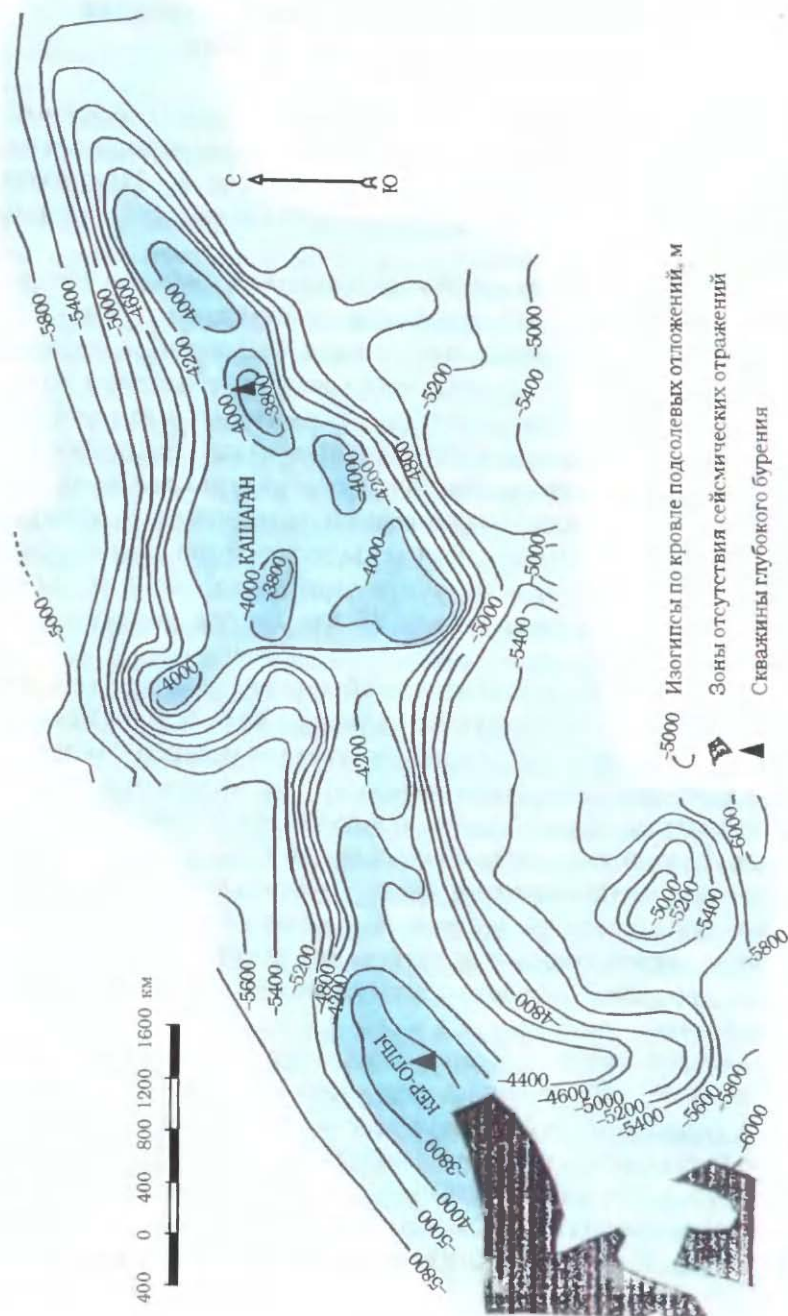


Рис. 8.28. Структурная карта по кровле подсолевых отложений Кашаганской площади

из подсолевых карбонатных отложений карбона был получен промышленный приток нефти дебитом $540 \text{ м}^3/\text{сут.}$ газа — $215 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ на штуцере 12,7 мм.

Полученная нефть легкая, маловязкая, сернистость 1,87 %, плотность $798,5\text{--}805,9 \text{ кг/м}^3$. Содержание бензиновых фракций до 41 % при температуре 200°C , до 74,5 % при 350°C . В составе растворенного газа содержится метана — 46,3 %, сероводорода — 16,5 %.

Разрез продуктивных башкиро-визейских отложений представлен различными типами био- и фитогенных известняков; органогенно-водорослевые известняки почти наполовину состоят из обломков макрофауны; встречаются сгустково-комковатые и оолитовые разности; характерны процессы переогложения. Породы неравномерно перекристаллизованы, слабо доломитизированы. Цемент кальцитовый (15–30 %). коллекторы поровые, трещинно-поровые, средняя емкость коллекторов по ГИС — 7,3–8,6 %. В качестве флюидоупора выступает кунгурский соленосный комплекс. Предполагается, что геологическое строение площади будет близким к строению месторождения Тенгиз.

Газонефтяное месторождение им. Юрия Корчагина приурочено к структуре Широкая, которая относится к Ракушечному валу (см. рис. 8.23).

Структура Широкая выделяется по юрским и меловым отложениям. На структуре пробурены две скважины.

В скв. № 1 испытаны четыре интервала:

— I интервал (1544–1554,5 м):

а) Q_H — $377,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$;

б) Q_T — $123,7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ (штуцер 15,88 мм);

— II интервал (1510–1528 м):

а) Q_T — $171,6 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$;

б) Q_K — $11 \text{ м}^3/\text{сут}$ (штуцер — 15,88 мм);

— III интервал (1462–1495 м):

а) Q_T — $399,6 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$;

б) Q_K — $27,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$;

в) К/содерж. — $73,1 \text{ г/м}^3$ (штуцер — 15,88 мм);

— IV интервал (1359–1402 м):

а) Q_T — $28,3 \text{ т м}^3/\text{с}$ (штуцер — 9,53 мм).

В скв. № 2 из терригенных альб-аптских отложений полу-

чен приток газа, интервал: 1501–1536 м, Q_K — 34,5 м³/сут; Q_T — 479 тыс. м³/сут.

Средневзвешенное значение коэффициента пористости по ГИС равно 19 %, коэффициента нефтенасыщенности — 0,8 %.

Физико-химическая характеристика нефти:

- начало кипения 50 °С;
- температура застывания минус 5 °С;
- содержание парафина 6,8 %;
- смол 1,65 %;
- асфальтенов и серы около 0,1 %.

Плотность сепарированной нефти 0,819 г/см³, газо-содержание 125,7 м³/т.

Залежь нефти, вскрытая в интервале I, относится к верхнеюрским отложениям волжского яруса. Залежь приурочена к 13-метровой пачке доломитов буровато-серых, скрытозернистых, неравномерно выщелоченных, каверново-пористых, неравномерно трещиноватых, пористость достигает 23–27 %. Перекрываются доломиты 4-метровым пластом плотных непроницаемых глин готерива. Вышележащие нижнемеловые отложения представлены терригенной толщей — 338 м. трансгрессивно залегающей на образованиях верхней юры. О стратиграфическом несогласии свидетельствует отсутствие верхневолжских, беринских и валанжинских отложений, а также наличие в основании меловой толщи базальтных конгломератов.

В нижнемеловом комплексе по литолого-фациальным особенностям пород, их фильтрационно-емкостным свойствам, характеру нефтегазонасыщения можно выделить два природных резервуара: неокомский и апт-альбский.

Неокомский природный резервуар представлен коллекторами гранулярного типа, приурочен к пластам алевроитопесчаных пород готеривского и барремского ярусов. Мощность коллекторов от 0,5 до 15,2 м, преобладают 1,2–2,6 м. Коллекторы переслаиваются с непроницаемыми глинистыми пластами. Пористость достигает 25 %, коэффициент газонасыщенности составляет 0,79. В неокоме выявлена газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой.

Апт-альбский резервуар представлен мощной (261 м)

толщей переслаивания алевритов и глин. Продуктивная часть разреза содержит две несообщающиеся газоконденсатные залежи — по одной в отложениях апта и альба. Порода-коллекторы гранулярного типа представлены маломощными (до 5 м) пластами крупнозернистых алевритов. Пористость достигает 20–27 %.

Хвалынское газоконденсатное месторождение приурочено к одноименной структуре, отнесенной нами — к Тюленевскому своду (см. рис. 8.23).

Хвалынская структура прослеживается по юрским и меловым отложениям. На структуре пробурена одна скважина, забой на глубине 4200 м. Приток газа получен из кровли юрских отложений 2978–2998, Q_T — 890 тыс. м³/сут на штуцере 17,46 мм, K /содерж. — 95,3 г/м³. Коллектор сложного типа кавернозно-порово-трещинный, приуроченный к пласту доломитов, перекрытых пятидесятиметровой толщей ангидрита, служащей крышкой. Продуктивная часть разреза представлена доломитами серого, буровато-серого цвета, тонкокристаллическими, известковистыми, неравномерно-каверново-поровыми, битуминозными. Пористость по ГИС достигает 20 % (рис. 8.29).

В настоящее время в акватории Северного Каспия выделяется более 98-ми локальных структур (объектов), запасы УВ на которых могут быть рентабельными (рис. 8.30). Для данного фонда структур характерны следующие особенности:

- по принадлежности к продуктивному комплексу структуры делятся на подсолевые палеозойские (31) и мезозойские (68); углеводороды, заполняющие палеозойские структуры, имеют значительное сероводородное заражение;

- продуктивными комплексами являются подсолевые карбонатные отложения карбона мощностью 700–800 м и юрско-меловой комплекс отложений, также имеющий мощность около 700 м. Коллекторы в последнем случае приурочены к терригенным и карбонатным пластам;

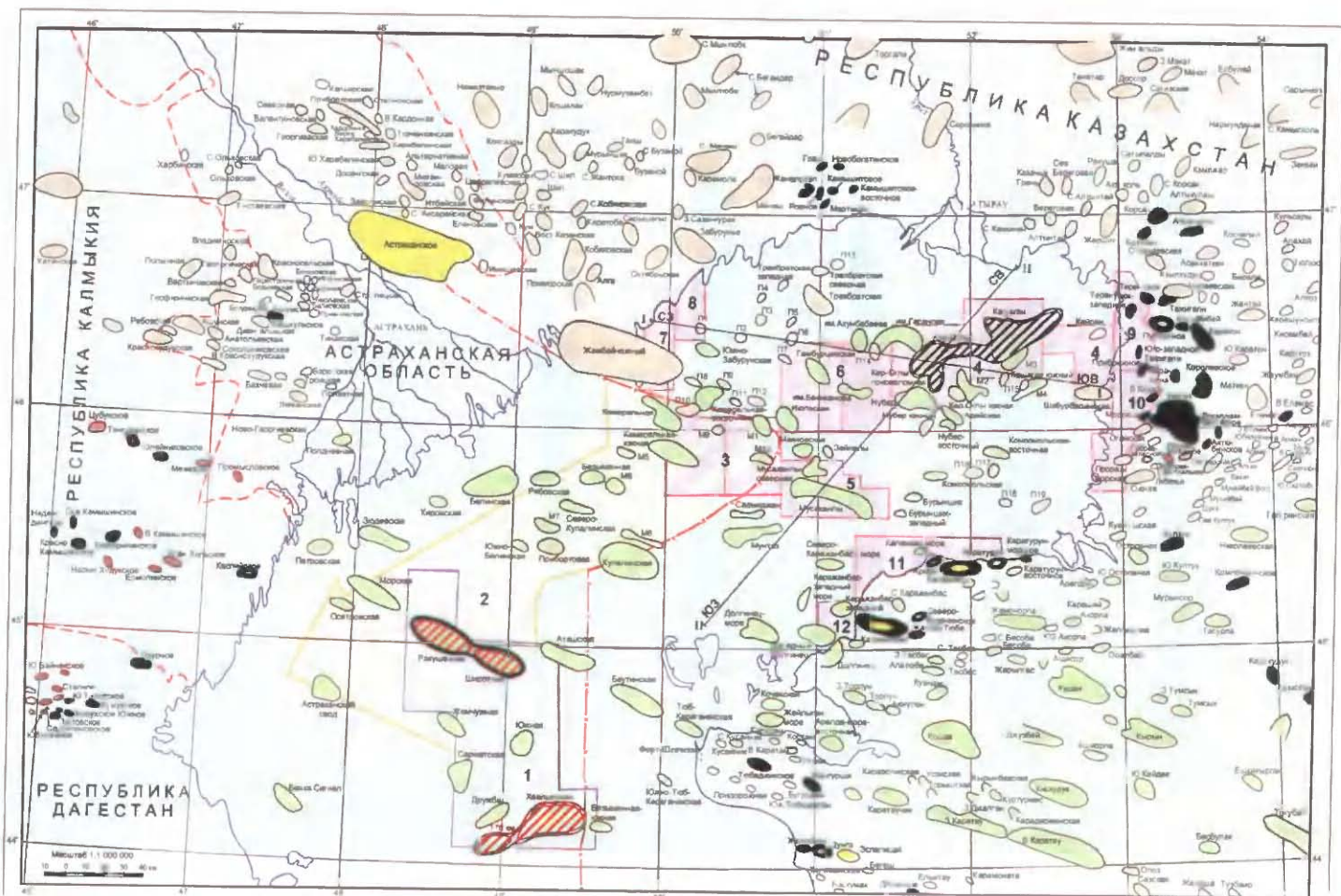
- по глубине залегания кровли продуктивных комплексов выделяются палеозойские структуры (глубина 4000 м), мезозойские структуры, примыкающие к п-овам Бузачи и Тюб-Караганак (глубины менее 1000 м); примыкающие к западному побережью Северного Каспия (глубины от 1000

до 1500 м) и примыкающие к акваториям Центрального Каспия (глубины от 1500 до 3000 м).

Для получения необходимых представлений о возможной нефтегазоносности акваторий с учетом устойчивости, выдержанного характера литологии и фаций в платформенных условиях Северного Каспия и контролируемой этими же факторами продуктивности отложений, а также господствующих в этой обстановке типов структурных форм, обусловленных блоковой тектоникой, ниже дается описание для западной части района — серогазоконденсатного Астраханского месторождения, а для восточной — Тенгизского нефтегазоконденсатного.

Тенгизское нефтяное месторождение. В северо-восточной части побережья Каспийского моря, непосредственно к северу от залива Комсомолец и северо-восточнее п-ова Бузачи находится группа эрозионно-тектонических поднятий — Южное, Пионерское, Тенгиз, Королевское, Огайское, Приморское, Чапаевское и др., которые в допермское время, по-видимому, слагали единый массив, сходный с Астраханским сводовым поднятием. Вскрытая часть подсолевого разреза представлена карбонатными породами позднедевонского, ранне- и среднекаменноугольного и раннепермского возраста. Некоторые локальные поднятия обладают значительной амплитудой — до 800–1000 м. Исследуемый район приурочен к юго-западной периклинали Южно-Эмбинского палеозойского погребенного поднятия, к его наиболее погруженной части, продолжение которой находится в акватории Каспия. Часть массива, расположенная на суше, вытянута примерно на 120 км в меридиональном направлении; его западная половина уходит в море.

В предпермское время, на фоне инверсии Южно-Эмбинского авлакогена, массив был расчленен на отдельные блоки, их своды размыты на разную глубину и на породах нижнего, местами среднего карбона отложились осадки нижней перми. В мезозое произошла существенная перестройка регионального структурного плана, район втянут в область обширных широтных опусканий, приведших к формированию впадины Северного Устья, интенсивному погружению на Мангышлаке, особенно в триасовое время. В результате все



Условные обозначения:

	локальные структуры в отложениях палеозойского комплекса		структурный нос
	локальные структуры в отложениях мезозойского комплекса		структуры, находящиеся в разведочном бурении: а — нефтяные; б — газовые

Месторождения на суше:

	нефтяные		предварительная граница Российской Федерации по морю
	газовые		границы субъектов Российской Федерации
	газонефтяные и нефтегазовые		лицензионные участки ОАО "Лукойл"
	газоконденсатные		совместный ОАО НК "Лукойл", ООО "Газпром" и ОАО "ЮКОС"
	газоконденсатно-нефтяные и нефтегазо-конденсатные		лицензионные участки Республики Казахстан
	граница Российской Федерации		спорные лицензионные участки
			линия геолого-геофизического разреза

Рис. 8.30. Лицензионные участки северной части шельфа Каспийского моря:

1 — Северный (ЛУКОЙЛ); 2 — блок Каспийской нефтяной компании (КНК: ЛУКОЙЛ, Газпром, ЮКОС); 3 — Курмангазы (блоки 13, 14 Казахойл, ЛУКОЙЛ); 4 — Кашаган, Кайран; 5 — Каламкас-море (Юкос); 6 — блоки 15, 16 (Oman Oil Company); 7 — Жамбай-южный; 8 — Забурунье Южное; 9 — Тереньозек; 10 — Прорвинский (JNOC, PGS, Казахстанкаспийшельф, Мангистаумунайгеофизика, НПЦ "Данц"); 11 — Суюктинский (Ogux); 12 — Каражанбас (СП "Каражанбасшельф"; Казахстанкаспийшельф, Triton Energy)

допермские поднятия оказались погребенными под осадками перми, мезозоя и кайнозоя. Локальные поднятия Тенгиз, Королевское и Огайское приурочены к крупной вмещающей структуре по фундаменту размерами 60×35 км и амплитудой около 600 м. По геофизическим данным предполагается, что в основании разреза залегает терригенная толща нижнего палеозоя-девона мощностью до 3–4 км, выше находятся верхнедевонские, нижне- и среднекаменноугольные карбонатные породы, мощность которых возрастает с юга на север от 2 до 3 км и более, известняки, аргиллиты, алевролиты позднеартинского возраста; начиная с кунгура устанавливается тенденция к опусканию, которое продолжалось в позднепермское время, в мезозое и кайнозое до олигоцен-миоценового подъема.

При сопоставлении разрезов глубоких скважин, например по профилю Южное–Тенгиз–Каратон, выясняется, что мелководные шельфовые органогенные известняки, занимающие общую площадь, измеряемую многими сотнями квадратных километров, образуют основание отдельных локальных поднятий, таких как названные выше Южное, Тенгиз, Каратон и другие в этой же зоне — Королевское, Огайское, Тажигали. Эти же породы слагают и отдельные тектонически обособленные приподнятые блоки, с которыми связаны месторождения. По распределению мощностей синхронных отложений, что облегчается обилием палеонтологических остатков, фиксируется конседиментационный рост поднятий. Строение их временами осложнялось на отдельных участках сводов био- и фитогенными надстройками и неравномерными размывами.

Месторождение Тенгиз находится в Эмбинском районе Атырауской области; глубокое бурение проводится с 1976 г., открыта скв. № 1 в 1979 г., когда из интервала 4050–4081 м, из отложений среднего карбона был получен значительный приток нефти. Кровля карбонатного подсолевого комплекса находится на глубинах 3650–4000 м, размеры структуры по изогипсе — 4200 м — равны 15×13 км. Разрез продуктивных башкирско-визейских отложений представлен органогено-водорослевыми известняками, встречаются сгустково-комковатые; характерны процессы переотложения. Породы

неравномерно перекристаллизованы, слабо доломитизированы по порам, кавернам, трещинам. Цемент кальцитовый (15–30 %), состоящий из черного битума группы керитов (импсониты, антраксолиты) высоких стадий катагенеза. Все породы слабоглинистые, в детритовых разностях глинистость достигает 5 % [19, 96. 97].

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) определяются вторичной пористостью, обусловленной выщелачиванием. Процесс стимулировался периодически возникавшей трещиноватостью. Размер пор от 0,5 мм до мелких каверн; содержание их в матрице от 1,5 до 20 %. Залеченные и открытые трещины (с нефтью) вертикальные и горизонтальные; плотность *первых* — 30–35 л/м; *вторых* — очень высокая — до 250 л/м. Таким образом, карбонатный массив Тенгиза является резервуаром слоистого строения, что обусловлено чередованием известняков, в разной степени подвергшихся размывам и вторичным изменениям. Коллекторы поровые и трещинно-поровые; средняя пористость по ГИС не более 5,5 %; средняя емкость коллекторов по ГИС 7,3–8,6 %. Наиболее благоприятные коллекторы имеют пористость не выше 11 % и проницаемость $20 \cdot 10^{-3}$ мкм²; максимальная пористость в известняках башкирского яруса — до 17,6 %. Лучшие коллекторы — в своде поднятия, худшие — на восточном крыле (рис. 8.31).

Пластовое давление на глубине 4600 м равно 83 МПа; коэффициент аномальности 2,0. Высота верхнедевонско-башкирской залежи свыше 1500 м. Плотность нефти с глубины 4055–4073 м равна 0,8166 г/см³; начало кипения 48 °С; выход фракций до 200 °С — 36,0 %, до 300 °С — 70,0 %; содержание серы 0,5 %, парафина — 2,2 %, асфальтенов — 0,7 %, смол силикагелевых — 1,3 %; температура застывания ниже 21 °С; групповой УВ состав преимущественно метановый; в отбензиненной нефти: метанонафтенных — 86,96 %; ароматических — 4,98 %. Плотность нефти в пластовых условиях 0,626 г/см³, вязкость в пластовых условиях 0,22 МПа·с. Состав газа (%): метан — 70; этан — до 10,5; пропан — до 7,5; тяжелых гомологов — до 9; СО₂ — до 2,2; азота — 1,4; в водорастворенных газах сероводорода — до 19,2 %.

На соседних площадях (Каратон, Пустынная), где пласто-

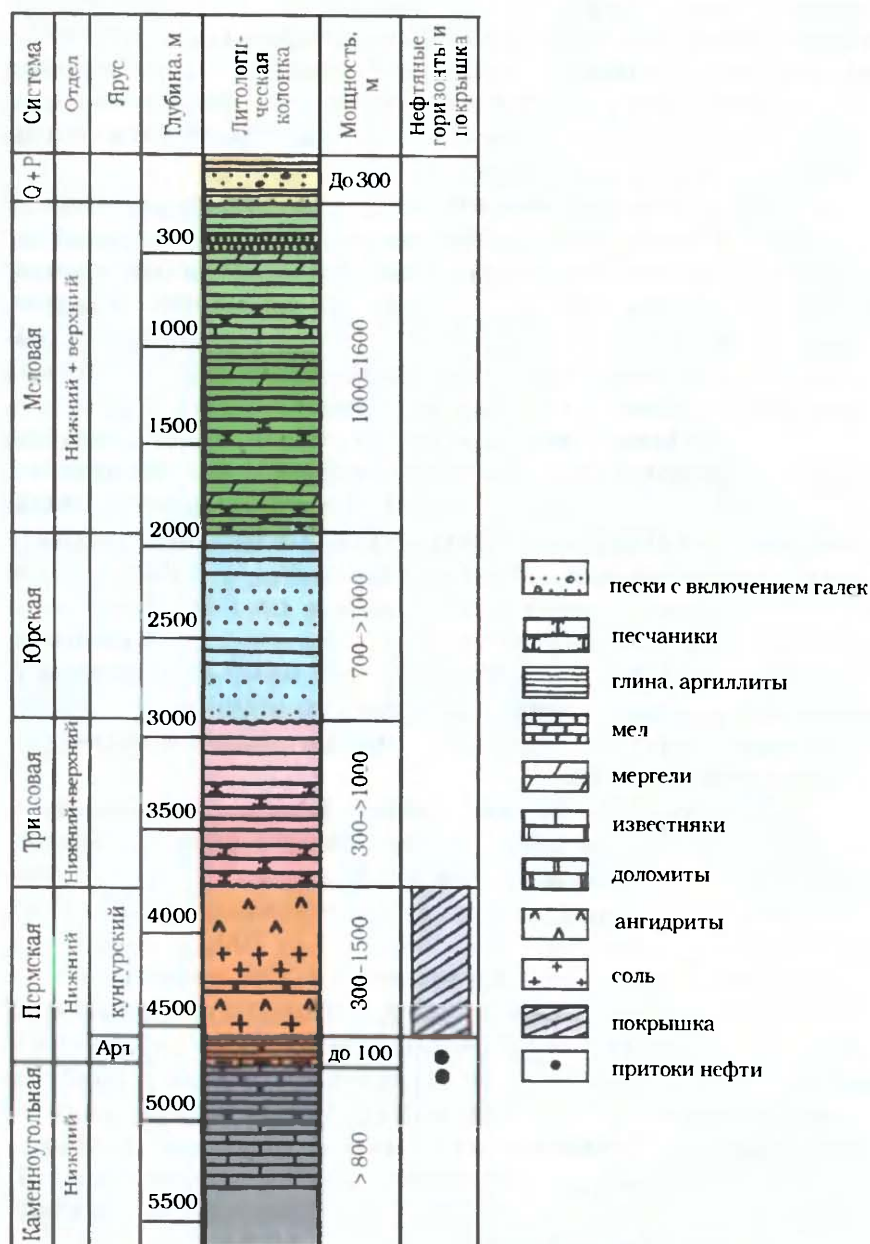


Рис. 8.31. Сводный разрез отложений месторождения Тенгиз

вые воды вскрывались, это крепкие рассолы с минерализацией до 320 г/л. Пластовая температура 90–120 °С, на глубине 4000 м — 115 °С; региональная покрывка — кунгурский соленосный комплекс. Высокое содержание сероводорода в газах карбонатной продуктивной толщи характерно для всего этого района. Так, на поднятии Тажигали, расположенном севернее, в скв. № Г-13, в интервале 3790–3819 м, оно достигает 11,6 %. Не исключено, что контур нефтеносности Тенгиза будет расширен за счет охвата соседнего поднятия — Королевского, продуктивность которого установлена; в частности, в скв. № 8. Промышленно-нефтеносная толща вскрыта на глубине 3997 м; размеры структуры 9×6 км по изогипсе — 4760 м, амплитуда 850 м.

В настоящее время в районе поднятий Южное, Тенгиз и по группе Приморских поднятий фиксируется общий наклон к северу, в сторону внутренних районов Прикаспийской впадины. В допермское время, до инверсии Южно-Эмбинского авлакогена, наклон имел противоположное направление — на юг; это установлено по глубинам допермских размывов, максимальных — на Приморском поднятии, минимальных — на Южном и на Тенгизе. Следовательно, направленность развития всей этой зоны связана с жизнью авлакогена как ведущей и наиболее крупной подвижной тектонической единицей этого района.

Астраханское серогазоконденсатное месторождение находится в юго-западной части Прикаспийской впадины, в 70 км к северу от г. Астрахани. Приурочено к обширному своду по фундаменту, кровля которого находится на глубине 7,5–8 км; размеры его 180–200 км. Предполагается, что в основании разреза залегают породы палеозоя, представленные карбонатными и терригенными разностями, выше которых находятся преимущественно карбонатные породы верхнего девона — нижнего и среднего карбона. Наиболее древними вскрытыми здесь отложениями являются нижнекаменноугольные. На размытой поверхности серпуховского яруса залегают продуктивные башкирские отложения (от краснополянского до мелекесского горизонта) мощностью 50–175 м. Они состоят из переслаивания известняков с тонкими аргиллитовыми прослоями. Из разреза выпадают отло-

жения позднего карбона, московского яруса и часть башкирского яруса среднего карбона. Мощность раннебашкирских отложений возрастает к востоку. Мощность отдельных горизонтов в отложениях этого яруса меняется в контуре месторождения, возможно, из-за интрузивных разрывов. На эродированной поверхности среднего карбона залегают ассельско-артинские кремнисто-аргиллитовые породы с прослоями карбонатных. Продуктивную толщу составляют органические известняки мелекесского, прикамского, северо-кельтменского и краснополянского горизонтов. Под ними находится непроницаемая толща плотных известняков, в основном, краснополянского и михайловского горизонтов, которые подстилается известняками и доломитами алексинского горизонта нижнего карбона. Наилучшие коллекторы связаны с известняками северо-кельтменского горизонта.

Выше ассельско-артинских отложений залегают сульфатно-карбонатные породы филипповского горизонта кунгура и соленосный комплекс (иреньский горизонт), слагающий штоки соляных куполов высотой до 3500–4000 м. Межкупольные прогибы выполнены терригенными отложениями поздней перми мощностью до 2800 м, преимущественно терригенными отложениями триаса — до 1300 м, средней юры — до 400 м; верхняя юра в своде отсутствует. Меловые отложения (1600–1700 м) залегают с несогласием на юрских, затем осадки палеогена — до 700–800 м и неогена — 500–050 м.

Месторождение находится на левобережье Волги, где в пределах Астраханского свода, по изогипсу — 4000 м, выделяются Аксарайский вал, контролирующий месторождение; в структурном отношении это пологая складка. Глубина залегания залежи 3850–4100 м. Месторождение открыто в 1976 г. скважиной № 5 (Ширяевская). Площадь поднятия равна 2760 км², амплитуда 300 м; его плоская вершина на уровне — 3900 м осложнена небольшими локальными эрозионно-тектоническими поднятиями протяженностью до 10 км. Газоконденсатная залежь сводовая, массивного типа в известняках разного генезиса — органично-обломочного, биоморфно-детритового. Породы отличаются повышенной битуминозностью. Максимальная газонасыщенная мощность 230 м. Приток газа с конденсатом получен и из известняков нижнего карбона.

Вторичная пористость занимает до 30–50 % пустот. Широкое развитие имеет трещиноватость вертикальная и горизонтальная. Плотота трещин достигает 259 на 1 м. Распределение ФЕС носит сложный характер в продуктивной толще. Общее ухудшение происходит от центра к периферии и сверху вниз, соответственно изменяется и эффективная мощность. По данным Н. И. Воронина, И. А. Миталсва, А. М. Макарова, для коллекторов верхней части разреза до глубины 4150 м средний коэффициент пористости 8–10 %. Ниже по разрезу пористость уменьшается и растет плотность. Однако на больших глубинах имются и каверново-поровые и трещинно-каверновые коллекторы с лучшими ФЕС. Линзы с высокой проницаемостью занимают сравнительно небольшой объем.

Нижний предел пористости 6 %. Проницаемость коллекторов — $0,01\text{--}20 \cdot 10^{-3}$ мкм²; при этом половина определений дает проницаемость меньше $3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Температура на глубине 4000 м — 110 °С; пластовое давление на этой глубине — 63 МПа; коэффициент аномальности — 1,54.

Минерализация пластовой воды — 110 г/л; ГВК — на 4120 м. Дебиты — от 80 до 800 тыс. м³/сут. Состав газа(%): УВ — 50–55; H₂S — 20–24; CO₂ — 20–22; N₂ — до 3,0. В водорастворенных газах кислых компонентов — 70–90 % (рис. 8.32).

На месторождении наблюдается инверсия в минерализации пластовых вод в надсолевых отложениях, в породах триаса минерализация достигает 315–323 г/л, что, как и везде в Северном Прикаспии, связано с влиянием соляных штоков.

В центральной части Астраханского свода, в районе месторождения, из сульфатно-карбонатной пачки в нижней части филипповского горизонта, с глубины 3750–3900 м получен приток нефти до 100 м³/сут; плотность нефти 0,852 г/см³; с низким содержанием асфальтенов; парафина — 9,1 %, серы — 0,83 %; коллекторы невыдержанные.

На восточной периферии Астраханского свода (в границах Казахстана) в скважине № 4 (Кордуан) из продуктивной толщи башкирского яруса, с глубины 4012–4044 м получен приток газа дебитом 260 тыс. м³/сут; с содержанием сероводорода — 17,6 %, углекислоты — 7,2 %; дебит конденсата — 78,8 м³/сут.

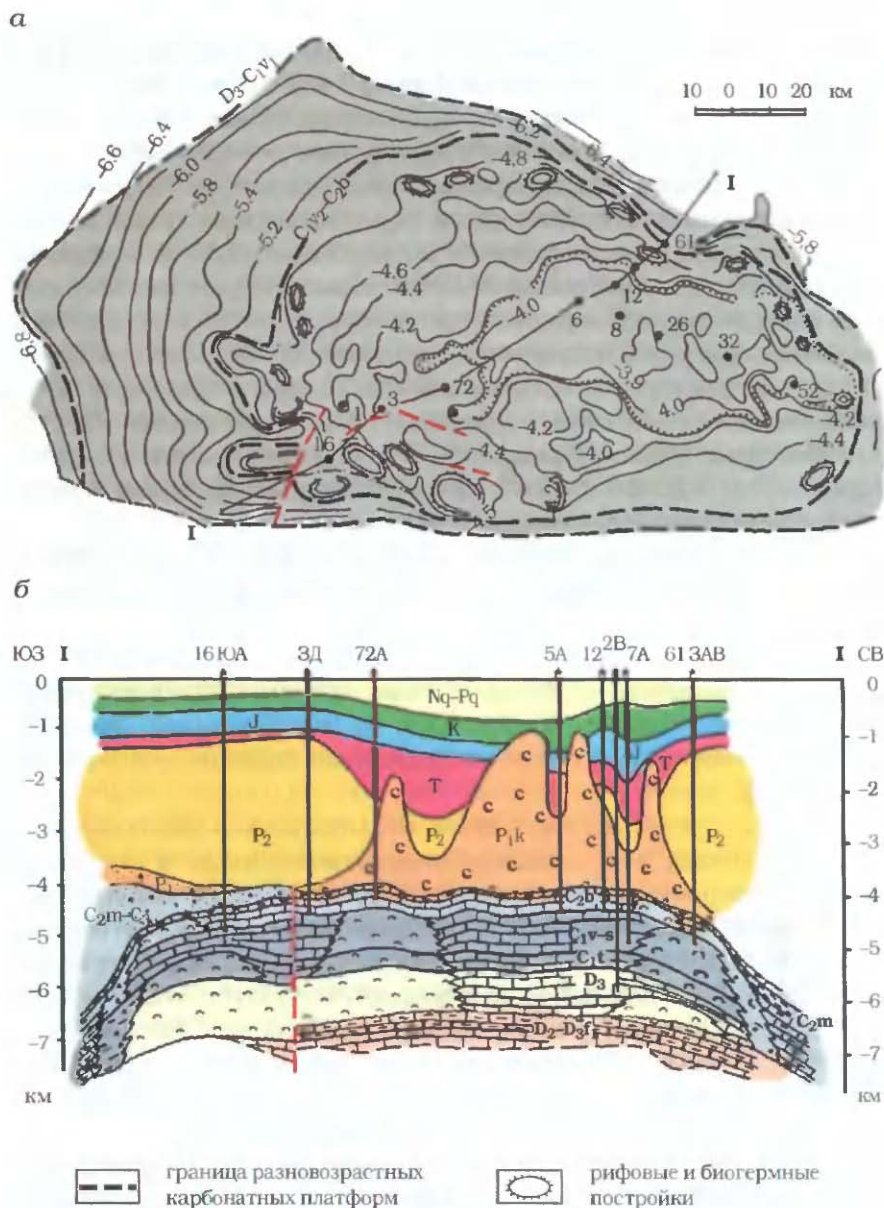


Рис. 8. 32. Геологическая модель Астраханского месторождения:
а — структурная карта по кровле Башкирских отложений (C_{2b}); **б** — геолого-геофизический профиль по линии I—I

Из представленных выше материалов следует, что наиболее значительные скопления УВ (Тенгиз, Астрахань, Карачаганак, Оренбург) по основным, важнейшим, контролирующим параметрам, влияющим на формирование и сохранение месторождений такого ранга. — тектоническим, литолого-фаціальным, по обстановке, определяющей особенности физико-химического состава флюидов, ФЕС, по надежным изолирующим толщам — имеют много общего. Иными словами, только благоприятное сочетание этих генетических особенностей, устойчиво повторявшихся в разных частях НГБ, могло привести к появлению названных значительных месторождений. Тем самым подчеркивается единство условий, господствовавших в разных частях такой крупной тектонической единицы, как Прикаспийская впадина, на протяжении всего палеозоя и мезозоя процесс формирования которой протекал, примерно, по одному плану. Очевидно также, что это могло происходить только в относительно спокойной платформенной тектонической обстановке. Это указывает также на исключительно высокий генерационный потенциал бассейна; действие этого фактора стабильно проявилось в течение очень длительного времени на фоне преобладающей тенденции к погружению как в допермское время, так и после отложения осадков перми в далеко отстоящих друг от друга районах.

Следы *первого этапа генерации* УВ в виде твердых битумов, заполняющих поры и полости трещин в известняках карбона, имеются во всех рассматриваемых месторождениях и на ряде других площадей. Наличие на этих же структурах в промышленных количествах УВ *второй генерации* указывает на наследование во всех случаях древнего структурного плана (УВ 1-й генерации были уничтожены во время предпермского размыва). Это обстоятельство обеспечило продуктивность всего подсолевого разреза от среднего или позднего девона, карбона и нижней перми на Тенгизе и Карачаганаке.

В связи со сказанным вполне обоснованными являются рекомендации о бурении на девонскую продуктивную толщу на всех площадях с установленной продуктивностью выше лежащих палеозойских пород. Это предстоит еще сделать в Астрахани и Жанажоле и на многих других площадях; вопрос об унаследованности структурного плана в подсоле-

вом палеозойском комплексе имеет для региона принципиальное практическое значение как поисковый признак.

Хотя определенная часть генерационного потенциала, которая была связана с наиболее глубокозалегающими додевонскими частями разреза, была утеряна во время регионального подъема допермского времени, оставшаяся, не менее значительная, обеспечила заполнение крупных ловушек, сложенных породами от среднего девона и выше по разрезу, включая верхний девон, карбон, нижнюю пермь и в каких-то количествах, возможно, наштампивших частично и ловушки в породах верхней перми и мезозоя.

Важным фактором, влияющим на продуктивность рассматриваемых месторождений, является *древнее заложение вмещающих локальных структур*, приуроченных к выступам фундамента, сохранявшим преимущественную тенденцию к подъему в течение девона, карбона и нижней перми до начала отложения соленосного комплекса кунгурского времени, когда весь бассейн был втянут в глубокое погружение. Эти поднятия занимали в подземном рельефе господствующее положение над ближайшими глубоко опущенными участками бассейна, откуда поступали под большим давлением УВ, газы и конденсат. В процессе регионального погружения в кунгурское и последующее время благодаря хорошей изоляции в резервуаре закрепились условия АВИД, которые не были нарушены подъемами небольшой амплитуды в мезозое. Значительный региональный подъем в неогене также не затронул изоляцию.

Активная роль движений фундамента в формировании локальных структур подсолевого комплекса наиболее отчетливо проявилась на этапе перехода от карбона к ранней перми, когда на юго-западе, юге и севере впадины (Астрахань, Тенгиз, Карачаганак, Бикжал) и многие другие площади испытали значительные дифференцированные подъемы, подверглись размывам, из разрезов выпали верхний карбон и значительная часть среднего. Движения меньшей амплитуды продолжались и в раннепермское время, о чем свидетельствует отсутствие в разрезах отдельных ярусов (ассельского, сакмарского или артинского), резкие колебания их мощностей и пестрота литологического состава.

Присутствие твердых битумов, метаморфизованных до стадии керитов (импсонит, антраксолит) в известняках карбона не только на Тенгизе, Каратоне, Карачаганаке, но и на ряде других площадей из разных частей нефтегазового бассейна, — это, прежде всего, бесспорное доказательство протекавших здесь в допермское время процессов нефтегазообразования. Состав их в то же время служит указанием на влияние высоких температур высказавших катагенез УВ до высоких степеней, что с достаточной уверенностью увязывается с блоковым строением фундамента и вышележащих отложений в регионе и с системой долгоживущих разломов, их значительным числом и большой протяженностью. Они оказывали не только структурообразующее воздействие на весь осадочный комплекс, создавая нликативные и дизъюнктивные формы — поднятия надразломные, приразломные, тектонические ступени, уступы, упорядоченную ориентировку длинных осей соляных структур, подчиненных планетарной сетке трещиноватости — СЗ, СВ, субширотной и меридиональной ориентировке, но, как видно, одновременно служили проводниками горячих газов и растворов. Они поднимались с больших глубин и под большим давлением, нагретые до высоких температур, проникали в мощные толщи известняков.

К настоящему времени в регионе зафиксирована одна высокотемпературная аномалия на площади Мынтобс в районе Азгирского разлома (междуречье Волги и Урала), где на глубине 4793 м зафиксирована температура в 246 °С. Там же, в междуречье, на площади Манаш, в скв. II-I, на глубине 5845 м отмечена температура не выше 110 °С. На юго-востоке впадины геотермический градиент составляет 1,8–2,3 °С/100 м. Происходило это на этапах нескольких региональных подъемов, зафиксированных в разрезах глубокими размывами, несогласиями, выпадением отдельных крупных стратиграфических единиц.

Интересной отличительной особенностью этих месторождений является отсутствие значительных по амплитуде дизъюнктивных нарушений в пределах контура залежей, хотя ограничения самих приподнятых блоков (массивов) связаны с разломами, как, например, на Тенгизе. Выше

говорилося и о другой определяющей особенности рассматриваемой группы месторождений — платформенном характере пород продуктивных толщ, оказывающем влияние в целом на общую выдержанность состава на больших расстояниях и тем самым на миграцию их окружающих погруженных участков и с больших глубин. И этот фактор сохранял свое значение на этапе формирования месторождений с УВ первой генерации и позже за счет УВ второй генерации. Этот же фактор содействовал концентрации УВ в значительных ловушках и предохранял от рассеивания по мелким неантиклинальным ловушкам на путях миграции. Наконец, *устойчивость литолого-фациального состава пород* служит предпосылкой сохранения геохимической обстановки в недрах и, в частности, обогащения во всех основных приведенных здесь случаях кислыми компонентами. Невыдержанность ФЕС в настоящее время обусловлена не столько первичной обстановкой седиментации, сколько всякого рода вторичными преобразованиями коллекторов.

Одно из возможных и наиболее простых объяснений различий фазового состава УВ месторождений Тенгиз (нефтяное), Астраханское (газоконденсатное), Карачаганак (газоконденсатное) и Оренбургское (нефтегазоконденсатное) состоит, как видно, в поступлении УВ, возникавших на разных глубинах. В этом можно убедиться, анализируя суммарные мощности осадков послепермского этапа формирования впадины в ближайших окрестностях того или иного скопления УВ. В литературе существуют и другие варианты объяснения этого явления, связанные с приходом новых порций УВ газов в ранее возникшие нефтяные месторождения. После быстрого погружения бассейна, начавшегося в кунгурское время, глубины опускания не могли быть везде одинаковы.

На этой же акватории будут выявлены месторождения и в надсолевых верхнепермско-мезозойских продуктивных толщах на структурах соляно-купольной природы. Руководствуясь установленной нами ранее зональностью в размещении на прилегающей суше разных типов соляных куполов, обусловленной первоначальной (исходной) мощностью соли, можно утверждать, что, двигаясь с юга на север, от границы выклинивания соли, будем последовательно встречать

купола типа Буранкуль, Прорва, затем Каратон, а ближе к северной береговой зоне — Кульсары, Мартышпи, Жаната-лаш. Различия между ними заключаются:

- в глубинах залегания кровли соли от 3500 до 500–600 м;
- в форме соляного ядра и соответствующих глубинах погружения продуктивных пород;
- в степени их нарушенности;
- в типах залежей — от сводовых, полного контура, брахиантиклинального типа до преимущественно экранированных сбросами грабенных или склоном соляного ядра, иногда ограниченных еще радиальными сбросами.

Нефтегазоносность связана с терригенными породами: коллекторы — пески, песчаники; флюидоупоры глинистые; сероводородное заражение отсутствует.

Совершенно иное геологическое строение и характеристику нефтегазоносности имеют **нефтяные месторождения по-ова Бузачи**. На юге и юго-западе находятся сооружения Южно-Мангышлакско-Устюртской области: на востоке — складки Северного Устюрта; на севере — акватория Северного Каспия. Породы платформенного чехла образуют Северо-Бузачинское сводовое поднятие, Центральнo-Бузачинский вал, Южно-Бузачинский прогиб. Установлена связь расположения локальных поднятий с крупными разрывными нарушениями. Один из разломов проходит через центральную часть Северо-Бузачинского поднятия. К нему приурочены складки Каражанбас, Северные Бузачи, Жаманорпа, севернее находятся Каламкас и Каратурун, также приразломные. Здесь открыты нефтяные месторождения Каражанбас, Северо-Бузачинское, Жалгизтюбе, Каламкас, Арман, Северо-Каражанбасское, Восточный Каратурун, Каратурун.

Месторождение Каражанбас: размеры 30 × 6 км; амплитуда 100–120 м; северное крыло осложнено сбросом со смещением до 140 м. Промышленная нефтеносность: в отложениях неокона — пять горизонтов (А, Б, В, Г, Д); в юрских — два (Ю-1 и Ю-2). Начальные дебиты до 150 м³/сут. Нефти тяжелые, нафтеновые, сернистые, с малым содержанием парафина и высоким содержанием асфальтосмолистых компонентов; глубина залегания от 300 до 450 м (рис. 8.33).

Месторождение Северо-Бузачинское: размеры 23 × 6 км,

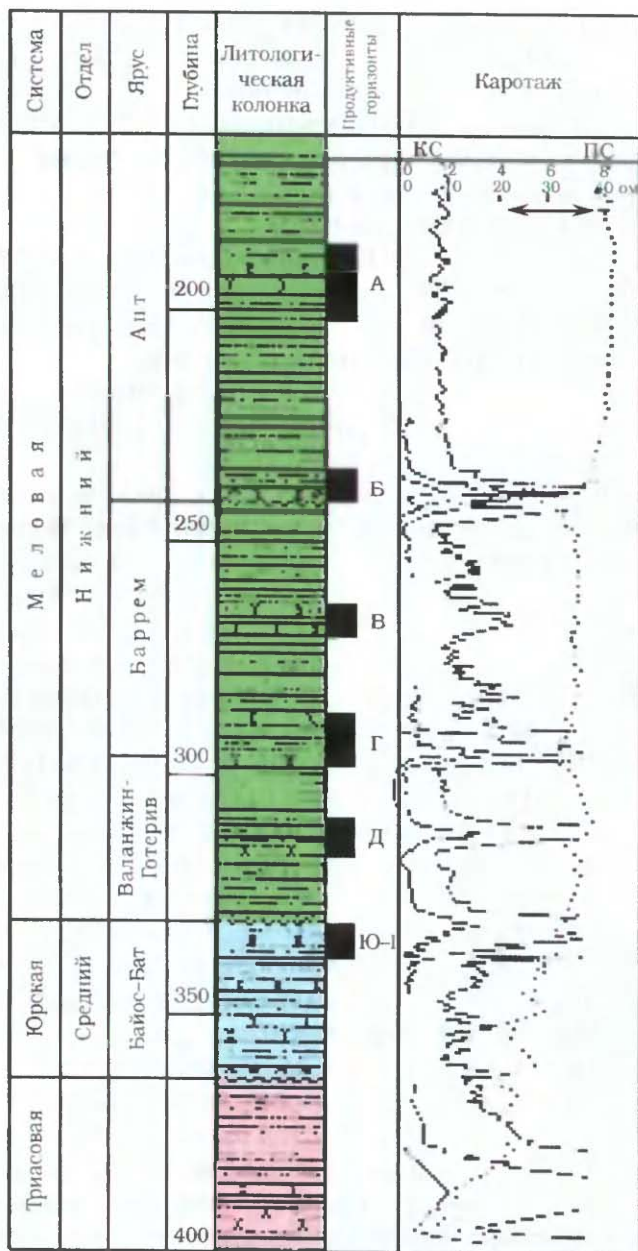


Рис. 8.33. Разрез продуктивной части месторождения Каражан-бас (по скв. №117)

амплитуда 60 м; продуктивны отложения неокома и юры; здесь пласт Д непродуктивен. В остальном идентично Каражанбасу. Северное крыло также осложнено сбросом амплитудой до 110 м. Глубина залегания продуктивных горизонтов — 350–500 м.

Месторождение Каламкас приурочено к брахиантиклинальной складке субширотной ориентировки: размеры по кровле пласта Ю-1 = 29×9 км, амплитуда до 130 м; продуктивность в юрских, неокомских и аптских породах. В аптских — одна, а в неокомских — пять газовых (А, Б, В, Г, Д) и одна газонефтяная залежь. В юрских отложениях — две нефтяные с газовыми шапками (Ю-1 и Ю-II) и пять нефтяных (Ю-III–Ю-VI).

Нефти Каламкаса близки к каражанбасским, хотя имеют меньшую плотность, содержат меньше парафина, выход светлых фракций больше. Газонефтяное месторождение Арман, по существу, является продолжением Каламкаса.

Для бузачинских нефтей характерно очень высокое содержание ванадиевых порфириновых комплексов (до 85 мг/100 г нефти). Все нефти этого района тяжелые, плотностью 0,905–0,955 г/см³: содержание серы — 1,35–2,15 %, смол — 11–25 %, асфальтенов — 3–6 %. Выход бензиновых фракций — 2,5–7,0 %; кинематическая вязкость — 200–300 и даже 600 ост при 20 °С. В углеводородном составе преобладают нафтеновые.

В непосредственной близости к восточной береговой линии Северного Каспия, на суше, находится свыше пятнадцати месторождений на соляных куполах — Прорва Морская, Прорва Западная, Прорва Центральная, Прорва Восточная, Актюбе, Карасор, Морской, Досмухамбетовское, Караарна, Кокарна, Прибрежный, Пустынный, Юго-Западное Тажигали, Теренбузюк, Каратон, Корсак и другие.

Наиболее значительные скопления связаны с цепочкой широко ориентированных Прорвинских поднятий, где продуктивны отложения триаса и юры. Непосредственно на **Прорве** залежи сводовые, слабонарушенные, сбросы малоамплитудные. Нефти здесь сернистые (1,2–1,3 %), смолистые (6–11 %), парафиновые (4,5–6,0 %), ванадиево-порфиринового комплекса — 1,8 мг/100 г нефти.

Общая протяженность этих четырех поднятий составляет 37 км; размеры одного из них (Прорва Восточная) 6×1,5–2,0 км. Соленосный комплекс кунгура находится в своде

на 3500–3170 м. В соответствии с этим и глубина залегания юрских продуктивных горизонтов составляет 2150–2300 м, а глубина триасовых горизонтов достигает 3200–3400 м.

Месторождение Каратон. Бурение здесь началось еще в дореволюционное время у выходов нефти и газа. Позже была установлена промышленная нефтегазоносность на пяти участках в отложениях юры, неокома, апта, альба. Минимальная глубина залегания кровли соляного ядра 2087 м. Площадь купола превышает 200 км²; размеры 22×4–6 км; вытянут в северо-западном направлении, на своде грабен шириной до 2 км. Глубина залегания продуктивных горизонтов — 600–1200 м. Коллекторы — пески глинистые с содержанием песчаной фракции 55 %; эффективная пористость — 30–35 %; мощность неокомского коллектора — 24–47 м. В зависимости от глубины залегания и условий изоляции нефтяных горизонтов характер нефтей меняется от малосмолистых, парафиновых, малосернистых до высокосернистых.

Севернее Каратона находится купол *Тереньюзук* широтного простирания. Продуктивны отложения неокома, альба, альбсеномана. Размеры купола 21×4–7 км. В западной части соль в своде находится на глубине 1200 м, в восточной — 1600 м. По своду проходит грабен. Нефти тяжелые, вязкие. Коллекторы — песчаники карбонатные, плотные, слабопроницаемые (рис. 8.34).

В приморской зоне междуречья Урал–Волга, на северном берегу акватории находятся месторождения Октябрьское, Забурунье, Жанаталап, Жанаталап Восточный, Ровное, Мартыпи, Камышитовый, Камышитовый Юго-Западный и другие.

Месторождение Мартыши. Минимальная глубина залегания соли в своде 1150 м, поэтому сохранился ряд ловушек, экранированных сбросами грабена. Ориентировка купола широтная, по своду проходит широкий грабен, четко выделяются приподнятое и опущенное крылья. Промышленная нефтеносность связана с породами средней юры (1 горизонт) и нижнего мела (4 горизонта).

Юрские коллекторы — пески мелко- и тонкозернистые, рыхлые, глинистые, слабокарбонатизированные, с редкими прослоями песчаника. Пористость — 23,0–31,1 %, проницаемость — 12,1–1026 мд, эффективная нефтенасыщенная мощ-

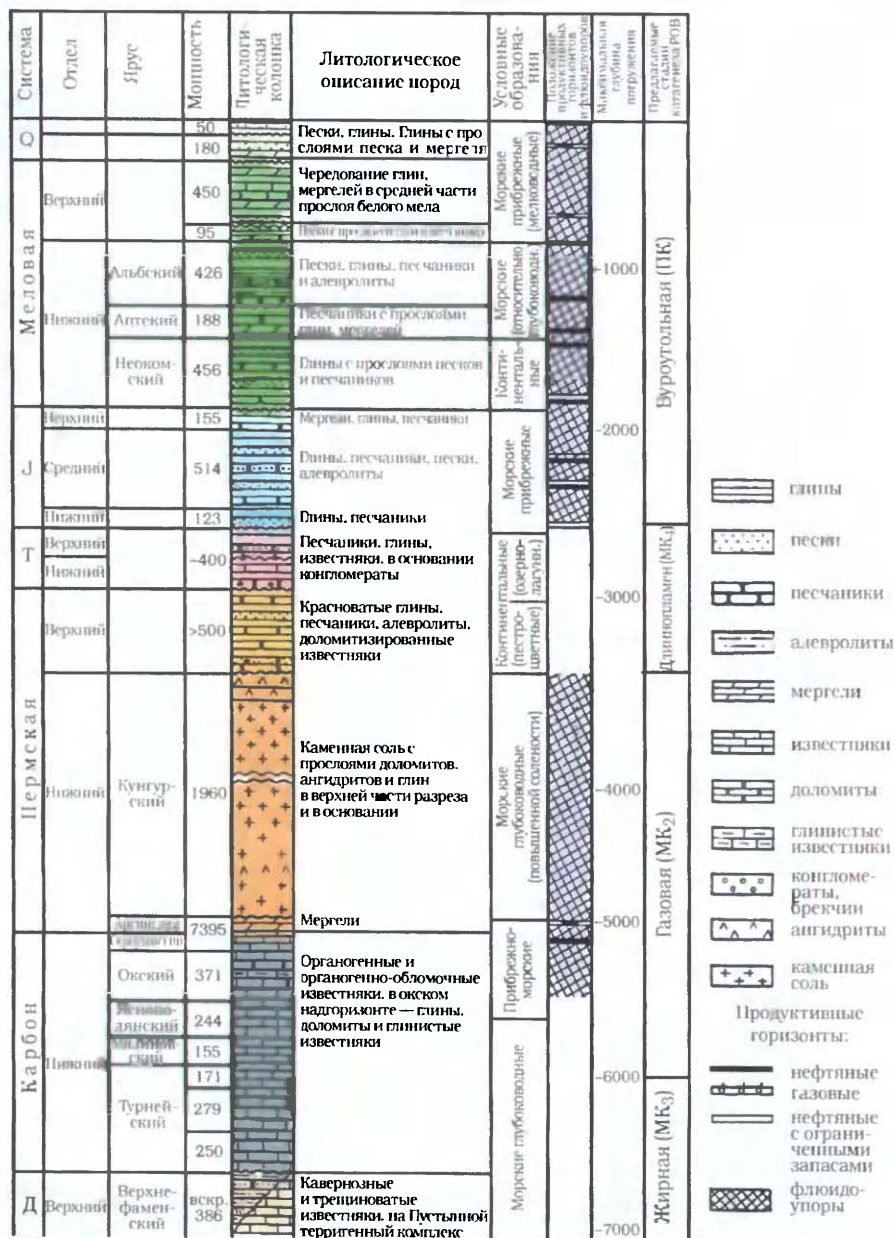


Рис. 8.34. Сводный разрез отложений Каратонской группы месторождений

ность — 1,3–4,0 м. Первоначальные дебиты — 6,3–223 м³/сут. Высота залежи 60 м.

В *нижнеаптском горизонте коллекторы* — пески рыхлые, средне- и мелкозернистые, слабокарбонатизированные. Открытая пористость — 26,7–31,8 %, проницаемость — 66,4–1333 мд; общая эффективная нефтенасыщенная мощность — 3,5–7,2 м, глубина залегания — 620–715 м. Дебиты — до 163 м³/сут.

Близкую характеристику имеют и другие *нижнемеловые продуктивные горизонты*. Нефти юрских отложений легкие, удельный вес — 0,798 г/см³, бензиновые; в меловых породах нефти масляные, удельный вес — 0,894 г/см³; содержание смол в юрских нефтях — 15,7 %, в меловых — 23 %. Чисто газовые залежи отсутствуют; газ только попутный; газовая шапка в *нижнеаптском горизонте*.

Месторождение Камышитовое находится восточнее Мартышей. Соляной массив образует два свода (Камышитовый и Камышитовый юго-западный). На первом кровля соли находится на глубине 200 м, на втором — на 350–400 м. Надсолевой комплекс сильно нарушен — разбит на отдельные блоки. Продуктивные юрские (четыре горизонта) и *нижнемеловые отложения* (пять горизонтов) на всех блоках; основная залежь находится на западном блоке. Характер коллекторов тот же, что и на Мартышах. *Нижнеаптский горизонт* залегает на глубинах 445–552 м; суточные дебиты — 63–86,4 м³; близкие характеристики имеют горизонты баррема и готерива.

Первый юрский горизонт приурочен к породам келловей; сложен тонко- и мелкозернистым глинистым песчаником; открытая пористость — 32,45 %, проницаемость — 26,55–70,30 мд.

Второй юрский горизонт (верхний бат) представлен песчаниками и алевролитами; пластов песчаника в нем от 3 до 10; мощность некоторых — до 12,7 м. Эффективная мощность — от 15 до 57,3 м; средняя открытая пористость — 31,7 %, проницаемость — 990,59 мд. Суточные дебиты — 25,0–71,2 м³ на разных блоках.

Близкую характеристику имеют и другие юрские горизонты. На этом месторождении нефти юрских и меловых отложений имеют близкие характеристики, за исключением горизонтов в альбе, где они более тяжелые, содержат больше смол,

кокса, серы и обладают большой вязкостью. Плотность их — 0,8645–0,9191 г/см³ (III и IV горизонты). Нефти из отложений юры, неокома и апта имеют плотность 0,8067–0,8576 г/см³, бензиновые, малосмолистые, малосернистые, слабopарафиновые, маловязкие, с большим содержанием легких фракций. В этом районе встречаются залежи, экранированные плоскостями сбросов и плоскостями стратиграфических несогласий.

Месторождения кряжа Карпинского. К югу от Астраханского газоконденсатного месторождения промышленные скопления УВ установлены на восточной части кряжа Карпинского. В мезокайнозойских отложениях ее осложняют Полдневский вал и Промысловско-Цубукская и Каспийско-Камышиговая антиклинальные зоны, которые на востоке прослеживаются в акватории моря. В прибрежной зоне кряжа Карпинского нефтегазоносность установлена в юрских, меловых и палеогеновых отложениях, но наиболее продуктивные горизонты связаны с нижнемеловыми и юрскими терригенными отложениями. В этих отложениях выявлен ряд газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений. Скопления УВ в основном приурочены к небольшим по размерам локальным поднятиям, которые в большинстве случаев к настоящему времени уже разведаны (месторождения Каспийское, Ермоленское, Тингутинское, Олейниковское, Цубукское и др.).

Юрский комплекс на кряже представлен отложениями средней и верхней юры, которые сложены толщей глин с прослоями песчаников, алевролитов, а на некоторых площадях — известняков. Наибольшие перспективы в юрских отложениях следует связывать с южными и восточными (морскими) районами, где их мощность возрастает.

Отложения нижнего мела (неоком, апт, альб) представлены преимущественно песчано-глинистой толщей, в нижней части которой встречаются карбонатные пропластки, а в разрезе нижнемеловых отложений — выдержанные по площади прослои песчаников и алевролитов с высокими коллекторскими свойствами (пористость достигает 15–30 %). Перспективы меловых отложений, так же как и юрских, следует связывать с южными районами кряжа и его продолжением в море. Мощность мезокайнозойских отложений возра-

стает в южном и юго-восточном направлении.

С учетом того, что структуры могут быть заполнены УВ не полностью, а также возможности наличия вообще незаполненных структур вводится коэффициент заполнения структур ($K_{з.с}$). Этот коэффициент определяется путем экспертного геологического анализа и принимается равным 0,4. Извлекаемые запасы УВ, подсчитанные без учета данного коэффициента, следует рассматривать как максимальные. При использовании $K_{з.с}$ мы получим минимальную величину извлекаемых локализованных ресурсов.

Фонд локализованных ресурсов акватории Северного Каспия оценивается:

— по нефти — от 11 310,4 млн т (максимальная оценка) до 4 525 млн т (минимальная оценка), из них по палеозойским отложениям от 5 754 млн т до 2 302,4 млн т соответственно;

— по газу — от 3 693,7 млрд m^3 (максимальная оценка) до 1 477,5 млрд m^3 (минимальная оценка).

Нефти бузачинских месторождений (Каражанбас, Каламкас, Северные Бузачи и др.) имеют высокое содержание ванадиевых порфириновых комплексов (до 85 мг/100 г нефти). Вероятно, что все ближайшие к п-ову Бузачи юрско-меловые месторождения нефти также будут содержать высокий процент ванадия.

С геологических позиций к наиболее перспективным в отношении нефтегазоносности структурам можно отнести:

— из группы палеозойских структур — Шабурбалинскую, Жамбай-южный, Трехбратскую;

— из группы мезозойских структур — Белинскую, Кузлинскую, Мусаханлы, Гамбурцевскую.

Выделение наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности структур Северного Каспия основано на двух таких параметрах, как:

— большая площадь и амплитуда структуры;

— приуроченность к более крупной тектонической структуре, нефтегазоносность которой доказана предыдущими работами.

Исходя из этих критериев, были выделены следующие структуры:

Шабурбалинское палеозойское локальное поднятие.

Шабурбалинское локальное поднятие расположено между Восточно-Кашаганской и Тенгизской структурами. От Восточно-Кашаганского оно удалено на 35 км, от Тенгизского — на 25 км. По морфологическим особенностям горизонтов Шабурбалинское поднятие может быть отнесено к Тенгизской группе локальных поднятий, которая объединяет еще Королевскую и Огайскую структуры. Для всех этих структур основанием является единый девонский массив.

Шабурбалинское поднятие слегка вытянуто в субширотном направлении, восточная периклиналь его расположена на суше. Глубина залегания кровли подсолевого палеозойского комплекса в своде поднятия составляет 4400 м. Амплитуда структуры более 200 м. Размеры поднятия 10 × 25 км.

Разрез подсолевого палеозойского комплекса на Шабурбалинском поднятии предполагается во многом аналогичным разрезам соседних площадей — Тенгизской, Королевской, Каратонской. Подсолевой комплекс здесь представлен артинскими отложениями нижней перми, башкирским ярусом среднего карбона, нижнекаменноугольными и верхнедевонскими отложениями. Общая мощность карбонатной подсолевой толщи, по данным сейсморазведки, достигает 3,0–3,5 км. Ниже, по геофизическим данным, залегает преимущественно терригенная толща нижнего палеозоя-девона мощностью 3–4 км.

По аналогии с Тенгизским месторождением основные перспективы нефтегазоносности на Шабурбалинской структуре следует связывать со средне- и нижнекаменноугольными отложениями. На месторождении Тенгиз продуктивные отложения нижнего и среднего карбона вскрыты на глубинах 3900–5000 км. На площадях Тенгиз, Королевская и Каратон они представлены преимущественно морскими мелководными органогенно-обломочными известняками с прослоями известковистых гравелитов и песчаников. Нижне- и среднекаменноугольные карбонатные породы формируют органогенную постройку. Мощность их в сводовой части Тенгизского поднятия достигает 1500 м. Выделяются коллекторы каверно-трещинного, трещинного и порового типов. Экраном служат артинские глинисто-карбонатные и кунгурские сульфатно-галогенные породы. Терригенно-карбонатные отложения

артинского яруса с резким стратиграфическим несогласием залегают на известняках нижебашкирского возраста. Мощность артинских отложений составляет всего лишь 35–100 м. В предпермское время на территории Тенгизской группы поднятий произошло резкое воздымание, приведшее к разрушению верхней части разреза средне-, верхнекаменноугольных и нижнепермских отложений. Несомненно, воздымание захватило и Шабурбалинскую площадь.

В настоящее время в районе Тенгизской группы локальных поднятий, Южной структуры, Приморского вала отмечается общий наклон подсолевых горизонтов к северу в сторону центральных районов Прикаспийской синеклизы. До пермского времени, до инверсионного воздымания наклон горизонтов здесь имел противоположное направление — на юг. Следовательно, заполнение Тенгизского месторождения УВ происходило с севера со стороны более прогнутой части синеклизы в послепермское время. Следует полагать, что в это же время происходило заполнение УВ и Шабурбалинского объекта.

Таким образом, Шабурбалинская структура имеет крупные размеры и значительную амплитуду, принадлежит к Тенгизской группе поднятий (см. рис. 8.23, 8.30) и, вероятно, имеет то же строение, что и другие структуры этой группы, и, соответственно, аналогичное заполнение УВ.

В свode Шабурбалинского локального поднятия рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины. Проектная глубина 5000 м. Проектный горизонт C_1 .

Южно-Жамбайское палеозойское локальное поднятие (вал). Южно-Жамбайское поднятие расположено к ВЮВ от Астраханского свода на расстоянии 60 км в очень изрезанной прибрежной зоне и даже охватывает мелкие острова, в связи с чем оно недостаточно изучено сейсморазведкой.

Южно-Жамбайская структура вытянута в ВЮВ направлении. Ее размеры по подсолевым отложениям 24×64 км. Глубина кровли подсолевого палеозойского комплекса составляет 4400–4600 м. Кровля юрских отложений в свode поднятия зафиксирована на глубине 1100–1200 м. Южный склон поднятия осложнен крупным продольным тектоническим нарушением.

Башкирские образования в пределах Южно-Жамбайской структуры формировались в условиях мелководного шельфа на фоне процессов биогермообразования. Южно-Жамбайское поднятие расположено к югу от тектоноседиментационного уступа. Этот уступ прослеживается на юго-восточной окраине Астраханского сводового поднятия. К северо-востоку от тектоноседиментационного уступа в Заволжском прогибе и восточнее его породы карбонатно-мелководной морской формации переходят в глинисто-карбонатный глубоководный тип разреза.

На основании геофизических материалов можно предполагать, что по аналогии с Астраханским серогазоконденсатным месторождением основная продуктивная толща на Южно-Жамбайской структуре будет связана с башкирскими карбонатными отложениями. На Астраханском месторождении скопления газоконденсата приурочены к отложениям среднего карбона, залегающим на глубине 3880–4250 м. Общая мощность подсолевой толщи осадков в своде Астраханской структуры превышает 4 км. Верхняя часть разреза этой толщи (около 2 км) представлена преимущественно карбонатами верхнего девона — среднего карбона. Нижняя часть подсолевого разреза представлена в основном терригенными и терригенно-карбонатными отложениями девона — нижнего палеозоя, а возможно, и позднего протерозоя.

Таким образом, Южно-Жамбайская структура, одна из наиболее крупных по площади, обладает значительной амплитудой, располагается в близких тектонических и литолого-фациальных условиях к Астраханскому месторождению УВ. Перечисленные обстоятельства позволяют считать эту структуру как одну из наиболее перспективных.

На структуре целесообразно проведение детальных сейсмических работ МОВ ОГТ, после выполнения которых в своде Южно-Жамбайского поднятия рекомендуется бурение параметрической скважины глубиной 5000 м. Проектный горизонт C_1 .

Трехбратское палеозойское локальное поднятие. Расположено к ЗСЗ от структуры Кер-Оглы (Западный Кашаган), размеры структуры по отложениям подсолевого комплекса составляют 20×9 км. Трехбратское поднятие слабо изу-

чено сейсмическими работами. Глубина поднятия по отложениям подсолевого комплекса около 5 000 метров, амплитуда порядка 400 метров, северо-восточная часть структуры осложнена нарушением.

В тектоническом отношении Трехбратская структура относится к крупной карбонатной платформе, располагающейся в южной части Прикаспийской впадины. К этой же платформе относятся выявленные поднятия Астраханское, Жамбай-южный, Капаганское, Тенгизское (см. рис. 8.26). Разрез продуктивной толщи, вероятно, будет близок к разрезу, вскрытому на площади Западный Кашаган, где продуктивные отложения нижнего, среднего карбона представлены известняками, органогенными известняками, прослоями известняковой брекчии. Коллекторы сложного типа — каверново-порово-трещинные. Экраном служат кунгурские сульфатно-галогенные породы. Мощность продуктивной толщи 800 метров.

Таким образом, Трехбратская структура по своим параметрам близка к группе крупных палеозойских поднятий, с которыми связаны месторождения УВ (Тенгизское, Астраханское, Кашаганское). Исходя из общегеологических предпосылок, Трехбратская структура вполне может иметь углеводородное заполнение. Перечисленные предпосылки позволяют считать Трехбратскую структуру весьма перспективной.

На структуре необходимо проведение детальных сейсмических работ МОВ ОГТ. После уточнения контура наиболее приподнятой части известняков среднего карбона рекомендуется заложение поисково-оценочной скважины глубиной 5200 м. Проектный горизонт C_1 .

Кулалинское мезозойское локальное поднятие. Кулалинское поднятие расположено в центральной наиболее приподнятой части Кулалинского вала. Последний лежит на продолжении в море Каражанбасского вала, отделяясь от него неглубокой перемычкой (седловина). Основываясь на геофизических материалах, продуктивный разрез юрских и меловых отложений на Кулалинском валу, очевидно, во многом аналогичен Каражанбасскому валу Северо-Бузачинского сводового поднятия. На Каражанбасском валу, в части, где он выходит на сушу, открыто несколько месторождений УВ. В связи с этим есть все основания полагать, что Кулалинское

поднятие представляет большой интерес для нефтегазопоисковых работ.

Кулалинское локальное поднятие детально изучено сейсмическими работами. Структура вытянута вдоль вала в широтном направлении. Размеры ее по кровле юрских отложений, замкнутой по изогипсе 1100 м — 15×33 км, амплитуда — 200 м. Глубина кровли юрских отложений в своде структуры составляет 900 м.

Согласно данным сейсморазведки и по аналогии с Бузачинским разрезом, платформенный чехол Кулалинского поднятия сложен юрскими, меловыми и палеоген-неогеновыми отложениями. Юрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах промежуточного палеозойско-триасового структурного комплекса (ПСК). Отложения ПСК в верхней части умеренно дислоцированы, углы падения редко превышают 8–10°.

По аналогии с бузачинскими месторождениями на Кулалинской структуре продуктивными предполагаются юрские и меловые нефтегазоносные комплексы. Юрский нефтегазоносно-продуктивный комплекс представлен терригенными отложениями, переслаиванием песчано-алевритовых пород и глин. Основные продуктивные горизонты по аналогии с бузачинскими месторождениями приурочены к батскому, байоскому и келловейскому ярусам. Мощность юрского комплекса в своде поднятия составляет порядка 250 м и возрастает на крыльях.

Промышленная нефтегазоносность в меловых отложениях на п-ове Бузачи связана с неокомскими, аптскими, альбскими и сеноманскими горизонтами. Они представлены неравномерно переслаивающимися песчано-алевритовыми и глинистыми породами. Региональной покрывкой для залежей служат глинисто-карбонатная пачка верхнего мела и глинистая толща апта. Мощность мелового комплекса в своде поднятия составляет 600 м.

Таким образом, Кулалинская структура имеет крупные размеры, значительную амплитуду и четкую тектоническую связь со структурами, обладающими доказанной нефтегазоносностью, что позволяет считать эту структуру перспективной в отношении нефтегазоносности. Кроме того, Кулалинская структура имеет степень сейсмической изученности

свыше 2 пог. км/км^2 , что позволяет говорить о высокой достоверности ее выделения.

Рекомендуется в своде Кулалинского локального поднятия бурение поисково-разведочной скважины глубиной 1300 м. Проектный горизонт Р-Т. Скважиной будет пройден разрез меловых и юрских отложений. Забой скважины в пермско-триасовых отложениях.

Мезозойское локальное поднятие Мусаханлы.

Локальное поднятие Мусаханлы осложняет западную периклинальную часть Каламкаского вала, расположенного на севере Северо-Бузачинского сводового поднятия. От месторождения Каламкас поднятие Мусаханлы удалено на 45 км.

Строение поднятия Мусаханлы изучено детальными сейсмическими работами. Структура вытянута вдоль Каламкаского вала в ЗСЗ направлении. Ее размеры по кровле юрских отложений по замкнутой изогипсе 1300 м — $8 \times 43 \text{ км}$, амплитуда 130 м. Свод структуры осложнен двумя небольших размеров вершинами (выступами) — западной и восточной. Глубина залегания кровли юрских отложений на выступах составляет 1200 м.

Следует полагать, что разрез на поднятии Мусаханлы будет аналогичен разрезу изученной бурением восточной части Каламкаского вала (месторождения Арман, Каламкас, Каратурун и др.), где платформенный чехол сложен юрскими, меловыми и палеоген-неогеновыми отложениями. Юрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на дислоцированных и уплотненных палеозойско-триасовых образованиях промежуточного структурного комплекса (ПСК). Палеозойско-триасовый комплекс на п-ове Бузачи изучен рядом скважин до глубины 4,0–4,5 км (скв. П-1 Арман, П-1 С. Бузачи, П-1 С. Каражанбас и др.). Вскрытая часть разреза ПСК сложена триасовыми, пермскими, каменноугольными и верхнедевонскими (преимущественно терригенными) отложениями. Промышленных притоков УВ в отложениях ПСК получено не было.

Нефтегазоносными комплексами на Каламкаском валу являются юрские и меловые отложения. Юрский нефтегазоносный комплекс представлен терригенными отложениями, переслаиванием песчано-алевритовых пород и глин.

Мощность юрского комплекса в своде Каламкасского локального поднятия составляет 350 м. Так как с погружением мощность этого комплекса возрастает, то на поднятии Мусаханлы, где кровля юрских отложений в своде зафиксирована на глубине 1200 м, следует ожидать увеличение мощности юрских отложений до 400 м и более.

Промышленная нефтегазоносность в меловых отложениях связана с горизонтами в неокоме и апте. Причем если юрские отложения содержат, в основном, *нефть*, то меловые отложения — *газ*. Отложения неокома и апта представлены неравномерным переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород. Покрышкой для залежей служат глинисто-карбонатные пачки верхнего мела и глинистая толща апта и альба. Мощность мелового комплекса на поднятии Мусаханлы, видимо, достигает 800 м.

Рекомендуется на восточной вершине поднятия Мусаханлы бурение поисково-разведочной скважины глубиной 1500 м. Проектный горизонт Р-Т.

Белинское мезозойское локальное поднятие. Белинская структура приурочена к восточному окончанию одноименного вала, относящегося к крупной структурной зоне, протягивающейся далеко за пределы акватории Северного Каспия в западном направлении. — Полдневской зоне поднятий (см. рис. 8.23). На территории Астраханской области и Республики Калмыкия с Полдневской зоной поднятий связана серия месторождений УВ: Промысловское, Олейниковское, Тенгутинское и др.

Белинская структура расположена в зоне мелководья непосредственно за дельтовой системой Волги. В силу своего расположения она слабо изучена сейсмическими работами. По замкнутой изогипсе 1350 м (кровля юрских отложений) — размеры структуры 30×13 км, амплитуда выше 50 м.

По аналогии с выявленными на суше месторождениями УВ перспективы нефтегазопосности Белинской структуры следует связывать с юрско-нижнемеловыми отложениями.

Юрский комплекс представлен отложениями средней и верхней юры, которые сложены толщей глин с прослоями песчаников, алевритов и известняков. Мощность комплекса около 400 м.

Нижнемеловой комплекс сложен мощной, преимущественно песчано-глинистой толщей, в нижней части которой встречаются карбонатные прослои. В разрезе нижнемеловых отложений встречаются выдержанные по площади прослои песчаников и алевролитов с высокими коллекторскими свойствами (пористость достигает 15–30 %). Приведенные характеристики полностью подтверждаются материалами, полученными на расположенной относительно недалеко Широ́тной структуре. Как упоминалось в предыдущих разделах, на Широ́тной структуре выявлена промышленная нефтегазоносность (месторождение им. Ю. Корчагина).

Таким образом, структура Белинская является крупным поднятием, принадлежащим к Полдневской зоне поднятий. Нефтегазоносность последней установлена. Исходя из этих предпосылок, Белинская структура относится к одной из наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности и величины предполагаемых ресурсов УВ.

Рекомендуется проведение детальных сейсмических работ МОВ ОГТ, после выполнения которых в свode структуры необходимо пробурить поисково-оценочную скважину глубиной 1700 м. Проектный горизонт — триас.

Камеральное мезозойское локальное поднятие. Камеральное локальное поднятие осложняет Западную часть Северо-Каспийской группы поднятий и представляет наряду с Южно-Камеральной структурой одну из наиболее крупных локальных структур этой группы. Северо-Каспийская группа локальных мезозойских структур была выявлена региональными сейсмическими работами в 1962 г. в виде Северо-Каспийского сводового поднятия.

Камеральное локальное поднятие вытянуто в ЗСЗ–ВЮВ направлении на расстоянии 25 км. Восточная часть ее широкая — 10 км, западная — сужается до 4 км.

Согласно сейсмическим данным и положению Камерального поднятия и Северо-Каспийской группы локальных структур в региональном плане крупных структурно-тектонических элементов, основные перспективы нефтегазоносности на Кулалинском поднятии следует связывать с юрскими и меловыми отложениями.

Меловой перспективно-продуктивный комплекс здесь,

по-видимому, сложен терригенными отложениями неокома, апта. альба и сеномана. Региональной покрывкой служит глинисто-карбонатная толща верхнего мела. Мощность мелового комплекса достигает 700 м и более.

Юрский перспективно-продуктивный комплекс, залегающий на глубине 1100–1200 м, также представлен преимущественно терригенными отложениями. Мощность его достигает 400 м и более. Юрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности пермско-триасовых образований. По аналогии с Прорвинскими месторождениями промышленные скопления УВ здесь могут быть связаны с триасовыми отложениями.

Таким образом, Камеральное поднятие является одной из наиболее крупных мезозойских структур, приурочено к более крупной положительной структуре, аккумулирующей предполагаемые потоки флюидов. Относительно близко расположена Широтная мезозойская структура с доказанной нефтегазоносностью. Перечисленные обстоятельства позволяют относить Камеральное поднятие к группе перспективных структур Северного Каспия.

На западной, наиболее приподнятой и широкой части Камерального локального поднятия рекомендуется бурение поисково-разведочной скважины глубиной 1800 м. Проектный горизонт — пермско-триасовые отложения.

Гамбурцевское мезозойское локальное поднятие.

Гамбурцевское поднятие было выявлено региональными сейсмическими работами в 1962 г. Оно расположено у северной границы Северо-Каспийской группы локальных поднятий и к югу от южной границы распространения соляных куполов.

Гамбурцевское локальное поднятие достаточно полно изучено детальными сейсмическими работами. Структура вытянута в ЗСЗ направлении. Ее размеры по кровле юрских отложений по замкнутой изогипсе 1150 м — 8×17 км. Причем западная ее часть несколько шире восточной. Глубина поверхности юрского комплекса в своде поднятия составляет 1100 м, амплитуда поднятия порядка 70–80 м.

На основании геофизических материалов и по аналогии с данными по сути основные перспективы нефтегазоносности на Гамбурцевском поднятии следует связывать с отложениями

юры и мела. По аналогии с Прорвинскими месторождениями скопления УВ на Гамбургцевской структуре могут быть связаны и с триасовыми отложениями.

Меловой перспективный комплекс здесь будет сложен нижнемеловыми и сеноманскими терригенными отложениями. Региональной покрывкой будет служить глинисто-карбонатная толща верхнего мела. Мощность мелового перспективно-нефтегазоносного комплекса будет составлять 800 м и более.

Юрский перспективно-нефтегазоносный комплекс на Гамбургцевском поднятии также, по-видимому, представлен преимущественно терригенными образованиями мощностью более 400 м. Юрские отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на отложениях триаса, которые представлены терригенными образованиями.

Таким образом, Гамбургцевское поднятие является крупной структурой, обладающей значительной амплитудой. Предполагается, что залегающие ниже палеозойские отложения образуют крупную карбонатную платформу, которая содержит значительные скопления УВ. Следовательно, возможен подток углеводородных флюидов из более древних отложений. На основании этих аргументов Гамбургцевская структура относится к группе наиболее перспективных.

Рекомендуется в свде Гамбургцевского поднятия бурение поисково-разведочной скважины глубиной 1800 м. Проектный горизонт — триасовые отложения.

Большой нефтегазовый потенциал имеют структуры лицензионного блока “Лаганский” на шельфе Калмыкии.

8.5.3. Технология разведки и освоения месторождений нефти и газа на шельфе северной части Каспийского моря

Выявление перспективных на нефть и газ объектов северной части шельфа Каспийского моря осуществляется пневматической сейсморазведкой 2D (ввиду невозможности применения взрывной в заповедной зоне Северного Каспия), при подготовке структур к бурению плотность сейсмопрофилей доводится до 2 км/км^2 ($1 \times 1 \text{ км}$).

Сейсморазведку 3D проводят после открытия месторождений для детального изучения распространения и геометрии продуктивных пластов и оптимального заложения разведочных, а в последующем и эксплуатационных скважин.

Сейсмические работы 2D и 3D проводятся в течение одного сезона.

Поисковое и разведочное бурение на севере Каспийского шельфа осуществляют на базе имеющихся на Каспийском море буровых установок, в основном принадлежащих Азербайджану и российской НК «ЛУКОЙЛ». **Класс установок** как по назначению, так и по мощности достаточно широк и включает:

- полупогружные буровые установки, предназначенные для поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на глубинах моря в пределах 100 м (ППБУ «Гуртулуш», «Шельф-7») и на глубинах моря до 1000 м (ППБУ «DSS-20», «Истиглал», «Деде Горгуд»);

- самоподъемные буровые установки (СПБУ «Астра») для бурения на мелководье;

- буровые установки («Сункар») для бурения на малых глубинах;

- буровые суда.

Все перечисленные средства рассчитаны на бурение скважин глубиной до 5,0–6,5 км (ППБУ «DSS-20» — до глубины забоя 9150 м). характеризуются высокой степенью механизации буровых работ, оборудованы циркуляционными системами, которые обеспечивают замкнутый цикл оборота бурового раствора. Каждая платформа рассчитана на проводку примерно 10–20 скважин. Платформы строятся как судоверфями государств Каспийского региона (Азербайджан, Россия), так и иностранными производителями. Платформы отвечают всем необходимым требованиям эффективного и безопасного функционирования, которые включают повышенные меры обеспечения экологической безопасности и ледовой защиты (где это требуется). Скорость проводки скважин с использованием перечисленного комплекса средств составляет по поисково-разведочному бурению два–шесть месяцев при глубинах от 3500 м до 6500 м соответственно (исключая испытание скважины, которое может достигать 0,3–1 мес.).

На каждой структуре предполагается бурение одной-двух *поисковых* и одной-двух *оценочных* скважин в зависимости от площади структуры и объема запасов.

Технология разработки месторождений определяется конкретными горно-геологическими и природно-климатическими условиями работы на осваиваемых месторождениях.

Освоение объектов в пределах шельфа Северного Каспия, характеризующегося мелководьем, наличием ледяного покрова значительной мощности в зимнее время и высокими штормовыми нагрузками, возможно преимущественно на базе использования **морских стационарных льдоусиленных платформ** (МЛСП). Их тип различен и зависит от ледовых условий, глубины воды и характеристик донных отложений, технологических особенностей освоения месторождений. Поэтому платформы проектируются для каждого конкретного нефтегазового объекта, и окончательные конструктивные изменения вносятся и реализуются на завершающих стадиях, при более детальных проработках соответствующих проектов.

Как возможный вариант для мелководной зоны можно рассматривать насыпные острова, возводимые по разработанной специальной технологии.

На каждом объекте предполагается строительство базы обеспечения (с использованием стационарной платформы), на которую "завязываются" все технологические процессы обеспечения окончательной подготовки продукции и транспортировки ее на берег (морским трубопроводом на береговую базу, к магистральному трубопроводу или через наливной терминал в танкеры).

Разбуривание и дальнейшую эксплуатацию ведут с платформ **кустовым методом с постепенным охватом всей площади залежи**. Каждая платформа обеспечена необходимым оборудованием для первичной подготовки продукта (дегазация и обезвоживание нефти или сепарация конденсата) и связана морским трубопроводом с центральной базовой платформой, куда этот продукт транспортируется.

Темп разбуривания определяется технологическими режимами освоения залежи и техническими возможностями оборудования.

Месторождения разбуривают вертикальными, наклонно направленными и горизонтальными (ствол с горизонтальным заканчиванием, протяженность которого может достигать 1500 м) скважинами. Количество эксплуатационных скважин зависит от величины извлекаемых запасов, принятых рабочих дебитов, сетки разбуривания и определяется на этапе моделирования режима освоения перспективных объектов.

Поддержание пластового давления осуществляют закачкой жидкости (пластовая вода, выделенная из добытой жидкости, и морская вода) в объеме, соответствующем объему добытой пластовой жидкости (нефть плюс вода).

Специфика месторождений данного региона заключается в очень высоком (до 15–25 %) содержании сероводорода в газе (и в свободном, и в растворенном). Это обстоятельство, наряду с повышенными требованиями к экологической безопасности, требует специфического подхода к эксплуатации месторождений. На данный момент рентабельная утилизация такого газа в больших объемах невозможна. Если принять во внимание высокий газовый фактор и огромные объемы попутного газа, то единственным приемлемым решением является обратная его закачка в пласт. Наряду с решением экологических проблем это будет способствовать и дополнительному поддержанию пластового давления.

Таким образом, сеть нагнетательного бурения предусматривает две группы скважин — для закачки жидкости и для закачки газа. Исходя из коллекторских свойств основных продуктивных толщ региона (это высокые коллекторы с высокой пористостью и проницаемостью), возможно принять соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин и по жидкости, и по газу равным 1 : 8, то есть общее соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин составит 1 : 4.

С чисто технических позиций существует возможность заменить часть морских эксплуатационных платформ подводными модулями, что снизило бы объемы капитальных затрат. Однако при высоких дебитах скважин и огромных объемах закачки жидкости и газа в пределах каждого куста скважин средствами подводных модулей это трудно осуще-

ствимо. Главным противодействующим фактором при реализации такой схемы станет несравнимо более высокая степень технологических рисков и связанные с возможными авариями отрицательные экологические последствия.

В то же время для отдельных мелких объектов или отдельных небольших групп скважин такая схема эксплуатации в принципе допустима. Скважины с подводным оборудованием устья (сухого или мокрого типов) широко применяются за рубежом, в том числе и на небольших глубинах моря. Обычно они удалены от основной добывающей платформы на расстояние не более 15–20 км, но имеются примеры рекордного удаления отдельных скважин на расстояние до 35 км.

В комплексе платформ предусмотрены:

- резервные внутренние нефтехранилища;
- установки по дегазации и подготовке нефти, сепарации конденсата (для газоконденсатных залежей);
- жилой блок;
- одна-две буровые вышки;
- системы инъекции химикатов (бактерициды, ПАВ, деэмульгаторы, ингибиторы гидратообразования) для обработки морской воды, эмульсии нефти и воды.

В комплект буровых установок включаются станции геофизических исследований в скважинах, перфорации и геосервиса, цементировочный комплекс, четырехступенчатая система очистки и дегазации бурового раствора.

Для обеспечения всего комплекса оборудования энергией устанавливаются газотурбогенераторы, мощность и количество которых зависят от параметров и технологических условий эксплуатации платформ.

Подготовка нефти на платформах включает процессы дегазации, деэмульсации и обезвоживания с доведением остаточного содержания воды в нефти до 5 %. Пластовая вода в смеси с дренажной, очищенной от механических примесей, смешивается с обработанной морской водой и нагнетается в пласты для поддержания пластового давления. Попутный газ также закачивается обратно в пласт.

8.5.4. Выводы по шельфу Северного Каспия

1. В настоящее время северная часть шельфа Каспийского моря рассматривается как новый высокоперспективный нефтегазоносный регион, в котором возможно открытие крупных высокопродуктивных месторождений нефти и газа.

Прогнозируемые величины локализованных ресурсов УВ шельфа Северного Каспия составляют:

— по нефти — от 11 310,4 млн т (максимальная оценка) до 4 525 млн т (минимальная оценка), из них по палеозойским отложениям — от 5 754 млн т до 2 302,4 млн т соответственно;

— по газу — от 3 693,7 млрд м³ (максимальная оценка) до 1 477,5 млрд м³ (минимальная оценка).

2. Локализованные ресурсы УВ Северного Каспия, приуроченные к палеозойским отложениям, имеют значительное сероводородное заражение. В известном Астраханском газоконденсатном месторождении содержание сероводорода 22 %, в Тенгизском нефтяном месторождении — 18 %, на открытом в пределах рассматриваемой акватории Кашаганском нефтяном месторождении в составе нефтерастворенного газа содержание сероводорода составляет 16,5 %. Это обстоятельство требует применения комплекса защитных мер и осложняет добычу и реализацию газа.

3. Следует ожидать, что выявленные на шельфе Северного Каспия месторождения, непосредственно примыкающие к полуострову Бузачи, будут содержать высокий процент ванадия. На выявленных месторождениях полуострова содержание ванадия (до 85 мг/100 г нефти имеет промышленное значение.

4. Анализ существующих концепций освоения месторождений северной части шельфа Каспийского моря показывает, что технических препятствий для их разработки и круглогодичной доставки нефти потребителям не существует.

Для организации добычи нефти и газа рассматриваются два технических подхода:

- строительство стационарных платформ;
- сооружение насыпных островов.

Большинством операторов нефтегазовых проектов предлагается использование небольших льдоусиленных морских

стационарных платформ со средним количеством скважин на платформе 15–20.

5. Шельф Северного Каспия обладает уникальной фауной и флорой, дающей 85 % мировой добычи осетровых рыб и 90 % черной икры. Для поддержания его экосистемы необходима постоянная забота об экологическом состоянии окружающей среды.

6. Добывной потенциал Северного Каспия по газу может составить от 30 до 50 млрд м³ в год.

7. Проведенный анализ перспектив нефтегазоносности и геолого-экономическая оценка локальных объектов позволили выделить из их общего числа наиболее инвестиционно привлекательные.

В российском секторе Каспийского моря к таким объектам в *нераспределенном фонде* недр относится структура Белинская, в *распределенном* — структура Камеральная. Однако эти объекты наименее изучены сейсмическими исследованиями, и поэтому проведение работ на них связано с определенным риском потери инвестиций.

Наиболее рентабельные для освоения структуры казахстанского сектора находятся в основном в *распределенном фонде* недр (Жамбай-южный, Шабурбаалинская, Гамбурцевская). Эти структуры, за исключением Жамбая, отличаются хорошей изученностью сейсмическими методами, и вероятность подтверждения прогнозируемых геологических характеристик для них достаточно высока.

Определенный интерес представляет также структура Кулалинская, расположенная в пограничной акватории. Данный объект характеризуется несколько худшими в выделенной группе экономическими показателями, но в то же время является одним из наиболее разведанных, обладающих высокой степенью достоверности подтверждения величины прогнозируемых ресурсов.

8. Исходя из высказанных положений и экономических расчетов, следует признать, что Северный Каспий вполне можно рассматривать в качестве одного из наиболее перспективных регионов страны. Возможные прогнозные ресурсы нефти этого региона могут обеспечить годовой уровень добычи от 100 до 150 млн т. Сосредоточение ресурсов нефти

в крупных объектах и ожидаемые благоприятные геолого-промысловые характеристики перспективных нефтегазоносных объектов позволяют рассчитывать на достаточно высокую рентабельность разработки месторождений и определяют высокую инвестиционную привлекательность Северного Каспия.

8.6. ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Южно-Каспийская впадина (ЮКВ) приурочена к южному глубоководному геоморфологическому элементу Каспийского моря. Строение ЮКВ достаточно хорошо изучено геологическими, геофизическими, геохимическими, гидрогеологическими и другими методами. В современном структурном плане ЮКВ охватывает акваторию Южного Каспия и сопредельные низменные участки суши:

- *Западно-Туркменскую низменность* — на востоке;
- *прибрежную низменность Ирана* — на юге;
- *Нижнекуринскую низменность* — на западе;
- *Апшероно-Гобустанский* — на северо-западе.

Вдоль северной части впадины проходит Апшероно-Прибалханская зона поднятий, морфологически выраженная на дне моря в виде Апшеронского порога.

ЮКВ региональными разрывными нарушениями разбито на множество разномасштабных тектонических блоков. На периферийных частях мегавпадины характерными структурными формами являются выступы фундамента, внутри которого часто отсутствует даже "штриховая" запись на сейсмических временных разрезах вулканогенных и метаморфизованных пород.

Анализ структурно-тектонического строения нижних комплексов осадочного чехла обнаруживает ряд закономерностей, которые можно объяснить смещением и опусканием блоков фундамента в неотектоническое время. Так, неогеновые толщи осадочного чехла образуют флексуру, на верхнем крыле которой выделяются несколько слабовыраженных асимметричных антиклиналей, входящих в состав Северо-Апшеронской зоны поднятий, южные же антиклинали обра-

зуют складчатые линии Апшероно-Прибалханской зоны поднятий. О крупной неотектонической фазе погружения фундамента ЮКВ вдоль имевшихся к этому времени глубинных разломов свидетельствует также положение современной бровки шельфа и разрывы сводовых частей антиклиналей Апшероно-Прибалханской зоны поднятий.

Исследования зеркал складчатости опорных горизонтов (по данным сейсморазведки и бурения) позволили установить, что область максимального прогибания по всем опорным горизонтам (поверхность консолидированного основания, мезозоя, палеоцен-миоцена и среднего плиоцена) находится в центральной части ЮКВ. При этом как западный, так и восточный сегменты имеют собственные депрессионные фокусы и могут рассматриваться как относительно автономные субдепрессии широтного простирания и разделенные в центральной части субмеридиональным барьером ("вал Аби́ха"). Регион характеризовался устойчивым прогибанием и относительно интенсивным осадконакоплением в течение всего рассматриваемого интервала геологического времени, сопровождавшегося складкообразующими процессами различного генезиса, что создало благоприятные палеоструктурно-тектонические условия для формирования ловушек структурного, литологического и смешанного типов.

Основные залежи в ЮКВ связаны с песчано-алевритоглинистыми отложениями среднего и верхнего плиоцена общей мощностью от 4 до 5,5 км, из них на долю среднего плиоцена приходится 2500–3700 м (продуктивная и красноцветная толщи), а на долю верхнего плиоцена — 500–2000 м (апшеронский и акчагыльский ярусы). Миоценовый комплекс (диатомовая свита и чокракский ярус) общей мощностью 2000–2500 м представлен глинистыми образованиями с редкими прослоями песков и мергелей. Палеогеновый комплекс мощностью 1000–2000 м представлен терригенно-карбонатными породами. Два последних комплекса также промышленно нефтегазоносны (Ф. М. Багирзаде, В. А. Горин, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк, А. Л. Путкарадзе, Ф. И. Самедов, Л. А. Буряковский и др.).

Главный нефтегазосодержащий комплекс среднего плиоцена — продуктивная толща (ПТ) — по литологическим при-

знакам делится на ряд свит (снизу вверх): калинская (КаС), подкирмакинская (ПК), кирмакинская (КС), надкирмакинская песчаная (НКП), надкирмакинская глинистая (НКГ), “перерыва”, балаханская, сабунчинская, суханская. Наиболее характерная черта этого комплекса — ритмичность смены песчано-алевритовых и глинистых слоев.

Основные структурные формы, контролирующие скопления нефти и газа, — антиклинальные (брахиантиклинальные) складки плиоценового структурного этажа, которые группируются в протяженные антиклинальные зоны. Углы падения пластов самые разнообразные от 2–5° до 45–50°. Для этих структур характерна значительная раздробленность, причем продольные разрывы имеют значительные амплитуды смещения и региональный надвиговый характер. Поперечные нарушения в основном играют роль экранов. Месторождения, как правило, многопластовые с продуктивными горизонтами значительной мощности при очень узком стратиграфическом диапазоне (средний плиоцен). Почти все структуры, открытые геофизическими методами (сейсморазведкой), продуктивны. В пределах Апшеронского архипелага разрабатываются месторождения Нефтяные Камни, Грязевая Сопка, о. Жилой, Южная, Пурганы-море, о. Артема, банка Дарвина, Зыря, о. Песчаный, Бахар, им. 28 Апреля; в Бакинском архипелаге — крупные месторождения Сангачалы — Дуванный-море — о. Булла и Булла-море. В разработке находится месторождение Челекен, банка Жданова, банка ЛАМ, в разведке — банка Ливанова, банка Губкина и др. Кроме того, известно большое число перспективных структур.

Залежи нефти и газа приурочены к рыхлым и средне-несцементированным песчано-алевритовым коллекторам со значительным содержанием глинистой фракции. Пористость пород 15–28 %, проницаемость $(10 \div 1000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Плотность нефти от 780 до 940 кг/м³. Нефти малосернистые (0,35 %). Парафин содержится во всех нефтях, но не более 1 %, хотя имеются залежи с содержанием парафина до 10–20 %. В закрытых залежах наблюдается тенденция к увеличению плотности нефти вниз по разрезу. В этом же направлении уменьшается минерализация (от 200 до 10–15 г/л) пластовых вод и увеличивается их щелочность.

Газовые залежи обычно содержат много конденсата (100–200 мг/м³), т. е. являются, по существу, газоконденсатными и зачастую имеют нефтяные оторочки. Как правило, газоконденсатные залежи приурочены к зонам погружения антиклинальных поясов. В этом же направлении увеличивается газонасыщенность нефтяных залежей. Такое соотношение может свидетельствовать о дифференцированном улавливании углеводородов, мигрировавших по пластам нижнего отдела продуктивной толщи. Наблюдается территориальная связь между размещением грязевых вулканов (более 250) и нефтяных и газовых месторождений, что говорит о генетической связи между грязевым вулканизмом и нефтегазоносностью.

Изучение нефтегазосодержащих пород промыслово-геофизическими и геолого-математическими методами на акваториях Южного Каспия, и в первую очередь в пределах Апшероно-Прибалханского порога и Бакинского архипелага, позволило выполнить оценку запасов таких месторождений, как Южная, Грязевая Сопка, банка Дарвина, Нефтяные Камни, им. 28 Апреля, Бахар, Сангачалы-море — Дуваный-море, о. Булла, Булла-море и др., и ввести их в разработку (Х. Б. Юсуфзаде, 1979).

Не изученной бурением областью регионального нефтегазонакопления является внутренняя депрессия Южно-Каспийской мегавпадины, которая представляет собой крупную область с большой мощностью терригенных пород, среди которых могут быть хорошие коллекторы и покрышки. Наличие больших по площади спокойных пологих поднятий может способствовать образованию крупнейших нефтяных и газовых месторождений.

8.6.1. Геологические особенности месторождений на шельфе Южного Каспия

Промышленная (детальная) разведка месторождений нефти и газа на площади банки Дарвина [98]

Обильные выходы естественного газа к северу от о. Артема издавна привлекали внимание геологов. В 1937–1939 гг. на этой акватории было пробурено большое количество структурных

скважин, по данным исследований которых была построена геологическая карта морского дна, охватывающая площади Мардакяны-море, банка Дарвина, Пюргяны-море и др.

Детальное изучение площади **банки Дарвина** было выполнено в 1949–1951 гг., что позволило дать более полное освещение ее геологического строения (рис. 8.35). Первая глубокая разведочная скв. № 800 была заложена в 1949 г., однако она попала в нарушенную зону и была ликвидирована. По данным бурения последующих скважин было установлено сложное тектоническое строение площади. Параллельно с глубоким бурением в 1950 г. начали проводить сейсморазведочные работы. По результатам этих исследований была составлена структурная карта, согласно которой, банка Дарвина представляется самостоятельным поднятием, лежащим на одной оси с поднятием о. Артема. Седловина, отделяющая с юга банку Дарвина от складки о. Артема, определяется нечетко. Более широкая седловина (около 2,5 км) к северу от банки Дарвина отделяет ее от банки Апшеронской.

Параллельно с сейсморазведочными работами в 1951–1952 гг. в районе северного погружения артемовской складки и на площади банки Дарвина проводились *аэрофотосъемка* и *морское структурное бурение* с целью уточнения геологической карты, составленной по материалам 1937–1939 гг. Этими работами было доказано, что в структуре банки Дарвина отсутствует замыкание акчагыльских слоев. Выходы акчагыльских слоев на западном и восточном крыльях тянутся параллельно друг другу в северном направлении на расстоянии свыше 10 км. На карте четко обрисовываются свод поднятия, восточное крыло, северное и южное периклинальные замыкания. Осевая линия артемовской складки не является непосредственным продолжением дарвинской, а сочленяется с ней кулисообразно.

Наиболее четкое и полное освещение тектоники и литолого-стратиграфических особенностей разреза получено в результате бурения глубоких скважин. В 1950 г. заложено семь разведочных скважин. В трех скважинах при опробовании свит КС и ПК получены промышленные притоки нефти. В связи с положительными результатами в 1951 г. начато бурение еще пяти разведочных скважин и в том же году

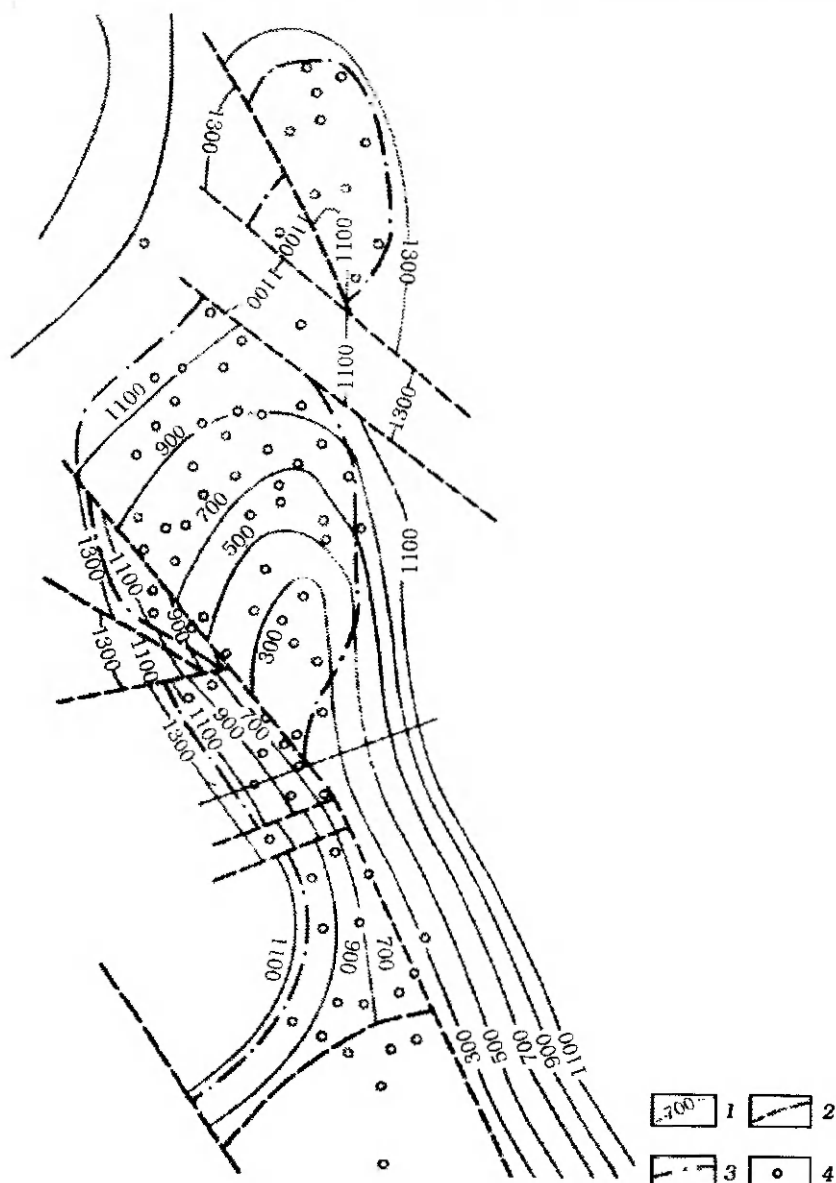


Рис. 8.35. Структурная карта по кровле горизонта КС на месторождении банки Дарвина:

1 — изобатсы, м; 2 — тектонические разрывы; 3 — контур нефтеносности; 4 — скважины

заложено 16 опережающих эксплуатационных скважин. К середине 1954 г. на месторождении было пробурено 18 разведочных и 36 эксплуатационных скважин. Положительные результаты получены в 49 скважинах, т. е. в 91 % от всех пробуренных. Эти скважины осветили нефтеносность разреза, позволили оконтурить залежи нефти в кирманской и подкирманской свитах на южном, центральном и северо-западном полях. Разведочными работами последующих лет в результате бурения 37-ми разведочных и 513-ти добывающих скважин выявлены залежи нефти на новых участках месторождения в пределах северного и северо-восточного полей.

Месторождение о. Жилой [98]

Специальных геолого-поисковых работ на островах Апшеронского архипелага, в том числе на о. Жилой, до революции не производилось, несмотря на то что естественные выходы нефти из обнаженных пород свиты ПК на о. Жилой известны давно.

Первая геолого-поисковая партия под руководством А. А. Камладзе с задачей детального геологического исследования всех островов архипелага была организована в 1932 г. Под руководством Л. В. Архарова, М. М. Мушинского и С. Я. Литвинова в районе о. Жилой в 1934 и 1937 гг. проводилась морская электроразведка. В результате интерпретации полученных материалов авторы пришли к выводу, что осевая линия складки проходит в море, восточнее северо-восточного берега острова.

В 1938 г. попутно с работами в районе восточного берега Апшеронского полуострова (Мардакяны-море, о. Артема и Пуряны) к востоку от о. Жилой пробурен профиль мелких структурных скважин, протягивающийся вкрест простирающих пластов. Было подтверждено, что осевая линия и свод складки располагаются к востоку от о. Жилой в море.

В 1946–1947 гг. на о. Жилой работал геологический отряд Азербайджанской нефтяной экспедиции СОПС Академии наук СССР под руководством А. А. Камладзе, а затем А. К. Алиева. Нормальный разрез, составленный А. А. Камладзе, дополнился данными о породах, залегающих в низах продуктивной толщи. А. К. Алиевым установлено, что в подо-

шве продуктивной толщии залегает свита КаС, а не ПК, как это предполагалось ранее. Кроме того, полевыми изысканиями 1946–1947 гг. доказано, что свод жилинской складки располагается в море несколько севернее профиля морских крелиусных скважин. что осевая линия складки протягивается параллельно северо-восточному берегу острова, на расстоянии 200 м к востоку и что в своде складки обнажаются на дне моря диатомовые слои.

С 1945 по 1951 г. в районе о. Жилой проводились сейсморазведочные работы. В результате этих работ установлено, что складка о. Жилой располагается на одной оси с поднятиями Камни Григоренко — к северу-западу и Нефтяные Камни — к юго-востоку. Структурная карта, построенная по условному сейсмическому горизонту, в районе складок Камни Григоренко, о. Жилой и Нефтяные Камни, четко определяет местоположение складки о. Жилой и ее присводовой зоны. Однако данные сейсморазведки не дали ясного представления о характере строения этого поднятия, так как вся присводовая часть складки лишена отражающих площадок и эта зона сейсмически “слепая”.

В 1949 г. на этой площади начали проводить работы по структурно-картировочному бурению в морской полосе, а несколько позже, в 1950 г., провели морскую аэрофотосъемку. Опыт проведения аэрофотосъемочных работ в районе о. Жилой оказался удачным. В результате дешифрирования снимков была получена карта, указывающая на очевидную самостоятельность поднятия Камни Григоренко, отделенного от складки о. Жилой мульдой. Аналогичные данные были получены в результате морского крелиусного бурения. С этого времени о. Жилой находился в числе площадей, подготовленных к промышленной разведке (рис. 8.36 и 8.37).

В начале 1947 г. начато бурение скв. № 1 и 2. Обе скважины заложены на острове в районе западного крыла складки, на продолжении линии профиля морских крелиусных скважин. К юго-востоку от этих скважин в конце этого же года заложена скв. № 3, которая была закончена в начале 1948 г. и опробована в калинской свите. После вызова притока глубинным насосом скважину ввели в эксплуатацию с дебитом нефти до 1,5 т/сут. В скв. № 1 и 2 при опробовании объектов

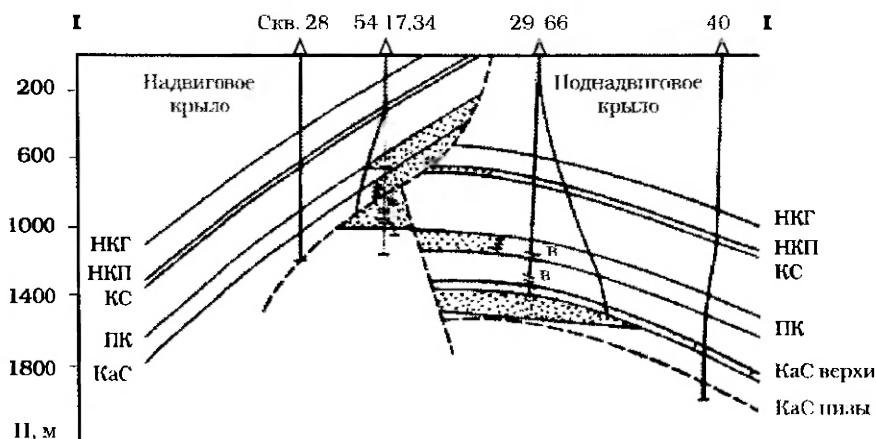


Рис. 8.37. Геологический профиль по линии I-I (см. рис. 8.36) месторождения о. Жилой

КС, ПК и КаС не было получено положительных результатов, несмотря на ряд положительных косвенных признаков нефтеносности этих отложений.

В течение 1948 г. на о. Жилой начато бурение семи скважин на юго-западном крыле складки. Из них скв. № 5 и 14 располагались в поперечном профиле скв. № 1, 2 и морских крейсерских скважин. К концу 1948 г. закончено бурение пяти скважин, из которых в скв. № 6 при опробовании КаС был получен кратковременный промышленный приток нефти.

В 1949 г. заложено еще шесть скважин на суше с целью уточнения данных разведки юго-западного крыла складки. К концу 1949 г. закончено бурение четырех скважин. При опробовании КаС в скв. № 5 был получен приток нефти до 5 т/сут, а в скв. № 10 — газовый фонтан.

В 1950 г. на площади о. Жилой заложено пять скважин. Так как к этому времени разведка юго-западного крыла складки была в основном закончена, то в пределах этой части месторождения начато бурение всего лишь одной скважины, которая не дала положительного результата. На юго-восточном погружении складки, находящемся в море, были заложены

жены две скважины, на северо-восточном крыле складки (в море) (одна скважина) и на далеком погружении юго-западного крыла складки (одна скважина) с целью поисков залежей нефти стратиграфического типа в низах продуктивной толщи.

В 1951 г. на юго-восточном погружении и на северо-восточном крыле были вскрыты породы высокого электрического сопротивления в низах продуктивной толщи, а при опробовании скв. № 17 в ПК и № 8 в КаС получены промышленные притоки нефти. В этом же году скв. № 17 была введена в эксплуатацию из горизонта ПКн с дебитом 69 т нефти в сутки. Следует заметить также, что в процессе бурения в этой же скважине была опробована свита ПК надвинутого крыла и получен промышленный приток нефти. Данные этой скважины, расположенной на юго-восточном погружении складки, на участке, не затронутом бурением прежде, позволили по-новому оценить перспективы нефтеносности месторождения в целом.

В 1951 г. все внимание разведочного бурения на о. Жилой было сосредоточено на разбурировании юго-восточного участка складки, где были заложены шесть разведочных скважин и две опережающие эксплуатационные скважины на свиту ПК.

В 1952 г. получено разрешение пробной эксплуатации скважин на о. Жилой. Всего за 1952 г. здесь перебывало в эксплуатации 12 скважин, из них четыре — эксплуатационные. Все скважины, начатые бурением в 1952 г., были заложены в границах юго-восточной периклинали складки и ее северо-восточного крыла.

В 1953 г. перебывало в эксплуатации уже 18 скважин. Вновь начато бурение шести скважин, из них одна скважина — крелиусная. В последующие годы темп разведки значительно уменьшился. Пробуренные скважины (до 25) были введены в эксплуатацию.

К концу 1954 г. на месторождении пробурено 49 разведочных скважин, однако многие вопросы геологического строения и характера нефтегазонасыщения разреза требовали дальнейшего изучения.

Геолого-разведочными работами в последующие годы выявлены залежи нефти и газа в свитах НКП, КС и КаС

на новых участках месторождения (в пределах северо-восточного крыла складки).

К началу 1979 г. пробурено 93 скважины, из них разведочных — 60; эксплуатационных — 33. Всего на месторождении опробовано 84 скважины, из которых получено: безводной нефти — в 29 (35 %); нефти с водой — в 27 (32 %); пластовой воды — в 23 (27 %); свободного газа — в пяти (6 %).

Месторождение Нефтяные Камни [98]

Систематическое геологическое исследование акватории Нефтяных Камней начато с 1946 г. Полевые работы были начаты Азербайджанской нефтяной экспедицией СОПС Академии наук СССР летом 1946 г. и закончены в 1948 г. Работы производились под руководством А. К. Алиева. Исследованиями этих лет установлено, что два наиболее крупных восточных обнажения из всей группы камней располагаются на северо-восточном крыле складки, а ось складки протягивается в средней части обнажений с северо-запада на юго-восток.

В 1947–1948 гг. составлена геологическая карта района Нефтяных Камней и инструментально определены на обнажениях коренных пород элементы залегания. Глубокую промышленную разведку на месторождении Нефтяные Камни проводили по составленному проекту в течение 1949–1951 гг.

Бурение первой разведочной скважины было начато на Восточном Камне 24.07.1949 г. (северо-восточное крыло складки). В ноябре того же года в скв. № 1 получен высокодебитный приток нефти до 100 т/сут из Кас (рис. 8.38).

В связи с получением промышленного притока нефти темп разведочного бурения резко увеличился. Руководили разведочными работами геологи Э. Н. Алиханов, А. М. Ахмедов, Б. К. Бабазаде, К. Ф. Касумов, М. К. Мамедов, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк, А. М. Полаудин, Ф. И. Самедов и другие исследователи.

На 1950 г. намечено пробурить 11 скважин, расположение которых должно было удовлетворять требованиям как геологического, так и геоморфологического характера (глубина моря, наличие выступающих камней и т. п.). Определен продольный профиль вдоль предполагаемой осевой линии

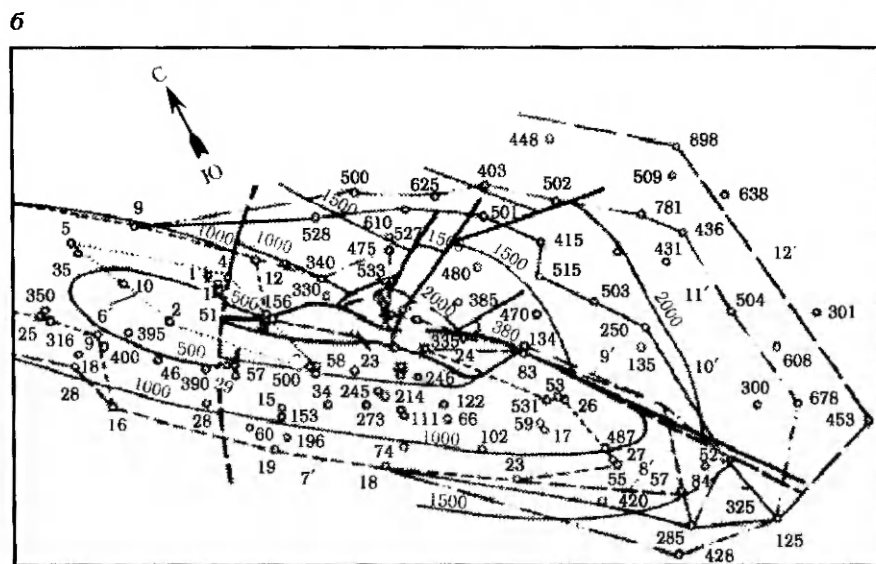
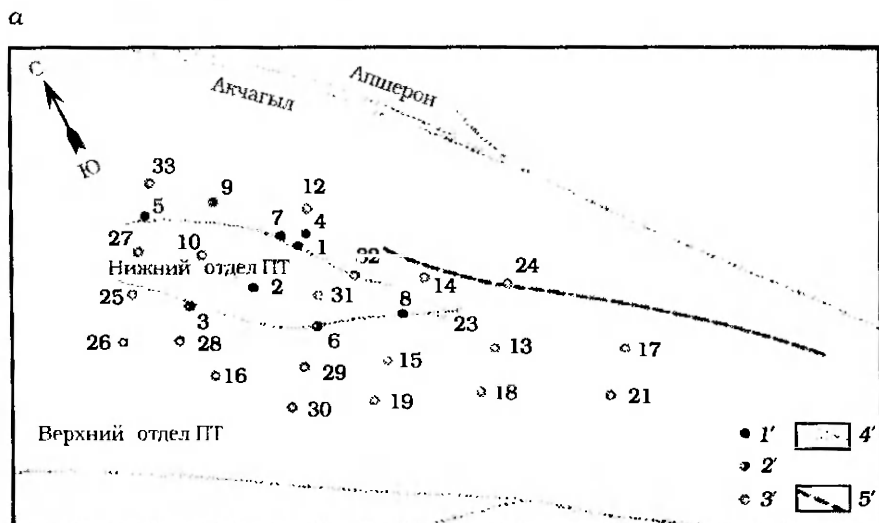


Рис. 8.38. План разведочного бурения на 1951 г. (а) и этапы разведки (б) месторождения Нефтяные Камни:

скважины: 1' — законченные, 2' — бурящиеся, 3' — проектные. 4' — износы. 5' — нарушения; границы разведочной площади: 6' — в 1949–1950 гг.; 7' — в 1951–1952 гг.; 8' — в 1953–1954 гг.; 9' — в 1955–1956 гг.; 10' — в 1957–1958 гг.; 11' — в 1959–1960 гг.; 12' — в 1961–1962 гг.

складки, в который входили скв. № 11, 10, 2 и 8. Поперечный профиль через скв. № 10 включал на юго-западном крыле скв. № 3 и на северо-восточном крыле — скв. № 9. Второй поперечный профиль, расположенный в 1 км юго-восточнее от первого, проходил через скв. № 2, 1, 4 и 12. Кроме того, на северо-восточном крыле была запроектирована скв. № 5 между скв. № 11 и 9, а на юго-западном крыле — скв. № 6 между скв. № 2 и 8. Длина продольного профиля (по прямой между скв. № 11 и 8) составляла 4200 м, длина поперечного профиля (от скв. № 3 до скв. № 9) — 2250 м. Скв. № 5, 10, 2 и 6 располагались по прямой, образуя профиль диагонального направления длиной 1500 м.

В соответствии с планом разведки в 1949–1950 гг. было начато бурение девяти скважин с целью изучения нефтегазоспособности всего разреза продуктивной толщи. В результате проводки и опробования этих скважин была изучена стратиграфия и литология отложений и доказана нефтегазоспособность Кас северо-западного блока. В разрезах скв. № 2 и 4 отмечено нефтенасыщение свиты ПК. Скв. № 8 пробурена уже на юго-западном крыле юго-восточного блока складки. Она вскрыла все отложения продуктивной толщи и присводовой части складки и при опробовании объекта Кас₂ дала приток газа. В результате разведочного бурения определились контуры складки Нефтяные Камни, которая обрисовалась как брахиантиклиналь, вытянутая с северо-запада на юго-восток (см. рис. 8.38). По плану разведки на 1951 г. в связи с успешной проводкой и опробованием первых скважин было намечено пробурить 24 разведочные скважины, расположенные по восьми поперечным профилям, секущим складку Нефтяные Камни с юго-запада на северо-восток. Расстояния между профилями составляли от 1500 до 600–700 м с расстояниями между скважинами 500 м. Расстояние между крайними профилями составило 7400 м при длине профилей от 600 до 2100–2400 м. Площадь разведки увеличена почти в 2 раза. Наибольшие глубины моря в районе запроектированных скважин не превышали 16 м, в среднем составляли 10 м. Глубина скважин достигала 1000 м.

В 1951 г. заложены 14 скважин, из них шесть — на северо-западном блоке. На северо-восточном крыле этого блока

закончено бурение четырех скважин, из которых скв. № 9 оказалась за водонефтяным контактом, а скв. № 51 при опробовании дала нефть с суточным дебитом 50 т.

На юго-западном крыле этого же блока закончено бурение двух скважин:

— скв. № 16 оказалась далеко за водонефтяным контактом;

— в скв. № 3 при опробовании объекта KaC_1 была получена нефть дебитом 60 т/сут.

Большой объем геолого-разведочных работ проведен и на юго-западном крыле юго-восточного блока складки. Начаты бурением четыре, закончены четыре скважины. В результате проводки этих скважин прослежены залежи нефти по ПК и KaC .

Для изучения присводовой части складки заложены две скважины (№ 14 и 24), которые не были доведены до проектной глубины, так как попали в зону нарушения, что позволило уточнить положение этой зоны.

На северо-восточном крыле юго-восточного блока были начаты и закончены бурением две скважины, заложенные в углу между поперечным и продольным нарушениями. Сква. № 12 оказалась пустой, а при опробовании скв. № 32 получена нефть дебитом 70 т/сут из KaC .

В 1952 г. было заложено 20 скважин, из них 19 — на юго-западном крыле юго-восточного блока складки, закончено бурением 17 скважин. В результате проводки этих скважин была изучена основная часть юго-западного крыла от главного поперечного нарушения до скв. № 57, расположенной на расстоянии 5,5 км к юго-востоку от него, и прослежены залежи по ПК и KaC .

Данные бурения 1952 г. позволили расширить разведочную площадь до 7 км по длине и до 2 км по ширине. В связи с тем что в 1951–1952 гг. на юго-западном крыле складки залежи нефти в свитах ПК и KaC в основном были выявлены, то в последующие годы работы здесь проводились с целью оконтуривания этих залежей и опробования кирмакинской свиты.

В 1953–1954 гг. на кирмакинскую свиту на юго-западном крыле складки было заложено пять скважин. В периклиналь-

ной части этого же крыла заложены две скважины с целью изучения всего разреза продуктивной толщи и выявления нефтегазоносности на этом участке структуры. В эти же годы на крайнем юго-восточном погружении юго-западного крыла складки были вскрыты отложения продуктивной толщи до КаС включительно, а при опробовании КС и ПК получены промышленные притоки нефти. В результате проводки разведочных скважин на юго-западном крыле значительно увеличена площадь нефтегазонасыщения, уточнены контуры по КС, ПК и КаС, выявлено промышленное насыщение в периклинальной части складки. Длина разведанной площади увеличилась на 700–1200 м. В 1953–1954 гг. на северо-восточном крыле складки заложены четыре скважины, проводка которых дала возможность уяснить характер продольного нарушения и нефтегазонасыщения отложений продуктивной толщи в непосредственной близости от него. Сква. № 56 из свиты “перерыва” дала нефть дебитом 40 т/сут.

В 1955–1956 гг. на Нефтяных Камнях было заложено 27 и закончено 27 разведочных скважин. На северо-западном блоке начато бурение шести скважин, которые закончены в 1955–1956 гг., благодаря чему удалось уточнить водонефтяной контур на юго-западном крыле этого блока и завершить разведку. При опробовании только скв. № 395 из КаС подала нефть дебитом 35 т/сут.

На северо-западном крыле этого же блока начато бурение семи скважин, закончено четыре, в которых получен промышленный приток нефти из КС. В итоге к 1957 г. полностью оконтурены горизонты КаС, ПК и КС, хорошо изучены стратиграфический разрез и тектоника всего северо-западного блока структуры. В периклинальной части юго-западного крыла юго-восточного блока начато бурение пяти скважин, заложенных с целью изучения всего разреза ПТ на самом отдаленном юго-восточном погружении складки и оконтуривания выявленных залежей.

Основная часть разведочных работ в 1955–1956 гг. произведена на северо-восточном крыле юго-восточного блока складки. В связи с успешной проводкой и опробованием ряда скважин здесь намечено было пробурить дополнительные разведочные скважины по пяти поперечным профилям.

Расстояния между профилями составляли от 700 до 900 м при длине профилей от 600 до 1800 м. Расстояние между крайними профилями 3500 м.

Глубина моря в районе запроектированных скважин колебалась от 10 до 27 м, проектная глубина скважин достигала 2500–2800 м. Разведочные работы этих лет позволили дать промышленную оценку новой площади — северо-восточному крылу складки Нефтяные Камни. Заложено 14 и закончено бурением 13 скважин. В трех скважинах опробована Кас, которая оказалась промышленно нефтеносной. В двух скважинах опробована свита ПК, в двух скважинах — НКП и в одной скважине — свита “перерыва”. Во всех опробованных скважинах получена нефть дебитом 30–70 т/сут. Приращенная площадь имеет форму треугольника, расположенного в центральной части северо-восточного крыла со сторонами 1000–1200 м.

В 1957–1958 гг. заложено 18 скважин, из них три скважины начаты бурением на юго-западном крыле, а остальные 15 — на северо-восточном крыле юго-восточного блока складки.

Скв. № 428 и 467 заложены в периклинальной части юго-западного крыла юго-восточного блока с целью выяснения нефтегазонасности юго-восточного погружения складки и уточнения тектоники района, скв. № 386 — в сводовой части складки как оценочная. Закончено бурение семи скважин, по данным проводки которых установлено значительное нефтенасыщение горизонтов верхнего отдела продуктивной толщи (X, IX и VIII) и свиты “перерыва”. Задача, поставленная перед разведочным бурением, в части определения границ нефтеносности калинской свиты на юго-восточном замыкании юго-западного крыла в эти годы не была выполнена, так как ни одна из скважин, заложенных в этой части складки, не вскрыла калинскую свиту. Установлено, что на юго-восточной периклинали залежи нефти располагаются на более низких гипсометрических отметках и ширина нефтеносной части увеличивается на 400–500 м. На северо-восточном крыле закончено бурением 14 скважин, в результате чего подтвердились взгляды о его сложном тектоническом строении. Значительно расширены границы нефтеносности по свитам ПК, НКП, “перерыва” и X горизонту балаханской

свиты. Приращенная площадь по северо-восточному крылу имеет длину 3 км при ширине от 700 до 1300 м.

С целью уточнения границ нефтеносности выявленных залежей в юго-восточной части северо-восточного крыла складки в 1959–1960 гг. заложены восемь скважин. В далеком юго-западном погружении юго-восточного блока начаты бурением две скважины с целью изучения литологии и нефтегазонасности всего разреза продуктивной толщи до подстилающих отложений и уточнения тектоники юго-восточной периклинальной части юго-западного крыла складки. Однако граница нефтеносности КаС так и осталась неустановленной.

На северо-восточном крыле для более детального изучения всего разреза продуктивной толщи заложены три новые скважины, а с целью оконтуривания вскрытых залежей нефти свиты НКП и горизонтов верхнего отдела начато бурение еще пяти скважин. Закончено бурение 12 скважин. в результате чего оконтурены горизонты свиты ПК. значительно расширены границы нефтеносности по горизонтам свит балаханской и НКП. Площадь приращенных залежей до НКП и верхнему отделу северо-восточного крыла имеет длину около 5 км при ширине 1 км. Оказалось, что вниз по падению северо-восточного крыла калинская свита непродуктивна.

К концу 1960 г. геолого-разведочные работы на месторождении Нефтяные Камни в основном были закончены. Основная часть работ проделана в 1952–1956 гг., в результате чего выявлены и оконтурены крупные залежи нефти в отложениях КаС, ПК, КС, НКП, свиты “перерыва” и в горизонтах верхнего отдела продуктивной толщи. Кроме того, детально изучены стратиграфия, литология всего разреза продуктивной толщи и тектоника месторождения. Разведочные скважины были заложены на площади более 2000 га (рис. 8.39).

В последующие годы осуществлялась доразведка месторождения одновременно с эксплуатационным разбуриванием залежей. С целью оконтуривания выявленных залежей нефти в нижней части балаханской свиты, освещения нефтегазонасности свиты “перерыва” и НКП и уточнения тектоники в 1962 г. начаты бурением скв. № 609 и 898 на расстоянии 950 м северо-восточнее от скв. № 491 и 436.

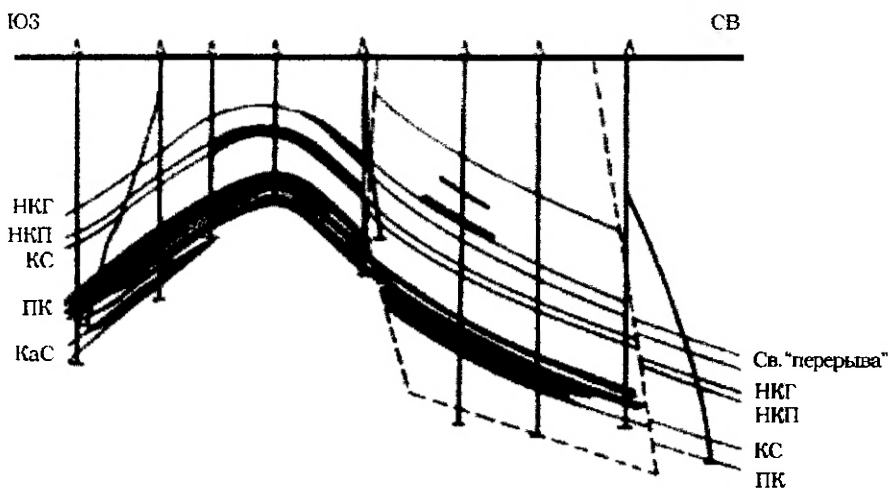


Рис. 8.39. Геологический разрез месторождения Нефтяные Камни

Обе скважины оказались в пределах контура нефтеносности по VIII горизонту балаханской свиты и НКП.

В 1963 г. на северо-восточном крыле складки начато бурение трех скважин и закончены четыре скважины. Основная цель — оконтуривание выявленных залежей нефти горизонтов балаханской свиты, освещение нефтегазоносности НКП и уточнение тектоники периклинальной части. Удалось уточнить контур по НКП и X горизонту балаханской свиты. Средняя глубина этих скважин 2300 м. В 1964–1965 гг. оконтурены залежи в НКП и балаханской свите на погружении северо-восточного крыла, осуществлены поиски стратиграфических залежей в КаС на юго-восточной периклинали и продолжено изучение разреза продуктивной толщи на больших глубинах моря (скв. № 782).

Первые разведочные скважины были пробурены в районе выступающих над уровнем моря плотно сцементированных песчаников, где глубина моря не превышает 3–4 м. Так как скважины бурили в сводовой части складки, то глубина их не превышала 900 м. В дальнейшем отдельные морские основания строили уже па глубоких участках моря, а скважины бурили в более погруженных частях складки, поэтому глубина скважин также возрастала. Если в 1949–1950 гг. средняя

глубина разведочной скважины составляла 910 м. то в 1955–1956 гг. она достигала 1220 м, а в 1959–1960 гг. — 2150 м. Наибольшее количество скважин (59) пробурено на глубины от 700 до 1300 м, а на большую глубину (от 1500 до 2500 м) пробурено 46 скважин. 12 скважин имеют среднюю глубину от 100 до 500 м. Средняя глубина по всем скважинам 1460 м.

Из 134 заложенных скважин 133 закончены бурением, из них заложено (%):

- на северо-западном блоке 17
- на юго-западном крыле юго-восточного
блока складки 39
- на северо-восточном крыле этого же блока 42
- в зоне нарушения 20.

Спроектированы скважины:

- на КаС/понт 15– 95;
- на ПК 15
- на КС 5
- на НКП 15
- на свиту “перерыва” и горизонты
верхнего отдела продуктивной толщи 4.

Достигли проектного горизонта 58 %; остановлены по тем или иным причинам выше проектного горизонта 35 %; углублены ниже проектного горизонта 5 %; брошены при малых глубинах 2 % скважин. Проектные горизонты опробованы в 49 %; выпележащие — в 29 %; нижележащие — в 2 %; не опробованы — 20 % скважин; из числа последних 62 % скважин ликвидированы в процессе бурения. Из 133 разведочных скважин дали нефть 62 %, газ — одна скважина — 0,8 %, воду и переведены в нагнетание — 5,9 %. Кроме того, ликвидированы без опробования по геологическим причинам — 1,5 %; без опробования по техническим причинам — 11 %; ликвидированы по геологическим причинам после безрезультатного опробования — 7 %; по техническим причинам после опробования — 2,5 %.

Месторождение Грязевая Сопка [98]

В результате сейсморазведочных работ 1953–1957 гг. (МОВ и КМПВ) уточнено тектоническое строение района между площадями о. Жилой и Нефтяные Камни: установлено

наличие самостоятельного поднятия Грязевая Сопка. Дальнейшие сейсморазведочные работы МОВ, КМПВ и применение метода РНП позволили в 1963–1965 гг. выявить новое поднятие между о. Жилой и Грязевой Сопкой — им. Ази Асланова.

Разведочные работы на площади Грязевая Сопка начаты благодаря тому, что на соседней структуре Нефтяные Камни были вскрыты богатейшие залежи нефти в продуктивной толще. В пределах обоих крыльев структуры Нефтяные Камни к 1953 г. установлена промышленная нефтеносность по крайней мере девяти горизонтов, причем скважины вводили в эксплуатацию с высокими дебитами (более 5 т/сут). Ввиду того что структура Грязевая Сопка является непосредственным продолжением Нефтяных Камней к северо-западу и сложена тем же комплексом отложений среднего плиоцена, было сделано вполне обоснованное предположение, что залежи нефти в одноименных горизонтах распространяются и далее на северо-запад от Нефтяных Камней на площадь Грязевая Сопка.

В задачу разведочных работ входило изучение стратиграфии, литологии, тектоники и нефтегазоносности всего разреза продуктивной толщи (рис. 8.40).

Первой скважиной, начатой бурением на Грязевой Сопке, была скв. № 22, заложенная 10 августа 1952 г. в присводовой части юго-западного крыла структуры. Однако эта скважина не доведена до проектной глубины, так как 11 декабря 1952 г. при забое 1003 м она была снесена штормом вместе с основанием. Следующая скв. № 20 начата 28 апреля 1953 г. В последующие годы до 1 января 1956 г. пробурено еще восемь скважин с глубинами 1000–1200 м. Прикупольная скв. № 20 при опробовании КаС дала газ, а из свиты ПК получено 0,5–1 м³ тяжелой гудронистой нефти плотностью 945 кг/м³. В трех скважинах получена нефть из КаС, а в трех других скважинах — *пластовая вода*.

Получение промышленных притоков нефти в разведочных скважинах, расстояние между которыми составляло более 4 км, свидетельствовало о значительных перспективах площади Грязевая Сопка. Это явилось основанием для составления проекта разведки Грязевой Сопки, который был

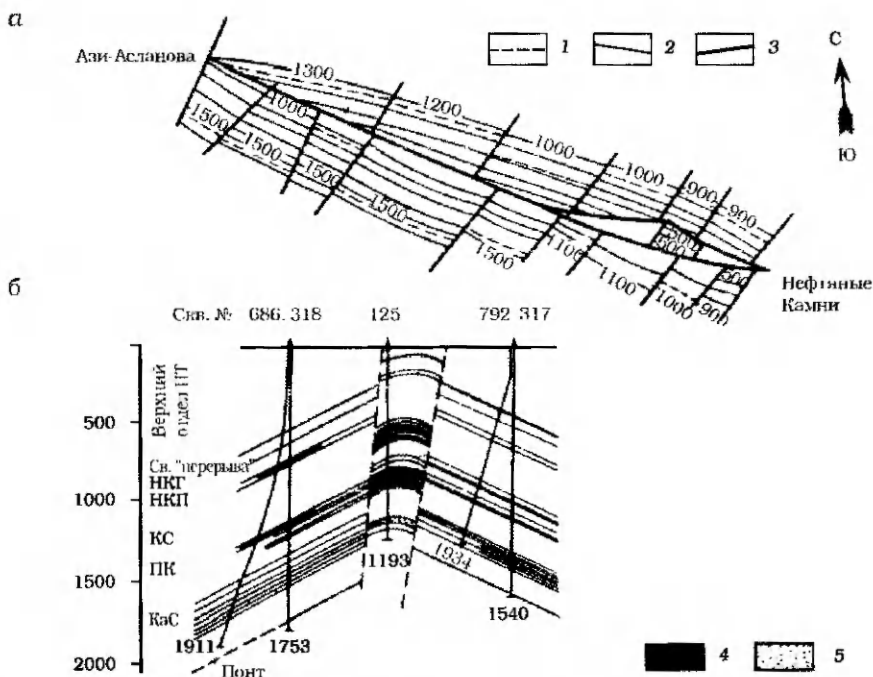


Рис. 8.40. Структурная карта по кровле КаС (а) и поперечный геологический профиль (б) месторождения Грязевая Сопка:
 1 — контур нефтеносности; 2 — изогипсы, м; 3 — тектонические разрывы; залежи: 4 — нефти, 5 — газа

представлен Ф. И. Самедовым и А. М. Полаудиным в 1956 г. С целью прослеживания нефтегазоносности горизонтов продуктивной толщи намечалось **бурение разведочных скважин, расположенных по семи профилям**, ориентированным вкрест простирания структуры с охватом обоих ее крыльев:

1) профиль из *трех* скважин, которые являются промежуточными между структурами Нефтяные Камни и Грязевая Сопка: расстояние между скважинами 300–500 м, глубина скважин 1000–1100 м;

2) профиль из *шести* скважин, из которых три уже были пробурены ранее, расположен примерно на 800 м к северо-западу от первого; проектные глубины скважин составляли 1000 м;

3) профиль из трех скважин, расположенный на расстоянии 800 м от второго к северо-западу; расстояние между скважинами 700 м, проектная глубина 1300–1350 м;

4) профиль из семи скважин, из которых четыре были уже пробурены, расположен на расстоянии 900 м от предыдущего, расстояние между скважинами от 300 до 500 м; проектная глубина 1300–1800 м;

5) профиль из двух скважин, расстояние между которыми 1300 м, а расстояние этого профиля от предыдущего — 1000 м; проектные глубины 1100–1500 м;

6) профиль из пяти скважин, расположенный в 1 км к северо-западу от пятого профиля; расстояние между скважинами 500–700 м; проектные глубины 1100–1900 м;

7) самый крайний к северо-западу профиль, состоящий из двух скважин; удален от предыдущего на 1000–1400 м; проектные глубины 1500–1800 м.

Выполнение намеченного объема разведочных работ было рассчитано на два года и связывалось со строительством морских оснований. В 1956 г. было намечено построить девять отдельных оснований, а шесть скважин — пробурить наклонно направленным способом с существующих оснований. Планом разведочных работ в 1956 г. предусматривалось заложение 16 скважин, часть этих работ переходила на 1957 г. В задачу разведочных скважин входило вскрытие всей мощности продуктивной толщи до подстилающих отложений с целью изучения литологии, стратиграфии, нефтегазоносности разреза и уточнения тектоники участка. Для прослеживания залежи нефти в Кас, установленной в северо-западной части структуры Нефтяных Камней, и уточнения тектоники участка намечены были четыре скважины.

В течение 1956 г. пробурены пять скважин, из которых две (№ 460 и 465) при опробовании дали промышленный приток нефти (дебиты 18 и 45 т/сут соответственно).

В 1957 г. из переходящих были закончены бурением две скважины; начаты и закончены еще три скважины. В четырех законченных скважинах получена нефть (дебиты 15–22 т/сут), а в одной — газ из CaC_4 . Кроме того, начато бурение в 1957 г. скв. № 310 и 517, но в 1957 г. они были снесены ураганом вместе с основаниями. В результате силь-

ного урагана, пронесшегося над районом Нефтяных Камней в ночь на 21 ноября 1957 г., также разрушены основания скв. № 20, 80, 290 и 460. Последствия урагана сказались и на темпах дальнейших разведочных работ: в 1958 г. не было заложено ни одной скважины; в 1959 г. пробурена одна скважина. Тем не менее, к январю 1958 г. проект разведки с некоторыми изменениями был выполнен. В течение 1956–1957 гг. пробурены 12 скважин.

К январю 1960 г. на площади Грязевая Сопка были пробурены 22 скважины, три из них не доведены до проектной глубины по техническим причинам: десять скважин дали нефть, две — газ. В результате осуществления проекта разведочных работ были открыты залежи нефти в свитах КаС и ПК и накоплен значительный фактический материал по геологии и нефтеносности района.

В 1960 г. началась доразведка месторождения. Скважины закладывали в соответствии с ежегодными планами разведочных работ. В задачу разведочных скважин входило вскрытие полной мощности продуктивной толщи до подстилающих отложений с целью изучения нефтегазоносности и уточнения тектонического строения района. На скв. № 1094 предполагалось изучение нефтегазоносности свиты НКП и уточнение тектоники района. Наиболее интенсивный разворот работ отмечался в течение 1960–1961 гг. В 1960 г. было начато бурение восьми скважин, из которых в том же году закончено шесть.

В 1961 г. начато бурение трех скважин, а закончено пять. В 1962 г. начато бурение скв. № 324, которая закончена в том же году.

Таким образом, за период с 1960 по 1962 гг. пробурено еще 12 разведочных скважин, которые позволили оконтурить выявленные ранее залежи нефти. Из 12 законченных разведочных скважин пять дали нефть дебитом 10–50 т/сут. К 1962 г. разведка площади Грязевая Сопка в основном была закончена (рис. 8.41).

В последующие годы отмечается ослабление темпов разведочных работ: в 1963 г. не было заложено ни одной разведочной скважины; в 1964 и 1965 гг. бурили по одной скважине в год.

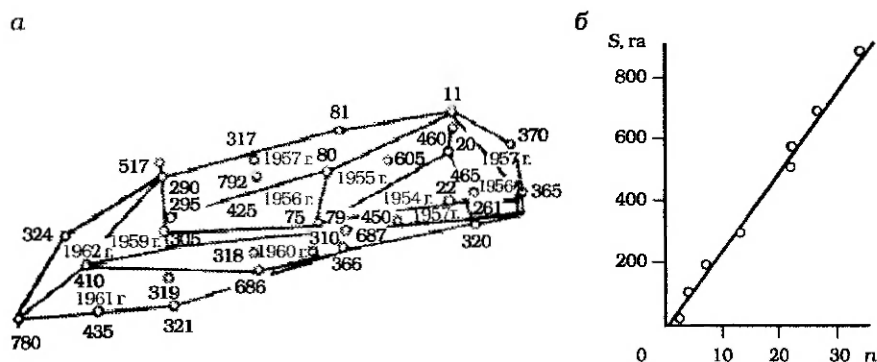


Рис. 8.41. Схема прироста площади нефтеносности на месторождении Грязевая Сопка (а) и зависимость прироста площади нефтеносности S от количества n законченных разведочных скважин (б)

В 1966–1968 гг. были заложены 10 скважин, из которых в 1966 г. закончены три скважины, в 1967 г. — две, в 1968 г. — пять. Средние расстояния между профилями составляют 1000 м, а между скважинами, расположенными по линии профилей, — 300 м. Расстояния между профилями соответствуют проектным, а между скважинами — меньше проектных, поскольку в створе профилей были пробурены дополнительные скважины, заложение которых диктовалось сложностью разреза и тектоники. Дальнейшие разведочные работы, проводимые с целью разведки северо-западной периклинали и оконтуривания выявленных залежей, проводились с расстояниями между отдельными скважинами в среднем 1100 м.

Зависимость прироста площади нефтеносности от количества законченных строительством разведочных скважин по одному из горизонтов КаС месторождения Грязевая Сопка (см. рис. 8.41 б) хорошо удовлетворяет уравнению

$$S / 900 = (n - 1) / 34,$$

где S —наращенная площадь нефтеносности;
 n —количество законченных строительством скважин.
 Это уравнение можно записать в виде

$$S = 26,5 (n - 1).$$

откуда следует, что на одну законченную строительством скважину в среднем приходится прирост нефтеносной площади 26,5 га.

Успешное завершение разведки Грязевой Сопки и данные, полученные в результате этих работ, дали возможность приступить в 1962 г. к бурению добывающих и нагнетательных скважин.

Месторождение Южное [98, 99]

Структура Южная, погребенная под горизонтально залегающими четвертичными отложениями, выявлена в ходе морских сейсморазведочных работ, которые велись здесь с перерывом с 1945 по 1959 г. Начавшиеся в 1945 г. рекогносцировочные сейсморазведочные работы в этом районе позволили составить структурную схему по условному сейсмическому горизонту, отнесенному к кровле балаханской свиты. Более детально морской участок, расположенный к югу от о. Жилой, изучен в 1949 г. В 1951 г. на структуре Южная заложением в центральной части складки скв. № 1 с проектной глубиной 3800 м начато глубокое разведочное бурение. При глубине 3661 м в отложениях КС скважина была ликвидирована по техническим причинам. Во вскрытой части разреза положительными каротажными данными характеризуются отложения V и VI горизонтов балаханской свиты и НКП.

По материалам сейсморазведочных работ 1953–1954 гг., структура Южная присоединяется к поднятию о. Жилой и ее наиболее возвышенная часть представляет собой террасовидное осложнение на юго-западном крыле последней, т. е. обе структуры слабо отделены друг от друга. В то же время юго-западнее и, особенно, северо-западнее центральной части структуры имеется синклинальный прогиб, отчетливо выделяющийся на структурной схеме, которая построена по условному сейсмическому горизонту, стратиграфически отнесенному, по данным двух глубоких скважин (в скв. № 1 Южное и № 1 Бакланий камень), к средней части верхнего отдела продуктивной толщи.

В 1959 г. проведены работы по уточнению строения сводовой части структуры. В 1960 г., после того как материалы всех сейсмических работ были обобщены, установлено анти-

клинальное поднятие, ось которого простирается с северо-запада на юго-восток. Подняtie находится на юго-восточном продолжении антиклинальной зоны банка Дарвина-о. Артема-Пюргяны-море и отделяется от нее протяженной седловиной. Погружение юго-западного крыла структуры Южная довольно крутое (18°) и очень обширное. Оно сливается с моноклиналиью, полого погружающейся в юго-западном направлении. Погружение северо-восточного крыла структуры наиболее отчетливо выражено в северо-западной части (угол падения 10°). В центральной части структуры северо-восточное крыло пологое ($2-2^{\circ}30'$). Кровля свиты ПК в наивысшей точке залегает на глубине около 3700 м; замкнутыми являются только изолинии 3700 и 3750 м, более глубокие — не замыкаются. Размеры присводовой части структуры по изолинии 3750 м составляют 4 x 2 км.

В 1961 г. в 700 м к северо-западу от скв. № 1 заложена разведочная скв. № 2 с проектной глубиной 4400 м. Бурение этой скважины при забое 3707 м прекращено по техническим причинам. При опробовании свиты ПК скважина дала мощный фонтан газа дебитом около 450 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ ($p_{\text{бубф}} = 24,5 \text{ МПа}$). В разрезе скв. № 2 положительными коротажными показаниями характеризовались отложения низов балаханской свиты, "персрыва", НКП, низов КС и вскрытой части свиты ПК.

В 1962 г. Х. Б. Юсуфзаде, Л. А. Буряковским и Р. М. Дадашевым составлен проект глубокого разведочного бурения структуры Южная. Для выяснения нефтегазоносности структуры как по площади, так и по разрезу проектом были определены число поисковых скважин и их местоположение. Разведочные работы намечались по двум взаимно перпендикулярным профилям. На профиле, протягивающемся вкост простираения структуры, планировалось заложение четырех скважин — № 4, 2, 7 и 3, из которых скв. № 4, 2 и 3 на Кас/понт, а скв. № 7 — на свиту НКП. На другом профиле, протягивающемся по простираанию структуры, предполагалось заложение 10-ти скважин, из которых скв. № 12, 5, 8, 9 и 6 не зависели от результатов бурения других скважин и проектировались на Кас/понт. Для опробования свиты НКП и горизонтов верхнего отдела продуктивной толщи намечались разведочные

скв. № 10 и 11 с оснований скв. № 8 и 9. Бурение же скв. № 17 зависело от результатов бурения скв. № 6. В случае безрезультатности последней по всем горизонтам продуктивной толщи отпадала надобность в скв. № 17. Кроме того, намечалось пробурить еще три скважины (№ 13, 14, 16) на КаС/понт, которые зависели от результатов проводки остальных скважин. Несмотря на то что все скважины, кроме скв. № 7, 10 и 11, спроектированы на КаС/понт, при наличии положительных каротажных показаний допускалась возможность остановки бурения и опробования свиты ПК с целью ускорения ввода в разработку уже выявленной скв. № 2 залежи газа и конденсата.

Бурение указанных скважин предполагало оконтуривание залежи в свите ПК. Именно поэтому скв. № 8 и 9, находившиеся внутри ожидаемого контура по свите ПК, независимо от результатов бурения и опробования скв. № 5 и 6, которые располагались по краям продольного профиля, проектировали на КаС/понт.

Всего проектом предусматривалось заложение 16 разведочных скважин, в том числе и скв. № 2, которые позволили бы изучить нефтегазоносность всего разреза продуктивной толщи до подстилающих отложений и уточнить тектонику месторождения. Иногда в процессе бурения скважин их целевые назначения в зависимости от геологических и технических условий изменялись.

Разведочные работы на структуре Южная должны были производиться в два этапа с расчленением каждого из них на подэтапы.

В начале **первого этапа** с целью оценки газонефтеносности разреза продуктивной толщи предполагалось заложение скв. № 3–6 и 12. При этом, для того чтобы ускорить ввод в разработку залежи свиты ПК, допускалась целесообразность опробования последней в случае благоприятных каротажных показаний. *Второй подэтап* заключался в бурении скв. № 8 и 9 на КаС/понт независимо от результатов бурения скв. № 5 и 6. *Третий подэтап* состоял в разведке и опробовании свиты НКП и горизонтов верхнего отдела продуктивной толщи скв. № 7, 10 и 11, которые в случае получения положительного результата могли быть использованы для эксплуатации этих объектов.

Второй этап осуществлялся, если все или большинство скважин предыдущего этапа давали положительные показания. В этом случае до КаС/понта бурились скв. № 13–16 и 17, по данным которых предполагалось завершение оконтуривания залежей. Так как скважины первого этапа оказались весьма результативными, было начато бурение скважин второго этапа — № 13–17.

В дальнейшем, с целью выяснения газонефтеносности КаС, оконтуривания и эксплуатации выявленных залежей газа и конденсата, заложены еще 14 скважин. Максимальное расстояние между скважинами — 1360 м, минимальное — 660 м (в среднем 1000 м).

Проводка глубоких разведочных скважин на площади, осуществляемая с индивидуальных морских оснований типа “ГипроМОС”, связана с рядом специфических особенностей, которые обусловлены оторванностью буровой от берега, ограниченностью площади основания и другими факторами. Все это, естественно, вызывает затруднения в работе, потери дополнительного времени и средств и в конечном итоге по сравнению с бурением на суше приводит к снижению технико-экономических показателей бурения. Средняя продолжительность бурения одной разведочной скважины на площади Южная — около года, что связано с сильными газопроявлениями, приуроченными к свитам НКП, КС и ПК.

В процессе геолого-разведочных работ из законченных бурением скважины № 17 при опробовании дали мощные газовые фонтаны. При бурении по техническим и геологическим причинам ликвидированы шесть скважин и в трех получены притоки воды. Опробованием разведочных скважин установлена продуктивность горизонтов V и VI балаханской свиты, свит НКП, КС и ПК. Таким образом, месторождение Южное является многопластовым (рис. 8.42).

В 1963 г. параллельно с глубоким разведочным бурением проведены сейсморазведочные работы и исследования северо-западной периклинали складки Южная в области сочленения ее со структурой Пюргяны-море. В результате интерпретации по-иному представляется характер этого сочленения. Здесь ясно вырисовывается отходящий от периклинали складки Пюргяны-море небольшой выступ, обращенный

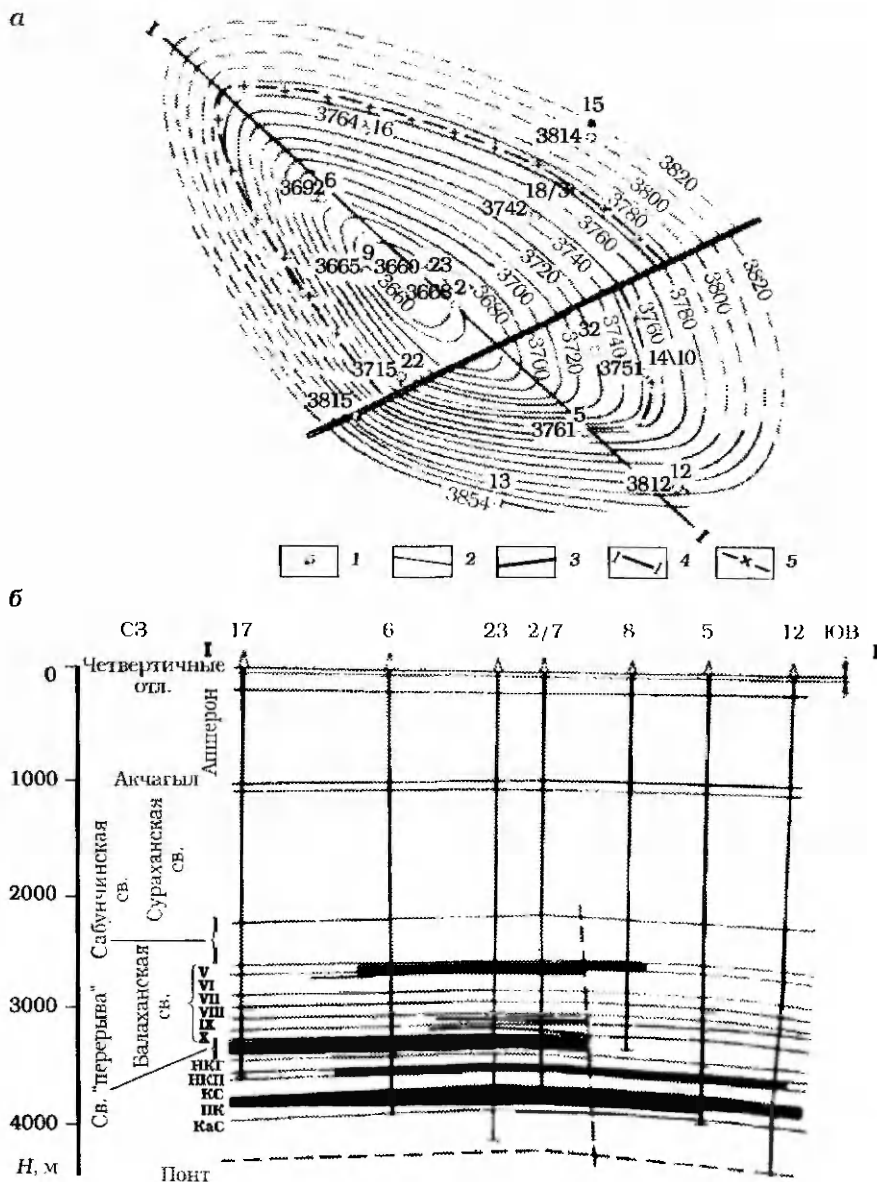


Рис. 8.42. Структурная карта по кровле свиты ПК (а) и продольный геологический профиль (б) месторождения Южное:

1 — скважина (глубина, м); 2 — изогипсы, м; 3 — тектонический разрыв; 4 — линия профиля; 5 — контур газоносности

к структуре Южная. Северо-западная периклиналь последней, в свою очередь, кулисовидно смещена относительно этого выступа.

В 1962–1963 гг. АзНИИ ДН совместно с ИГ и РГИ АН СССР в районе структуры Южная изучена возможность использования *прямого сейсмического метода* поиска нефти и газа на морских месторождениях. При выборе структуры учитывались изученность разреза и наличие пероховатых геологических границ, установленная промышленная газоносность и необходимость определения контура залежей, вскрытых скв. № 2, 3 и 7. Опытные сейсмические работы проведены по профилю протяженностью 7,2 км, проходящему вкрест простираения структуры с юго-запада на северо-восток через скв. № 4, 2, 7 и 3. Опытные работы по применению прямого сейсмического метода подтвердили целесообразность его применения в сочетании со статистической обработкой сейсмограмм МОВ и построением амплитудных кривых.

Месторождение Бахар [52]

Разведочные работы на площади Бахар (банка Макарова) были начаты, исходя из следующих данных:

- наличия на площади периодически действующего грязевого вулкана, среди выбросов которого имеются пески и песчаники продуктивной толщи;

- приуроченности этой площади к антиклинальной зоне Фатьмаи — о. Песчаный;

- открытия на месторождении о. Песчаный, расположенном к северу от банки Макарова, крупных высокодебитных залежей нефти и газа в верхнем и нижнем отделах продуктивной толщи.

В 1950–1953 гг. на банке Макарова проводились сейсморазведочные работы. Сложные сейсмические условия, наличие широких “слепых” зон и мощного покрова донных отложений не позволили получить существенных результатов.

Детальное изучение площади банки Макарова различными *геофизическими методами* (электроразведка, гравиметрия, магнитометрия, сейсморазведка), а также *морскими геолого-поисковыми работами* начато с 1956 г.

В 1956–1957 гг. были проведены сейсморазведочные работы. В результате обобщения сейсмических материалов построены *четыре варианта структурных карт по кровле сабунчинской свиты*, одним из которых предполагалось наличие крупного продольного нарушения. Нарушение фиксировалось на юго-западном крыле и юго-восточной периклинали поднятия о. Песчаный и через седловину, соединяющую эти складки, протягивалось по юго-западному крылу структуры банки Макарова. В северной части складки банки Макарова амплитуда разрыва незначительная, наибольшей величины (1000–1200 м) она достигает в присводовой части складки, причем опущено западное крыло.

Существенные дополнения к данным сейсморазведки были получены после применения электрических дипольных осевых зондирований (1956–1957 гг.). Количественная интерпретация этих материалов позволила построить геоэлектрические разрезы и составить структурную схему, на которой четко отражено морское продолжение Карачухур-Зыхской складки. Непосредственно на участке банки обнаружено куполовидное, несколько вытянутое поднятие, ограниченное с севера слабовыраженной седловиной.

В 1951–1952 гг. на площади банки Макарова проводилось картировочное бурение с баркасов. Установлено, что район покрыт мощными наносами из неплотного ила, при бурении которого инструмент без вращения лишь под действием собственного веса погружали до глубины 15–20 м. В районе жерла вулкана обнаружено наличие кратерного вала, сложенного грязевулканической брекчией и отчетливо выраженного в рельефе дна моря. В западной части кратерного вала было пробурено семь скважин, три из которых при забоях 25–30 м не достигли коренных отложений; они проходили по илу и песку современных отложений. На северо-восточном и восточном участках кратерного вала мощность наносов современного Каспия значительно сокращается. Скважинами, пробуренными на этих участках, сопочная брекчия была вскрыта на глубине 2–10 м.

По данным глубокой структурно-поисковой скв. № 1, разрез до глубины 1211 м сложен породами вулканической брекчии с чередованием коренных пород древнего Каспия

небольшой мощности. В керновом материале содержится много обломков пород (песчаники продуктивной толщи), пропитанных нефтью.

Ввиду невозможности проведения на площади банки Макарова структурно-поискового бурения в значительном объеме из-за больших глубин моря, мощного ила на дне моря и отсутствия четких определений по данным геофизических исследований, с целью ускорения разведки площади в 1955 г. было начато глубокое разведочное бурение заложением скв. № 1. При забое 3384 м скважина была ликвидирована. В пройденном разрезе нефтегазоносных объектов промышленного значения не обнаружено.

Вновь разведочное бурение на структуре банки Макарова было начато в 1961 г. заложением разведочной скв. № 2. В 1963 г. был составлен первый проект разведочных работ (рис. 8.43 и 8.44). В задачу разведочных работ входило:

- вскрытие всего разреза продуктивной толщи;
- выявление нефтегазоносности;
- частичное оконтуривание залежей нефти;
- изучение литологии, тектоники и характера контакта

с подстилающими отложениями.

Для решения этих задач предусматривалось бурение 15-ти скважин общим объемом 75984 м. К моменту составления проекта из 15-ти скважин в скв. № 1 работы были прекращены, а скв. № 2 и 6 находились в бурении. Из общего числа проектных скважин 12 располагались на четырех профилях — по три скважины на каждом, а остальные три проектировались между профилями и на юго-восточной периклинали складки. Расстояния между скважинами по проекту составляли 1–3 км, а проектные глубины скважин — 5,0–5,3 км.

По материалам электроразведки и сейсморазведки 1956–1957 гг. предполагалось, что сводовая часть поднятия расположена в районе скв. № 1, поэтому поисково-разведочные скважины по первому проекту разведки предусматривалось бурить именно в районе расположения скв. № 1 и 2. Однако в результате пересмотра и обработки всех сейсмических материалов в 1962–1963 гг. была составлена новая структурная схема, по которой сводовая часть складки оказалась смещенной на северо-запад на 3,5–4,0 км. В связи с этим в 1967 г.

300 тыс. м³/сут и конденсата 40 т/сут при $p_{\text{буф}} = 20,0$ МПа. При испытании горизонта VI (3764–3732 м) также был получен фонтан газа — 300 тыс. м³/сут и конденсата — 100 т/сут при $p_{\text{буф}} = 26,5$ МПа.

Таким образом, в 1968 г. на площади Бахар (так было названо новое месторождение в районе банки Макарова) впервые выявлена высокая промышленная газоносность балаханской свиты продуктивной толщи. Это послужило основанием для усиления разведочного бурения на этом перспективном месторождении и для концентрации здесь значительного объема буровых и гидростроительных работ. К концу 1968 г. начаты бурением три скважины, а в течение 1969 г. заложено еще семь. Часть скважин закладывали с целью прослеживания газоконденсатных залежей, выявленных в отложениях балаханской свиты в скв. № 3, изучения нефтегазоносности отложений продуктивной толщи до свиты “перерыва” включительно и уточнения тектоники. Другую часть скважин закладывали для выяснения нефтегазоносности нижнего отдела продуктивной толщи до свиты ПК включительно и уточнения тектоники.

В июле 1969 г. впервые установлена промышленная газоносность горизонта X балаханской свиты. При опробовании скв. № 11 (4324–4290 м) получен фонтан газа 300 тыс. м³/сут, конденсата 100 т/сут при $p_{\text{буф}} = 26,5$ МПа. Новые данные о нефтегазоносности балаханской свиты были получены в скв. № 7 и 8, законченных бурением также в 1969 г.

В течение 1970 г. на площади Бахар было начато бурение 11-ти скважин и закончено бурением три. Несмотря на то что разведочные скважины не вскрыли нижний отдел продуктивной толщи, накопленный материал позволил приступить к составлению нового проекта разведочных работ.

В 1971 г. был составлен проект промышленной разведки, в котором предусматривалось поэтапное проведение разведочных работ с целью ускоренного ввода залежей в промышленную разработку. Ввиду значительной толщины разреза (свыше 2000 м) и большого количества нефтегазоносных горизонтов, залегающих в интервале глубин от 3600 до 5600 м, было выделено **три этапа разведки**. Разведочные скважины предполагалось располагать профилями (всего 11 профилей) вкрест

простираения оси складки. Расстояния между профилями приняты 1,5–2,5 км, а между скважинами — не более 1 км.

В задачу поисково-разведочных работ **первого этапа** входило изучение нефтегазоносности верхнего отдела продуктивной толщи. Для выполнения этой задачи проектировалось 26 скважин с проектными глубинами 4800–5150 м. При выполнении намеченного объема буровых и опробовательных работ планировалось подготовить к разработке горизонты IX, X и свиту “перерыва”. В задачу поисково-разведочных работ **второго этапа** входило изучение нефтегазоносности свит НКП, КС и ПК. Для выполнения этой задачи проектировалось 26 скважин с проектными глубинами 5200–5700 м. В результате выполнения буровых и опробовательных работ предусматривалось подготовить к разработке свиту ПК и дать оценку запасов свиты КС и НКП. В задачу разведки **третьего этапа** входило изучение литологии и нефтегазоносности КаС. С этой целью проектировалось бурение 14 скважин.

При внедрении описанной схемы разведки ряд высокоперспективных объектов — горизонты VI, VII и VIII балаханской свиты, КС, НКП и верхи КаС — в разработку не вводились. Поэтому с целью большей полноты изучения месторождения было предусмотрено: для оконтуривания и подготовки к разработке залежей газа верхних горизонтов балаханской свиты (V–VIII) бурение с существующих морских оснований восьми скважин с проектными глубинами 4100–4600 м; для оконтуривания залежей свиты НКП — бурение четырех скважин с существующих оснований с проектными глубинами 4850–5250 м; для вскрытия и оконтуривания верхних объектов КаС — бурение двух скважин с существующих оснований с проектными глубинами 5600 м.

Таким образом, для изучения нефтегазоносности всего разреза продуктивной толщи и подготовки к разработке всех залежей месторождения Бахар планировалось пробурить на I этаж — 34 скважины с общей проходкой 161150 м, на II этаж — 30 скважин с общей проходкой 160570 м, на III этаж — 16 скважин с общей проходкой 94250 м. Всего предполагалось пробурить 80 скважин с общей проходкой 415970 м.

К середине 1973 г. на месторождении пробурено 25 разведочных скважин, из которых 16 скважин перебивало в опытной эксплуатации. По результатам разведочных работ были оценены запасы балаханской свиты (горизонты VI-X), свит "перерыва" и НКП.

По состоянию на 1.01.1984 г., на месторождении закончена бурением 121 скважина, из которых разведочных — 83; эксплуатационных — 38. Из общего числа пробуренных скважин ликвидированы четыре разведочные скважины; по техническим причинам в процессе бурения ликвидированы разведочные — 33; эксплуатационные скважины — 6. Добывающий фонд состоит из 61 скважины (всего в эксплуатации перебивала 71 скважина), семь скважин находятся в наблюдательном фонде.

В результате проведенных геолого-разведочных работ промышленная газопефтеносность установлена в горизонтах балаханской свиты (V-X) и в свите "перерыва", представляющих верхний отдел ПТ, а также в свитах НКП и ПК. По данным четырех скважин, вскрывающих всю толщину свиты ПК, свита КаС на месторождении отсутствует.

Месторождение Булла-море [52]

Геологическое изучение площади началось в 1930-е гг., когда Бакинский архипелаг был покрыт региональными геофизическими исследованиями. Однако в результате маятниковой съемки, гравиметрии и электроразведки складка Булла-море не была выявлена. С целью поиска новых структур в 1951–1955 гг. на акватории Булла-море проведены сейсморазведочные работы.

В результате в 1951 г. на нескольких поперечных профилях были получены отчетливые антиклинальные перегибы слоев, указавшие на наличие здесь нового самостоятельного поднятия.

В 1953–1955 гг. после полного оконтуривания брахиантиклинальной складки удалось проследить погружение слоев в юго-восточном направлении.

Наибольший размах сейсморазведочные исследования получили в 1960-х гг. Они осветили строение продуктивной толщи и в отдельных случаях подстилающих миоцен-палеогеновых отложений. С 1974 г. сейсморазведочные исследования

в пределах структуры Булла-море ведутся на новом технико-методическом уровне (МОГП). Начиная с 1976 г. эти исследования охватывали в основном северо-восточную крыльевую и юго-восточную периклинальную части структуры (рис. 8.45).

По линейному осевому дипольному зондированию и дипольному профилированию поднятие Булла-море отмечается на глубинах 600–1750 м. В результате изучения гравитационного поля глубоководной части Каспия (1956–1957 гг.), установлено, что оно расположено в области Сангачала-Буллинского максимума силы тяжести. В 1965 г. дно моря в этом районе было исследовано звуковым эхолотированием, что позволило построить карты рельефа дна моря и равных мощностей наносов, на которых структура Булла-море отражена в виде слабовыраженного локального поднятия. В 1965–1968 гг. в пределах Южного Каспия проведена аэромагнитная съемка, охватившая и структуру Булла-море.

Структурно-картировочное бурение на площади Булла-море началось в 1955 г. и проводилось в несколько этапов: 1955, 1958, 1960–1964, 1965 и 1970 гг. Ввиду наличия мощного покрова современных слабодислоцированных осадков до 1970 г. положительных результатов не было получено, только картировочное бурение в 1970 г. позволило под глинистыми наносами вскрыть нормальные осадки антропогена.

С целью изучения геологического строения, литолого-фациального состава, слагающих отложений и возможной нефтегазоносности апшеронского яруса и верхов продуктивной толщи в 1965 г. на поднятии был вскрыт разрез ПТ до горизонтов VII–VIII включительно, прослежен литолого-фациальный состав этой части разреза и выяснена его нефтегазоносность. При этом вторая группа из пяти скважин предназначалась для освещения полного разреза ПТ до подстилающих отложений, изучения литолого-фациального состава разреза ПТ и выяснения полной толщины ПТ. Кроме того, на этой группе скважин необходимо было изучить характер контакта ПТ с подстилающими отложениями, а также — тектонику района и нефтегазоносность нижнего отдела ПТ.

На первом этапе осуществления плана разведочных работ (с 1966 по 1972 г.) из трех пробуренных скважин лишь скв. № 7 вскрыла горизонт VII. Сква. № 3 и 10, расположенные

на юго-западном крыле, были пробурены на 200–300 м глубже проектных глубин, однако даже горизонт V не был вскрыт. Поэтому они ликвидированы по геологическим причинам.

Анализ геолого-геофизического материала позволил предположить, что на юго-западном крыле проектные горизонты находятся на глубинах свыше 6000 м. В сентябре 1973 г. при опробовании горизонта VII ПТ на северо-восточном крыле в скв. № 18 получен газ дебитом 1 млн м³/сут и конденсат дебитом 250 т/сут. В апреле 1974 г. при опробовании горизонта V ПТ в скв. № 14 получен газ дебитом 400 тыс. м³/сут и конденсат дебитом 70 т/сут. Все указанное внесло коррективку в первоначальный проект разведки месторождения, а именно: глубокое разведочное бурение было сосредоточено на северо-восточном крыле и в присводовой зоне складки с целью оконтуривания выявленных залежей в горизонтах V и VII ПТ. Дальнейшие поисковые работы проводились в соответствии с ежегодными планами разведочных работ.

В процессе осуществления разведочных работ до 1981 г. закончены бурением 42 поисково-разведочные скважины и три опережающие добывающие скважины. Промышленная продукция получена в 19-ти разведочных скважинах. В двух скважинах получен приток пластовой воды, и они переведены в категорию наблюдательных. По геологическим причинам ликвидированы четыре разведочные скважины, а по техническим причинам в процессе бурения — 16 разведочных скважин и три опережающие добывающие. Кроме того, три разведочные скважины были ликвидированы в процессе эксплуатации. По результатам разведочных работ к 1981 г. выявлены газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой в горизонте V и газоконденсатная — в горизонте VII.

В дальнейшем с целью вскрытия и изучения газонефтеносности разреза нижнего отдела ПТ, а также оконтуривания залежи горизонта VII бурение разведочных скважин продолжалось.

В июле 1982 г. в результате бурения скв. № 56 на северо-западной периклинали структуры вскрыт и опробован горизонт VIII (свита НКП). В результате опробования получен промышленный приток газа и конденсата со среднесуточными дебитами 1100 тыс. м³ и 550 т. Через несколько дней после вступления скважины в эксплуатацию в ее продукции появи-

лась нефть. Таким образом, здесь (скв. № 56) установлено наличие в горизонте VIII газоконденсатно-нефтяной залежи.

В настоящее время месторождение Булла-море имеет три залежи в горизонтах V, VII и VIII продуктивной толщи (ПТ).

8.6.2. Выводы по шельфу Южного Каспия

Опыт поисково-разведочных работ на шельфе Южного Каспия при разведке многопластовых месторождений с большим этажом нефтегазоносности и залегающих на больших глубинах показал следующее:

1. Перевод к бурению глубоких разведочных скважин необходим уже на начальной стадии поисково-разведочных работ в связи с ограничениями геофизических методов на глубинах порядка 6 км.

2. В разрезе нефтегазоносного комплекса необходимо выделять самостоятельные этажи разведки (обычно 2–3) с бурением скважин по системе сверху вниз, изучая последовательно базисные объекты каждого из этажей, начиная с верхнего.

3. Оконтуривать вскрытие залежи нефти и газа следует опережающими добывающими скважинами, которые в случае вскрытия законтурной зоны пласта переводятся в категории наблюдательных или нагнетательных.

4. Для ускорения ввода месторождения в разработку опытно-промышленная эксплуатация должна осуществляться с помощью разведочных и опережающих добывающих скважин.

5. Индивидуальные основания, сооруженные для бурения разведочных скважин, в случае успешных результатов разведки следует использовать для бурения добывающих и нагнетательных скважин, для чего они могут быть реконструированы и расширены. Зачастую такие основания в последующем соединяются эстакадами, образующими единый гидротехнический комплекс.

6. Наиболее эффективный метод разведочного и эксплуатационного разбуривания морских месторождений — бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин, устья которых располагаются либо на отдельных основаниях, либо на приэстакадных площадках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Устойчивое развитие экономики России еще многие годы будет связано с топливно-энергетическим комплексом. С целью обеспечения постоянно возрастающих объемов нефтегазодобычи необходимо освоение новых перспективных районов, среди которых особое место занимают шельфы арктических морей, Охотского, Каспийского и других морей.

Поиск и разведка нефти и газа на акваториях имеет ряд специфических особенностей, начиная от геологического строения и до ряда таких факторов, как наличие водной массы, транспортные и юридические проблемы. Особое внимание уделяется здесь получению, обработке и интерпретации достаточного количества как прямой, так и косвенной (геолого-геофизическая) информации о нефтяных и газовых залежах, расположенных, как правило, в сложных горно-геологических условиях на больших глубинах, в сложнопостроенных природных резервуарах со сложным типом пластового флюида. Решение задачи поисков скоплений углеводородов на шельфе, несомненно, является одной из самых сложных в нефтегазгеологической науке. В работе использованы как собственный опыт авторов, так и материалы публикаций по затронутым вопросам. Авторы надеются, что предлагаемые в книге подходы будут использованы в практике геолого-разведочных работ на шельфах России.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Кошляк В. А.** Гранитоидные коллекторы нефти и газа.— Уфа: Тау, 2002.— 256 с.
2. **Лурье М. В., Брюховецкий О. С.** Нефть и газ на берегах палеоморя // Нефтяное хозяйство.— 2002.— № 1.— С. 17–19.
3. **Ионин А. С., Медведев В. С., Павлидис Ю. А.** Шельф: рельеф, осадки и их формирование.— М.: Мысль, 1987.— 205 с.
4. **Леонтьев О. К., Гершанович Д. Е.** Шельф: некоторые вопросы терминологии, геоморфологии и геологической истории // Проблемы геологии шельфа.— 1975.
5. **Ганешин Г. С., Соловьев В. В., Чемяков Ю. Ф.** Геоструктурная классификация и районирование шельфа. // Проблемы геологии шельфа.— 1975.
6. **Невесский Е. Н.** Некоторые черты развития шельфовых зон Земли в мезокайнозой // Океанология.— 1982.— Т. 22, вып. 1.
7. **Хейзен Б. К.** Подводные континентальные окраины атлантического типа // Геология континентальных окраин.— М. — 1978.— Т. 1.
8. **Фишер Р. А.** Подводные континентальные окраины тихоокеанского типа // Геология континентальных окраин.— М.— 1978.— Т. 1.
9. **Матишов Г. Г.** Геоморфологические признаки воздействия Скандинавского, Новоземельского, Шпицбергенского ледниковых покровов на поверхности дна Баренцева моря // Океанология.— 1980.— Т. 20, вып. 4.
10. **Эмери К.** Геология окраины материка на востоке Соединенных Штатов Америки // Геология и геофизика морского дна.— М., 1969.
11. **Хатертон Т.** Активные континентальные окраины и островные дуги // Геология континентальных окраин.— М.— 1978.— Т. 1.
12. **Гершанович Д. Е.** О принципах классификации шельфовой зоны // Тр. ВНИРО.— 1966.— Т. 60.

13. **Муромцев В. С.** Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984. — 260 с.
14. **Wescott W. A.** Diagenesis of Cotton Valley Sandstone (Upper Jurassic)? East Texas: Implications for Tight Gas Formation Ray Recognition // AAPG Bull. — June, 1983. — V. 67, № 6. — P. 1002—1013.
15. **Фортулатова Н. К.** Генетические типы и седиментационные модели карбонатных отложений // Советская геология. — 1985. — № 1. — С. 32–45.
16. **Уилсон Дж. Л.** Карбонатные фации в геологической истории. — М.: Недра, 1980. — 463 с.
17. **Карбонатные** породы. В 2-х т. / Т. 1. Генезис, распространение, классификация / Под ред. Дж. Чилингара и др. — М.: Мир; Наука, 1976. — 99 с.
18. **Кузнецов В. Г.** Геология рифов и их нефтегазоносность. — М.: Недра, 1978. — 304 с.
19. **Шилов Г. Я., Джафаров И. С.** Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. — М.: Информ. центр. ВНИИГеосистем, 2001. — 394 с.
20. **Самовойлов И. В.** Устья рек. — М.: Наука, 1952.
21. **Чистяков А. А.** Условия формирования и фациальная дифференциация дельт и глубоководных конусов. — М.: Наука, 1980.
22. **Бакиров А. А., Мальцева А. К.** Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа. — М.: Недра, 1985. — 159 с.
23. **Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А., Горбунов С. А.** Геология и нефтегазоносность ачимовской толщ Западной Сибири. — М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. — 247 с.
24. **Нежданов А. А.** Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных. — Тюмень: Тюм.ГНГУ, 2000. — 133 с.
25. **Конторович А. Э. и др.** Прогноз месторождений нефти и газа. — М.: Недра, 1981.
26. **Смехов Е. М.** Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1974.
27. **Ханин А. А.** Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. — М.: Недра, 1973.
28. Тейлор Дж. К. Коллекторы-песчаники / В кн.: Достижения