

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений

Под общей редакцией
заслуженного деятеля науки
и техники РСФСР,
Узбекской
и Туркменской ССР
лауреата Ленинской премии
проф. А. А. БАКИРОВА

ГТО/ТЛ¹ к X
ПС! 11 I И
x
1/1 I ^4 -с VI
П 1 Сюс1

П

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

**Допущено Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности
«Геология и разведка нефтяных
и газовых месторождений»**



МОСКВА
ВЫСШАЯ ШКОЛА
1987

ББК 26.325
УДК 550.81
Т 33

**А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев
Л. П. Мстиславская, В. Ю. Керимов, Г. Т. Юдин**

Рецензенты: кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Азербайджанского института нефти и химии им. М. Азизбекова (зав. кафедрой А. А. Джавадов); доктор геолого-минералогических наук, проф. В. В. Семенович (зав. кафедрой Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова)

**Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений
Т 33 нефти и газа: Учеб. для студ. вузов по спец. «Геология и разведка
нефтяных и газовых месторождений». — 3-е изд., перераб. и доп./
А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др.; Под ред.
А. А. Бакирова. — М.: Высш. шк., 1987. — 384 с.: ил.**

В учебнике рассмотрены теоретические основы поисково-разведочных работ на нефть и газ, генетическая классификация нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа, описаны стадии и методы поисково-разведочных работ на нефть и газ. 3-е издание (2-е — в 1976 г.) существенно переработано и дополнено новыми сведениями.

Т 1904050000(4309000000)—463
----- 156—87
001(01)—87

ББК 26.325
ко

Учебное издание

Абдулхалат Абдуллатыпович Бакиров, Эрнест Абдуллович Бакиров,

*Врам Самсонович Мелик-Пашаев, Лидия Петровна Мстиславская,
Вагиф Юнусович Керимов, Георгий Тихонович Юдин*

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
И МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Зав. редакцией Н. И. Хрусталева. Редактор И. Е. Якушина. Младший редактор М. В. Никифорова. Художник А. А. Комаев. Художественный редактор В. И. Мешалкин. Технические редакторы Э. М. Чижевский, Т. А. Новикова. Корректор Г. И. Кострикова.

ИБ № 6710.

Изд. № СТД-522. Сдано в набор 05.03.87. Подп. в печать 21.09.87. Т-18480. Формат 70X100/16. Бум. офс. № 1. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Объем 31,20 усл. печ. л.+ 0,33 усл. печ. л. форзац. 31,85 усл. кр.-отт. 36,0 уч.-изд. л.+ 0,33 уч.-изд. л. форзац. Тираж 4000 экз. Зак. № 172. Цена 1 р. 60 к.
Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.
Московская типография № 4 Союзполиграфпрома при Государственном Комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
129041, Москва, Б. Переяславская ул., д. 46.

© Издательство «Высшая школа», 1976
© Издательство «Высшая школа», 1987, с изменениями

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебник «Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа», издание третье, переработанное и дополненное, написан в соответствии с программой одноименного курса. В основу учебника положены лекции проф. А. А. Бакирова и проф.

Э. А. Бакирова, читаемые ими в Московском институте нефти и газа им. И. И. Губкина, а также новейшие данные в области теории и практики поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В данном учебнике в отличие от предыдущих изданий теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр рассматриваются исходя из принципов системного подхода. Описываются задачи применения математических методов и ЭВМ при прогнозировании нефтегазоносности недр и нефтегазоносных районов, концепции тектоники плит в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр и нефтегазогеологическим районированием.

Учебник предназначен для студентов вузов, обучающихся по спе-

циальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». Может быть полезен специалистам производственных и научно-исследовательских организаций, занимающимся поисками и разведкой скоплений нефти и газа.

Общая редакция осуществлена заслуженным деятелем науки и техники РСФСР, Туркменской и Узбекской ССР, лауреатом Ленинской премии проф.

А. А. Бакировым.

Авторы приносят благодарность коллективу кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Азербайджанского института нефти и химии им. М. Азизбекова (зав. кафедрой А. А. Джавадов), д-ру геол.-минерал. наук, проф. В. В. Семеновичу за рецензирование учебника.

Все замечания и предложения по улучшению содержания книги просим присылать по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14, издательство «Высшая школа».

Авторы

Отечественная нефтегазодобывающая промышленность достигла весьма значительных успехов. Добыча нефти в 1985 г. по сравнению с 1950 г. увеличилась в 16 раз. Еще более быстрыми темпами развивалась добыча газа. Наряду с этим произошли коренные изменения и в географическом размещении нефтегазодобывающей промышленности.

В дореволюционной России нефтедобывающая промышленность была сосредоточена в основном в районах Баку и Грозного, где добывалось свыше 96 % нефти страны.

В 50-х годах были созданы новые крупные центры по добыче нефти и газа во многих районах, в том числе между Уралом и Волгой (Второе Баку), на Северном Кавказе и в Закавказье, в восточных и западных областях Украины и Белоруссии, Коми АССР, Казахстане, Туркмении и Узбекистане. В 60-х годах открыты и созданы крупные центры нефтегазодобывающей промышленности в Западной Сибири, которая сейчас является главной базой страны по добыче нефти и газа. Такие изменения в географическом размещении позволили ускорить темпы комплексного развития производительных сил многих экономических регионов страны.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ могут производиться эффективно лишь при условии, если они будут научно обоснованы, с учетом общих закономерностей образования и размещения нефтегазовых скоплений в земной коре и с применением наиболее результативных методов исследований в конкретных геологических условиях.

Скопления нефти и газа образуются в недрах в теснейшей генетической связи с развитием земной коры, поэтому изучение условий распространения их в разрезе и пространстве должно основываться прежде всего на положениях

соответствующих отраслей наук о Земле, в том числе общей и исторической геологии, геоморфологии, геотектоники, палеотектоники, геохимии, палеогеографии, полевой и структурной геологии и др.

Нефть и газ — подвижные полезные ископаемые. Их скопления, являющиеся объектом поисков и разведки, образуются в результате миграции углеводородов (УВ) в земной коре. Изучение закономерностей миграции и аккумуляции нефти и газа должно опираться на достижения физики, физической химии, подземной гидравлики и гидрогеологии. Нефть и газ в земной коре нередко претерпевают сложные физико-химические преобразования, которые необходимо знать, чтобы дать правильное направление поисково-разведочным работам на нефть и газ. Изучение закономерностей этих преобразований поэтому основывается на достижениях таких отраслей наук, как органическая химия, геохимия, биохимия и др.

Существующие теории происхождения нефти и природного газа, условия их миграции и аккумуляции, закономерности физико-химических преобразований в недрах рассматриваются в специальном курсе «Основы геологии и геохимии нефти и газа».

Задачей настоящего курса является изучение:

главнейших закономерных связей процессов формирования углеводородов (УВ) и размещения различных категорий регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазоаккумуляции и локальных скоплений нефти и газа в разрезе и пространстве земной коры;

методов поисков и разведки отдельных типов скоплений нефти и газа (залей, местоскоплений, зон нефтегазоаккумуляции и др.);

методов научной обработки результатов поисково-разведочных работ на

нефть и газ и на этой основе принципов прогнозирования возможной нефтегазовости недр исследуемых территорий.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ ведутся с применением разнообразного - комплекса геологических, геофизических, геохимических исследований, а также буровых и горнопроходческих работ. Поэтому изучение методов поисков и разведки скоплений нефти и газа опирается на достижения таких отраслей наук, как учение о проходке скважин и горных выработок, промысловая геология, поисково-разведочная геофизика, промысловая геофизика, ядерная физика; геохимия.

При проектировании и производстве поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо руководствоваться основными положениями экономических наук, в которых рассматриваются принципы экономически наиболее эффективного проектирования, организации и производства этих работ. Поисково-разведочные работы на нефть и газ должны проводиться с возможно максимальной экономической эффективностью. Обнаружение новых местоскоплений нефти и газа и приращение уже разведанных запасов должны обеспечиваться при минимальных затратах.

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года предусматривается: «**В нефтяной промышленности** обеспечить в 1990 году добычу 625—640 млн. тонн нефти и газового конденсата. Продолжить развитие нефтяной промышленности в Западной Сибири, Казахской ССР и на севере европейской части страны. Приступить к промышленной разработке глубокозалегающих нефтяных месторождений в Прикаспийской

низменности. Ускорить освоение нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе и формирование необходимой для этого производственно-технической базы.

Повысить эффективность добычи нефти за счет применения рациональных систем разработки месторождений, совершенствования технологии буровых работ, улучшения их технического оснащения, широкого внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи пластов и увеличения применения прогрессивных технологических процессов.

В газовой промышленности довести в 1990 году добычу газа до 835—850 млрд. кубических метров. Ускорить вовлечение в разработку Ямбургского, Карачаганакского, Астраханского и других газоконденсатных месторождений. Повысить степень извлечения газового конденсата. Осуществить работы, связанные с организацией добычи газа на полуострове Ямал, Начать промышленную эксплуатацию месторождений Прикаспийской низменности и создание на этой основе базы крупнотоннажного газохимического производства. Широко внедрять автоматизированные блочно-комплектные установки, в том числе большой единичной мощности, для комплексной подготовки газа и газового конденсата. Расширить сеть подземных хранилищ газа». Все это позволит ускорить темпы комплексного развития производительных сил экономических регионов страны.

* Материалы XXVII съезда Коммунистической партии Советского Союза. М., 1986. С. 294—295.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

ГЛАВА 1

РАЗВИТИЕ МИРОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Еще в глубокой древности нефть использовалась человеком для освещения, лечебных целей и как строительный материал. Археологические раскопки показали, что кустарные промыслы по добыче нефти примитивным способом существовали в бассейне р. Евфрат (Ближний Восток) еще за 6000 лет до н. э. В Крыму источники нефти использовались за 2000 лет до н. э. В Китае, в провинциях Юнань и Шанси, добывали газ за несколько столетий до н. э. Однако до второй половины XIX в. нефть добывалась кустарным способом из неглубоких колодцев и в очень незначительных количествах. Во второй половине XIX в. на смену кустарному приходит машинный способ добычи путем бурения скважин, что способствует быстрому развитию нефтедобывающей промышленности, особенно в России и США. Так, если в 1859 г. на всех континентах нашей планеты было добыто всего около 5 тыс. т нефти, а в 1880 г.—3,8 млн. т, то в 1900 г. мировая добыча достигла почти 20 млн. т. Из этого количества только в России было добыто 10,6 млн. т (53%), в США—8,6 млн. т (43 %) и в десяти других странах Европы, Азии, Латинской Америки — всего 0,8 млн. т (4 %).

§ 1.1. Развитие добычи нефти и газа в зарубежных странах

Начало XX в. ознаменовалось резким повышением использования нефти и нефтепродуктов, что обусловило и соответствующий рост мировой добычи нефти, которая в 1950 г. достигла уже 520 млн. т в год против 19,9 млн. т в 1900 г., т. е. увеличилась в 26 раз.

В первой половине XX в. в экономическом развитии некоторых стран наряду с нефтью существенно повысилась роль природного газа. Вначале он ис-

пользовался лишь как топливо, но начиная с 30-х годов сфера его применения расширилась. Газ стали потреблять не только в качестве топлива в быту и промышленности, но и как ценнейшее технологическое сырье в ряде отраслей промышленности (металлообработывающей, металлургической, цементной и др.). Кроме того, в некоторых странах его используют для закачки в нефтеносные пласты с целью увеличения коэффициента их нефтеотдачи.

Соответственно расширению сферы промышленного использования газа росла и его добыча. Мировая добыча природного газа, составляющая в 1920 г. всего около 35 млрд. м³, в 1950 г. достигла 192 млрд. м³, т. е. увеличилась в 5,6 раза.

Вторая половина XX в. характеризуется небывалыми темпами роста энергопотребления в развитии производительных сил. По данным ООН, за период с 1950 по 1980 г. энергопотребление в мире увеличилось почти в 3,8 раза. При этом резко возросло значение нефти и газа в мировой экономике. Этот этап в истории развития использования нефти и природного горючего газа характеризуется наряду с увеличением производства топлива для двигателей внутреннего сгорания и дизелей быстрым ростом и расширением потребления нефти и нефтепродуктов для производства многочисленных и разнообразных продуктов химического синтеза, а также реактивного топлива.

Из нефти и природного горючего газа начали вырабатывать тысячи самых различных продуктов химического синтеза, в том числе разнообразные пластмассы, синтетический каучук, минеральные удобрения, смолы, жиры и волокна, моющие средства, органичес-

кие кислоты, различные растворители, лекарства, парфюмерные изделия и др. Применение нефти и природного газа для производства многих из перечисленных продуктов позволяет экономить в огромных количествах ценнейшее пищевое и растительное сырье, расходовавшееся ранее на промышленные нужды, дает колоссальную экономию капитальных затрат и резко снижает издержки производства.

Таким образом, все более возрастающее значение нефти и газа в мировой экономике привело к быстрому росту их добычи.

Опережающее развитие мировой добычи нефти и природного газа, особен-

но в послевоенный период, коренным образом изменило структуру мирового производства минерального топлива и гидроэнергии. Так, в 1860 г. каменный уголь и лигнит занимали (в пересчете на условное топливо) 96,33 %, гидроэнергия—3,6%, а нефть—всего 0,07 %. В дальнейшем доля нефти и газа постепенно увеличивалась, например в 1929 г.—соответственно до 15,5 и 4,2 %; в 1950 г.—до 26,9 и 10 %; в 1960 г.—до 32 и 14%; в 1980 г.—до 46 и 19%.

Примечание. Сведения о добыче нефти (с газовым конденсатом) и газа по странам мира, а также их доказанные запасы по зарубежным странам приведены в табл. 1.1—1.3.

Из табл. 1.1. видно, что в 1984 г. основное количество нефти (с газовым конденсатом) добывалось в семи странах мира с годовой добычей более

Т а б л и ц а 1.1. Добыча нефти и газового конденсата (млн. т)*

Страны	1980 г	1983 г	1984 г.
Мировой итог	2975	2628	2698
Социалистические страны	731	743	751
Страны—члены СЭВ, из них:	620	633	633
Венгрия	1	2	2
Румыния	12	12	11
СССР	603	616	613
Китай	106	106	115
Развитые капиталистические страны	628	671	699
Страны—члены ЕЭС, из них:	89	125	139
Великобритания	79	111	124
Франция	1	2	2
ФРГ	5	4	4
Канада	70	66	68
Норвегия	25	31	34
США	422	426	430
Развивающиеся страны	1616	1214	1248
Страны—члены ОПЕК, из них:	1342	862	867
Алжир		47	32
Венесуэла	115	95	95
Габон	9	8	8
Индонезия	78	65	71
Ирак	130	43	59
Иран	74	124	105
Нигерия	104	63	68
Саудовская Аравия	496	251	235
Аргентина	25	25	24
Бразилия	9	17	24
Египет	28	36	43
Индия	9	25	28
Мексика	97	137	140
Сирия	8	9	9

Т а б л и ц а 1.2. Достоверные запасы нефти в развитых капиталистических и развивающихся странах (на начало 1985 г.) (млн. т)*

Страны	Запасы нефти
Развивающиеся страны	75704
Страны—члены ОПЕК	68035
Северная Америка	11667
США	3880
Мексика	6838
Канада	949
Центральная и Южная Америка	4938
Венесуэла	3720
Западная Европа	6837
Великобритания	1820
I Норвегия	1112
ФРГ	41
Ближний и Средний Восток	54718
Саудовская Аравия	23132
Иран	6548
Ирак	5876
Кувейт	12422
Абу-Дабй	4100
Египет	441
Африка	6984
Алжир	1146
Ливия	2808
Нигерия	2264
Юго-восточная Азия, Дальний Восток, Австралия и Океания	2453
Австралия	192
Индия	460
Индонезия	1145

* «Экономическое положение капиталистических и развивающихся стран».— Приложение к журналу «Мировая экономика и международные отношения». Обзор за 1984 г. и начало 1985 г.

* Экономическая газета. 1985, ЛБ 25.

100 млн. т (СССР, США, Саудовская Аравия, Мексика, Англия, Китай, Иран). В пяти странах мира годовая добыча составляла 50—90 млн. т (Венесуэла, Индонезия, Канада, Нигерия, Ирак).

Достоверные мировые запасы (за вычетом накопленной добычи) к началу 1985 г. (без СССР и социалистических стран) достигли 84 млрд. т нефти и примерно 54 трлн. м³ газа (табл. 1.2 и 1.3). В мировом балансе доказанных запасов УВ более 30 % размещено в пределах континентальных шельфов.

Последние десятилетия характеризуются открытиями крупнейших зон нефтегазонакопления в пределах экваториальных частей планеты:

1) во внутренних морях и заливах — Каспийском море (СССР), Мексиканском заливе (США, Мексика), Мараккайбской лагуне (Венесуэла), Персидском заливе (Саудовская Аравия, Кувейт, Катар, Иран, Оман и др.), Северном (Нидерланды, Англия) и Средиземном (АРЕ, Франция) морях и др.;

2) в Тихом океане — у берегов Аляски, Калифорнии (США), Латинской Америки (Перу) и Японии;

3) в Атлантическом океане — у берегов Латинской Америки (Тринидад, Аргентина, Бразилия), Африки (Гвинея, Нигерия, Габон, Ангола и др.);

4) в Индийском океане — у берегов Южной и Западной Австралии и в Бенгальском заливе (Бангладеш);

5) в Яванском море (Индонезия);

6) в Северном Ледовитом океане — у берегов Северной Аляски и др.

Сведения о морской мировой годовой добыче нефти и газа в зарубежных странах приведены в табл. 1.4. Есть все основания полагать, что в дальнейшем доля морских местоскоплений нефти и газа в мировой добыче с каждым годом будет возрастать.

Одна из важнейших особенностей выявленных запасов нефти и газа — крайне неравномерное размещение их и концентрация абсолютно преобладающей доли запасов в пределах очень небольшого количества зон нефтегазо-накопления.

Как было сообщено (Р. Неринг) на Международной энергетической конфе-

Т а б л и ц а 1.3. Запасы (достоверные) и добыча природного газа в развитых капиталистических и развивающихся странах (млрд. м³)*

Страны	Запасы (на начало 1986 г.)	Добыча		
		1983 г.	1984 г.	1985 г.
Всего	54 823	925,4	997,5	992,4
В том числе:				
Развитые капиталистические страны				
США	15 485	736,5	776,3	764,1
ФРГ	5 578	464,4	490,5	467,5
Нидерланды	182	17,7	18,6	14,6
Норвегия	1 899	80,8	81,5	85,6
Канада	2915	25,3	27,2	26,6
Великобритания	2 823	68,5	76,0	85,7
Развивающиеся страны				
Индонезия	937	39,7	40,4	41,7
Мексика	39 338	188,9	221,2	228,3
Алжир	1 008	21,6	31,2	33,1
Венесуэла	2 179	28,1	29,4	27,9
	3 032	22,3	24,1	27,0
	1 673	14,5	15,4	14,0

* Мировая экономика и международные отношения. Обзор за 1985 г. и начало 1986 г.

Т а б л и ц а 1.4. Морская годовая добыча нефти и газа по странам мира*

Страна	Добыча			
	нефти, тыс. т		газа, млн. м ³	
	1980 г.	1981 г.	1980 г.	1981 г.
Саудовская Аравия	146 835	148 920		
Великобритания	82 328	89 812	37 289	35 761
Мексика	25 726	56 878	258	6039
США	51 190	52 467	151 877	137 099
Венесуэла	57 104	54 393	—	—
Египет	19 916	29 085	597	620
Индонезия	26 169	27 541	4 545	6 528
Абу-Даби	63 501	26 659	14 812	7 334
Норвегия	30 824	24 951	25 059	29 310
Нигерия	28 702	22 553	5 165	2 697
Австралия	15 867	18 070	4 008	5 698
Дибай	17 136	17 834	—	—
Иран	7501	17 502	—	—
Нейтральная зона	20 152	13 303	—	—
Малайзия	13 342	11 899	—	—
Катар	11 936	9 291	—	—
Индия	6 848	7 709	28	23
Тринидад и Тобаго	8 600	7 954	4 338	5 165

* Offshore, 1982, 20/VI, V. 42, Ws 7, PP. 61, 62, 64; Petroleum Economist, 1982, VIII, V. 49, № 8, P. 319.

ренции в Канаде (1982), из общего количества более 30 тыс. открытых во всем мире местоскоплений УВ только 6 % местоскоплений содержат около 93 % выявленных запасов УВ. Аналогичные цифры приводятся и геологом Мейером (США), по заключению которого из более 31 тыс. известных во всем мире местоскоплений УВ только 5 % содержат более 90% выявленных мировых их запасов.

В США из 27 523 открытых местоскоплений нефти всего 772 местоскоплений, или 2,8%, содержат 67% выявленных извлекаемых запасов нефти или 4,3% местоскоплений содержат 76% выявленных извлекаемых запасов*.

На 24 гигантских газовых местоскоплениях мира, составляющих менее 1 % от общего количества открытых местоскоплений газа, сосредоточено свыше 70% выявленных суммарных запасов газа. Всего семь сверхгигантских местоскоплений битуминозных песчаников мира (Атабаска, Колд-Лейк, Ориноко и др.) содержат свыше 90% общих мировых выявленных запасов битумов.

Аналогичная картина крайне неравномерного пространственного размещения выявленных запасов нефти и газа с концентрацией абсолютно преобладающей их части на весьма небольшом количестве местоскоплений наблюдается во всех нефтегазовых провинциях нашей планеты, в том числе в СССР.

Как было показано в работах

А. А. Бакирова (1972), в каждой без исключения нефтегазоносной провинции всех континентов Земли из общего количества открытых местоскоплений УВ 6—8% местоскоплений содержат 65—75% всего объема выявленных в пределах данной провинции запасов УВ. Таким образом, выяснение указанных выше закономерных генетических Связей и на этой основе разработка научно обоснованных критериев поисков зон наибольшей концентрации УВ является одной из важнейших задач нефтегазовой геологии, геохимии и геофизики.

Прогнозная оценка мировых потенциальных ресурсов УВ различна. В 40—50-х годах мировые начальные потенциальные ресурсы нефти отдельными геологами оценивались в пределах 50—200 млрд. т. В настоящее время они оцениваются уже значительно выше, в пределах 270—500 млрд. т.

На X Мировом нефтяном конгрессе (Бухарест, 1979) М. Хэлбути и Д. Муди оценили мировые потенциальные ресурсы нефти, включая континентальные шельфы до глубины воды 2 км, в пределах 155—460 млрд. т, в среднем 141 млрд. т. По их оценке, к началу 1979 г. остаточные доказанные запасы и прогнозные ресурсы нефти из недр нашей планеты составляют около 256 млрд. т.

На XI Мировом нефтяном конгрессе (Лондон, 1983) Ч. Мастерс оценил начальные потенциальные извлекаемые ресурсы нефти существенно ниже, в объеме 79 млрд. т.

На Международной энергетической конференции (Канада, 1982) Р. Неринг оценил мировые начальные потенциальные извлекаемые ресурсы нефти в пределах 225—285 млрд. т. Кроме того, на этой конференции приводились данные о потенциальных ресурсах тяжелой нефти мира, которые суммарно были оценены в переводе на нефть в объеме порядка 160 млрд. т.

На XXVII геологическом конгрессе (Москва, 1984) П. Бюролле оценил мировые начальные потенциальные извлекаемые ресурсы нефти в пределах 220—274 млрд. т, около 50% которых размещены в пределах акваторий. При этом за счет существенных усовершенствований технологии добычи (третичные методы) указанные цифры, по заключению П. Бюролле, могут быть увеличены до 274—329 млрд. т.

Исследователями ВНИИзарубежгеологии* с учетом возможности доведения коэффициента нефтеотдачи в будущем до 0,6 за счет широкого внедрения третичных методов добычи мировые начальные извлекаемые ресурсы

* Oil and Gas. V. 28/1, 1985; № 4. P. 159.

* Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения/М. С. Моделевский, Г. С. Гуревич, Е. М. Карпуков и др. М., 1983.

нефти с газовым конденсатором оценены (к началу 1981 г.) в объеме 516 млрд. т. За вычетом накопленной к 1 января 1981 г. мировой добычи в объеме 51,8 млрд. т из 464,3 млрд. т потенциальных извлекаемых ресурсов нефти выделены:

активные ресурсы, освоение которых при современном уровне техники и технологии доступно и рентабельно, — в объеме 250,8 млрд. т, из которых на сушу приходится 165,7 млрд. т и акватории глубиной до 500 м — 85,2 млрд. т;

неактивные ресурсы, освоение которых при современном уровне техники и технологии недоступно и нерентабельно, — в объеме 213,4 млрд. т, из которых на сушу приходится 56,6 млрд. т, на акватории глубиной до 500 м — 69,1 млрд. т, на акватории глубиной ниже 500 м — 87,7 млрд. т.

Взгляды геологов существенно расходятся и в оценке мировых начальных потенциальных ресурсов газа. Объем начальных мировых потенциальных ресурсов газа составляет, по данным Т. Хендрикса (VII Международный нефтяной конгресс, Мехико, 1967), 582 трлн. м³; по данным А. Мейерхова (X Мировой нефтяной конгресс, Бухарест, 1979), — 220 трлн. м³; поданным XI Мировой энергетической конференции (Мюнхен, 1980), — 278 трлн. м³; по данным Р. Неринга (XII Мировая энергетическая конференция, Канада, 1982), — 142—184 трлн. м³.

Исследователями ВНИИзарубежгеологии* мировые начальные извлекаемые запасы газа оценены к началу 1981 г. в объеме 339,7 трлн. м³. За вычетом накопленной к 1 января 1981 г. мировой добычи в объеме 28,2 трлн. м³ из 311, 5 трлн. м³ запасов газа приходится: **на сушу — 157,1 трлн. м³, в том числе активных 66,3 трлн. м³ и неактивных 90,9 трлн. м³; на акватории — 154,4 трлн. м³, в том числе активных 32,1 трлн. м³ и неактивных 122,3 трлн. м³.**

Таким образом, мировые потенциальные ресурсы УВ, опубликованные

отдельными исследователями, оцениваются в широком диапазоне: нефти — от 80 до 500 млрд. т (в 6 раз) и газа — от 90 до 430 трлн. м (в 5 раз).

Необходимо отметить, что в оценке прогнозных ресурсов УВ имеют место значительные расхождения не только по планете в целом, но и по отдельным странам. Например, по США и Канаде — в 5 раз, Ближнему и Среднему Востоку — в 3 раза, по Западной Европе — в 4 раза и т. д. Такие значительные расхождения объясняются не только использованием новой геологической информации, полученной в результате геолого-разведочных работ, но и несовершенством методов количественной оценки прогнозных ресурсов УВ, что подробно рассмотрено в работе [28].

Примечание. В области разработки теоретических принципов и научно обоснованных надежных методов количественной оценки прогнозных ресурсов УВ, в том числе объемно-генетического метода, еще предстоят значительные исследования.

§ 1.2. Развитие добычи нефти и газа и нефтегазопроисловых работ в СССР

В дореволюционной России в течение многих десятилетий добыча и переработка нефти были сосредоточены в основном в двух районах — Баку и Грозном, на долю которых приходилось около 96% всей добычи страны. В очень незначительных количествах нефть добывалась в Майкопском, Эмбенском, Челекенском и Ферганском районах, на долю которых в целом приходилось около 4% добычи.

Суммарная добыча нефти, достигнув в 1901 г. 12 млн. т, на протяжении последующих лет снижалась и в 1913 г. составила 10 млн. т. Газодобывающей промышленности в дореволюционной России не было вовсе. В годы гражданской войны и интервенции нефтяные промыслы страны были сильно разрушены. В результате годовая добыча нефти в 1918 г. упала до 4,1 млн. т, а к 1921 г. — до 3,7 млн. т.

В первые же годы становления Советской власти начались восстановление и реконструкция нефтяной промышленности. Благодаря героическим

* Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения/М. С. Моделевский, Г. С. Гуревич, Е. М. Карпуков и др. М., 1983.

усилиям трудящихся нефтяные промыслы основных нефтедобывающих районов Баку и Грозного были восстановлены ускоренными темпами и добыча нефти к 1927 г. вновь достигла довоенного уровня (10, 3 млн. т).

В. И. Ленин придавал большое значение поискам новых местоскоплений нефти во внутренних областях страны, в том числе в районах Поволжья, Ухты и Эмбы.

В дореволюционной России на территории Урало-Поволжья не было известно ни одного нефтяного местоскопления промышленного значения, хотя на перспективность ее в нефтегазоносном отношении неоднократно указывали видные геологи того времени (А. П. Иванов, акад. А. П. Павлов, Г. Д. Романовский, А. А. Штукенберг и др.). В 1919—1920 гг. поисково-разведочные работы на нефть были начаты почти одновременно в нескольких районах Поволжья (в Казанской, Уфимской и Самарской губерниях) и в бассейне р. Ухты. Однако до 1929 г. они не привели к открытию местоскоплений нефти промышленного значения.

Восстановлению, а затем широкому развитию нефтепоисковых работ в районе Урало-Поволжья существенно способствовали исследования акад. И. М. Губкина и других геологов, которые теоретически прогнозировали наличие в недрах этих районов огромнейших запасов нефти. В 1929 г. в районе Чусовские Городки (Урал) из скважины, заложенной для разведки калийной соли, ударил фонтан нефти. Хотя эта залежь оказалась небольшой, открытие ее имело для развития поисково-разведочных работ на нефть в районах Поволжья принципиальное значение. В 1932 г. из скважин, заложенных в Ишимбаевском районе Башкирской АССР, забили мощные фонтаны нефти. Таким образом, теоретические прогнозы И. М. Губкина блестяще подтвердились практикой геолого-разведочных работ.

На XVII и XVIII съездах ВКП(б) было указано считать создание новой крупной нефтегазодобывающей базы между Волгой и Уралом важнейшей народнохозяйственной задачей. С 1932 по 1941 г. в результате проведения гео-

лого-поисковых и разведочных работ был открыт ряд новых нефтяных и нефтегазовых местоскоплений в каменноугольных и пермских отложениях Башкирской АССР, Куйбышевской, Оренбургской и Пермской областей. Эти открытия положили начало созданию новых мощных центров добычи нефти в восточных районах европейской части страны.

В довоенные годы были открыты новые местоскопления нефти также на территориях Азербайджанской ССР, Чечено-Ингушской, Северо-Осетинской и Дагестанской АССР, Краснодарском крае, Узбекской и Туркменской ССР, в Эмбенском районе Казахской ССР и на Сахалине. Ввод в разработку новых местоскоплений нефти позволил довести добычу УВ в 1940 г. до 31,1 млн. т, т. е. увеличить ее добычу по сравнению с дореволюционным периодом более чем в три раза.

В годы Великой Отечественной войны были выявлены залежи нефти в девонских отложениях в районе Яблоньского Оврага Куйбышевской области и в Туймазинском районе Башкирской АССР (1944), сыгравшие большую роль в дальнейшем развитии нефтедобывающей промышленности Урало-Поволжья и страны в целом. В послевоенные годы здесь были открыты многочисленные местоскопления нефти в девонских и каменноугольных отложениях, в том числе на территориях Татарской, Башкирской и Коми АССР, Куйбышевской, Пермской и Оренбургской областей. Ввод в разработку этих местоскоплений нефти позволил создать новые крупнейшие центры нефтедобывающей промышленности во внутренних областях страны и довести к 1960 г. удельный вес Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в общесоюзной добыче нефти до 65,9% против 7% в 1940 г.

Широко развернулись поисково-разведочные работы на нефть и газ и в других нефтегазоносных областях страны, которые завершились новыми открытиями.

В Азербайджане, в пределах акватории Каспийского моря, была открыта нефтегазоносная область, имеющая ряд высокодебитных местоскоплений высо-

кокачественной нефти. Этим открытием было положено начало нового этапа в развитии нефтегазодобывающей промышленности Азербайджана — этапа освоения ресурсов нефти и газа акватории Каспия.

В Предкавказье, на территории Краснодарского края, был выявлен Ейско-Березанский газonosный район, где в меловых отложениях установлен ряд высокодебитных газовых и газоконденсатных залежей. Это открытие позволило создать новый центр добычи газа в Краснодарском крае.

На территории Ставропольского края и Калмыцкой АССР были открыты газonosная область Ставропольского свода и нефтегазonosные области в пределах Прикумских аоднятий и кряжа Карпинского. Эти открытия позволили создать в Ставропольском крае новые центры добычи газа и нефти и обеспечить ускорение темпов развития газодобывающей промышленности в стране;

на Северном Кавказе были открыты новые нефтяные местоскопления нефти на территории Чечено-Ингушской, Северо-Осетинской и Дагестанской автономных республик, в том числе высокодебитных скоплений нефти в меловых отложениях на Карабулакской, Малгобекской, Вознесенской, Старогрозненской площадях. Эти открытия позволили значительно увеличить добычу нефти на Северном Кавказе.

В Украинской ССР большим достижением послевоенных лет явилось открытие ранее неизвестной нефтегазonosной провинции, приуроченной к Днепровско-Донецкой впадине Восточной Украины. Здесь в течение последних десяти лет открыто несколько десятков местоскоплений нефти и газа, в том числе со значительными запасами. Промышленная нефтегазonosность выявлена начиная от отложений юры по среднедевонские включительно. Среди выявленных и введенных в разработку ведущее место принадлежит Шебелинскому газовому местоскоплению. На территории Украинской ССР в послевоенные годы кроме Днепровско-Донецкой нефтегазonosной провинции были открыты нефтегазовые местоскоп-

ления в Предкарпатье и на территории Степного Крыма.

В Белорусской ССР было открыто местоскопление нефти в девонских отложениях в Припятском прогибе.

Послевоенные годы ознаменовались крупными открытиями на территории среднеазиатских республик и Казахской ССР. В западной части Туркменской ССР выявлен ряд высокодебитных местоскоплений нефти в красноцветной толще плиоцена; в Казахской ССР в Эмбенской нефтегазonosной области — местоскопления нефти в юрских, меловых и пермтриасовых отложениях. Кроме того, была открыта новая нефтегазonosная область, приуроченная к зоне погружения Южно-Эмбенских поднятий.

Выдающимся достижением нефтегазовой геологии в среднеазиатских республиках и Казахской ССР является открытие нефтегазonosной провинции, приуроченной к обширной территории Туранской плиты, протягивающейся от горных сооружений юго-востока Средней Азии на востоке до Каспийского моря на западе. В этой провинции были открыты газовые местоскопления: Газли, Шатлык, Давлетабад, Шуртан и др., а также Южно-Мангышлакская нефтегазonosная область.

К числу особо выдающихся достижений отечественной нефтегазовой геологии в послевоенные годы относится открытие новой нефтегазonosной провинции в Западной Сибири, простирающейся между восточными склонами Урала на западе и р. Енисеем на востоке, между Карским морем на севере и северным погружением складчатых палеозойских сооружений Казахстана на юге. Проблема поисков нефти на территории Западно-Сибирской низменности впервые была выдвинута акад. И. М. Губкиным в его докладе на сессии Академии наук СССР в 1932 г. Однако на протяжении двадцати лет поисковые работы в Западной Сибири не давали положительных результатов. Незначительные объемы работ, а также выбор объектов разведки с концентрацией разведочных работ главным образом в южной части низменности не отвечали поставленной задаче.

В 1953 г. в низовьях р. Оби в районе г. Березова при бурении опорной скважины был получен из мезозойских отложений мощный фонтан газа, который сыграл решающую роль в дальнейшем развитии поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах всей низменности. В конце 1957 г. в Западную Сибирь была направлена экспертная группа геологов и геофизиков, которая совместно с работниками Тюменского и Новосибирского геологических управлений и научно-исследовательских институтов СНИИГИМС, ВНИГРИ, проанализировав итоги проведенных работ, установила, что задержка в открытии местоскоплений нефти и газа в какой-то степени объяснялась резким отставанием региональных геолого-геофизических исследований и слабым развитием поисково-разведочных работ в центральных и северных, наиболее перспективных частях Западно-Сибирской низменности. Комиссией были даны прогнозные оценки перспектив нефтегазоносности отдельных частей низменности и рекомендации дальнейшего направления региональных и детальных поисково-разведочных работ в отдельных ее районах. При этом в качестве первоочередных и наиболее перспективных областей для открытия многопластовых местоскоплений нефти и газа были рекомендованы центральные (Среднее Приобье) и северные части Западно-Сибирской низменности.

Проведенные в соответствии с рекомендациями комиссии поисково-разведочные работы привели к открытию в начале 1960 г. первого в Западной Сибири местоскопления нефти на Шаимской площади в верховьях р. Конды, а в начале 1961 г. — второго многопластового местоскопления нефти на Мегионской площади в области широтного течения р. Оби, отмеченной комиссией как высокоперспективная. После открытия названных местоскоплений начиная с 1960 г. в центральной и северной частях Западно-Сибирской низменности были открыты сотни местоскоплений нефти и газа в отложениях меловой и юрской системы.

Таким образом, подтвердились научные прогнозы И. М. Губкина, его уче-

ников и последователей о высокой перспективности Западно-Сибирской низменности в отношении нефтегазоносности, и это явилось блестящей победой отечественной нефтегазовой геологической науки и практики.

В последние годы было открыто много новых, в том числе значительных, местоскоплений нефти, газа и конденсата в Среднем Приобье и в северных областях Тюменской области; богатых зон нефтегазонакопления в палеозойских отложениях Прикаспийской мегасинеклизы в пределах сводовых поднятий и мегавалов на южном, юго-восточном, восточном и северном ее бортах (Астраханская, Тенгизская, Жанажол-Кенкиякская, Карачаганакская и др.). Указанные открытия показывают, что в пределах Прикаспийской мегасинеклизы имеются высокие перспективы для создания новых центров добычи нефти, газа, конденсата и сопутствующих полезных ископаемых.

Крупным достижением последних пятилеток является установление региональной нефтегазоносности обширных территорий Восточной Сибири и Якутии, где открыт ряд местоскоплений нефти и газа в раннепалеозойских и мезозойских отложениях.

Указанные открытия позволили обеспечить, особенно в послевоенный период, резкое повышение темпов роста добычи нефти и газа.

Быстрое развитие добычи нефти и газа в течение последнего десятилетия дало возможность коренным образом улучшить структуру топливно-энергетического баланса страны.

Указанные открытия новых нефтегазоносных областей и провинций коренным образом улучшили географию размещения нефтегазодобывающих центров в стране. Изменения в географическом размещении добычи нефти и газа, в свою очередь, позволили приблизить центры переработки нефти ко многим основным районам потребления нефтепродуктов, что резко сократило их дальние перевозки.

Создание новых нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих комплексов на базе вновь открытых нефтегазоносных областей обеспечило значительное ускорение темпов комплексного развития производительных сил многих экономических районов страны, в том числе ранее слабо развитых в индустриальном отношении краев и республик.

РОЛЬ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР В ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Отечественная и зарубежная практика поисково-разведочных работ на нефть и газ показывает, что результативность их в значительной степени зависит от того, насколько их направление базируется на научно обоснованном прогнозе нефтегазоносности исследуемого региона или части его.

Имеется много примеров, когда ошибочная оценка (прогноз) перспектив нефтегазоносности того или иного региона на многие годы задерживала открытие новых нефтегазоносных земель или же прогноз недостаточно научно обоснованный, не учитывающий всего комплекса факторов, контролирующих нефтегазообразование и нефтегазонакопление в их взаимосвязи и взаимообусловленности, приводил к проведению поисково-разведочных работ, нередко в значительных объемах, в районах малоперспективных в отношении нефтегазоносности.

Развитие поисково-разведочных работ на нефть и газ во всех крупных нефтегазоносных провинциях страны, как правило, сопровождалось, особенно в начальных стадиях, дискуссией в оценке перспектив нефтегазоносности данного региона, нередко отражавшихся на направлениях поисково-разведочных работ и их результативности. Рассмотрим несколько примеров.

§ 2.1. Урало-Поволжье

Начиная с 60-х годов XIX в. суждения о нефтеносности Поволжья встречаются в работах ряда видных геологов, обследовавших отдельные его районы. Один из них (например, Н. В. Еремеев, Г. Д. Романовский, А. П. Иванов, акад. А. П. Павлов, А. А. Штуkenберг) давали положительную оценку нефтеносности Поволжья, указывая на вероятную генетическую связь внешних нефтепроявлений в пермских отложениях с коренными залежами нефти в более древних отложениях палеозоя; другие (например, С. Н. Никитин и А. Н. Замятин) отрицательно оценивали перспективы этого региона в отношении нефтеносности. Царское правительство не предпринимало никаких серьезных попыток к проверке этих прогнозов, а попытки некоторых частных предпринимателей искать залежи нефти неглубоки-

ми скважинами, естественно, не увенчались успехом.

В первые же годы становления Советской власти В. И. Ленин поставил перед геологической службой (Геолкомом) задачу искать новые нефтяные месторождения во внутренних областях страны, в том числе в районах Поволжья, Башкирии, Ухты и Эмбы.

В 1919 г. были организованы разведочные работы в районах Среднего Поволжья, в том числе в районе Сюкеево Казанской губернии. Однако пробуренные здесь скважины не обнаружили промышленных скоплений нефти и разведка была прекращена. Одновременно в районы Поволжья была направлена геологическая экспедиция во главе с проф. К. П. Калицким, который на основе проведенных исследований дал отрицательную оценку перспектив открытия здесь залежей нефти промышленного значения. При этом он считал, что залежи нефти в недрах находятся там, где они возникли (*in situ*). Возможность образования их в результате миграции К. П. Калицкий отрицал, а нефтепроявления, распространенные в районах Поволжья в пермских отложениях, рассматривал как остатки разрушенных месторождений.

И. М. Губкин, по поручению ЦК ВКП(б) обследовав ряд районов Поволжья и изучив материалы предыдущих исследований, научно обосновал высокую перспективность Урало-Поволжья в нефтеносном отношении и настаивал на организации здесь разведочных работ. В противоположность взглядам К. П. Калицкого он рассматривал нефтепроявления в пермских отложениях, встречающиеся в ряде районов Поволжья, как результат миграции ее из залегающих ниже каменноугольных и девонских отложений, а не как показатели разрушенных залежей, существовавших когда-то на этом месте.

Отрицательные результаты пробуренных скважин в некоторых районах Поволжья, в том числе Сюкеевском районе, по заключению И. М. Губкина, объяснялись тем, что эти буровые скважины просто не дошли до нефти.

Высокую оценку перспектив нефте-

ности Урало-Поволжья И. М. Губкин давал на основе разработанной им фундаментальной теории происхождения нефти и образования ее скоплений.

Отвергая «теорию» К. П. Калицкого, И. М. Губкин писал, что «... например, с точки зрения первичности месторождения Сокско-Шешминского района — только жалкие остатки когда-то бывших месторождений; с нашей точки зрения это признаки нефтеносности, заставляющие нас поставить вопрос о их связи с тектоникой, во-первых, и о генетической связи с более глубокими нефтяными залежами, во-вторых, и искать ответа на этот вопрос путем поисков структур, которые по отношению к тем же гудронным песчанникам явились бы закрытыми, и их последующего разбуривания»*.

Начавшиеся в 1919—1921 гг. поисково-разведочные работы на нефть в районах Башкирии и Среднего Поволжья не привели к открытию залежей нефти промышленного значения и под влиянием отрицательных прогнозов перспектив этих районов были прекращены.

В 1928 г. по инициативе И. М. Губкина при Московском отделении Геолога создается специальная комиссия для изучения перспектив нефтеносности Урало-Поволжья, но споры ученых по этому вопросу не прекращаются. Сторонники К. П. Калицкого начали яростную атаку против И. М. Губкина. Организованная И. М. Губкиным комиссия ликвидируется.

Касаясь этой истории, И. М. Губкин позднее писал: «... стоило мне и моим товарищам приступить к изучению этой проблемы (нефтеносности Урало-Поволжья), как консервативные ученые начали невероятную возню. Тогдашний председатель Геологического комитета говорил: «Нефть на Урале! Это даже не утопия. Это очередная авантюра Губкина»...»**.

Вскоре недра сами пришли на помощь И. М. Губкину и его сторонникам. В 1929 г. в Чусовских Городках в скважине, бурившейся на калийные со-

ли, был получен нефтяной фонтан. Таким образом, наличие нефти в недрах Урало-Поволжья стало очевидным фактом.

Президиум ВСНХ СССР по инициативе И. М. Губкина принимает решение начать широкие поиски нефтяных месторождений и в первую очередь заложить глубокие скважины в Ишимбаевском районе Башкирской АССР. Кроме того, Всесоюзным совещанием геологов-нефтяников в 1929 г. принимается решение начать поисково-разведочное бурение в районах Самарской Луки Куйбышевской области, в Сокско-Шешминском районе Татарской АССР и др.

По результатам проведенных в Башкирской АССР геологических исследований закладываются первые три поисково-разведочные скважины в Ишимбаевском районе, где в 1932 г. в одной из этих скважин забил мощный фонтан нефти, ознаменовавший собой открытие новой нефтеносной провинции между Уралом и Волгой.

Особо важное народнохозяйственное значение имело открытие скоплений нефти в девонских отложениях, о которых И. М. Губкин еще в 30-х годах прогнозировал, смело и новаторски утверждая, что «... мы вправе предполагать, что и на Самарской Луке, и в других местах Поволжья терригенные отложения живетского яруса среднего девона могут оказаться нефтеносными в пределах 1600—2000 м. Приблизительно на той же глубине будут встречены возможные нефтеносные горизонты и в верхах среднего девона и на всей оставшейся части Урало-Волжской нефтеносной области»*.

Когда И. М. Губкин писал эти строки, ни в одном районе Урало-Поволжья в девонских отложениях залежей нефти еще не было открыто. Впервые они были обнаружены здесь спустя пять лет, в 1944 г., в районе Зольного Оврага, Самарской Луки и в Туймазинском районе Башкирской АССР.

Вслед за этими открытиями последовали новые, среди которых большое значение имело открытие зоны нефте-

* Губкин И. М. Изб. соч. Т. I. М., 1950. С. 540.

** Там же. С. 56.

* Губкин И. М. Изб. соч. Т. I. М., 1950. С. 562.

газонакопления в Ромашкинском районе Татарской АССР (1948).

Ввод в разработку девонских залежей Ромашкинского в Татарской АССР, Туймазинского в Башкирской АССР и ряда местоскоплений на Самарской Луке в Куйбышевской области и других позволил обеспечить развитие добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции быстрыми темпами. Ее доля в общесоюзной добыче нефти достигла в 1975 г. 71,5% против 58% в 1958 г. и 22% в 1950 г.

В развитии добычи нефти Урало-Поволжья выдающуюся роль сыграло внедрение прогрессивных методов разработки залежей путем законтурного и внутриконтурного заводнения продуктивных пластов.

§ 2.2. Западная Сибирь

Для оценки роли прогноза в открытии новых нефтегазоносных областей и провинций весьма поучительна история поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. Об освоении нефтегазовых ресурсов недр этого региона написано много статей и книг, но во многих из них недостаточно освещены противоречия и борьба научных идей в прогнозировании его нефтегазоносности. Тем не менее эти противоречия отразились на выборе основных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири на начальных этапах развития.

Множество документов, наглядно показывающих борьбу идей по поводу нефтегазоносности Западной Сибири, опубликовано в книге [24].

Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири до 30-х годов оценивались одними положительно, другими — отрицательно.

Впервые высокую оценку перспектив нефтегазоносности Западной Сибири дал акад. И. М. Губкин. Выступая на выездной сессии АН СССР в г. Свердловске (1932), он теоретически обосновал высокую перспективность Западной Сибири для поисков новых нефтеносных земель, утверждая, что континентальные угленосные мезозойские отложения, развитые на восточном склоне

Урала, по мере замещения морскими фациями в пределах Западной Сибири будут нефтеносными. Это выступление положило начало нефтегазописковым работам в Западной Сибири.

В 1933—1934 гг. направляются геологические экспедиции в Кузбасс (Г. Е. Рябухин, М. М. Чарыгин и др.), в низовья Енисея (Н. А. Гедройц), организуются геолого-поисковые работы на Иртыше, в долинах рек Б. Югана и Иртыша (В. Г. Васильев) и на юге Западной Сибири (И. П. Туаев и др.). В. Г. Васильев и И. П. Туаев на основе проведенных ими исследований присоединяются к прогнозу И. М. Губкина о перспективности Западной Сибири для поисков и открытия местоскоплений нефти.

В 1939 г. Наркомат топливной промышленности принимает решение о расширении разведочных работ на нефть в Сибири. Организуются большая геофизическая экспедиция и создается Западно-Сибирский геолого-разведочный трест (1940). Развернуть эти работы помешало вероломное нападение на нашу страну фашистской Германии.

В 1942 г. поисково-разведочное бурение, начатое в районе Тавды Свердловской области, ликвидируется и принимается решение о сосредоточении поисково-разведочных работ на восточном склоне Урала и в Кузбассе.

Однако в последующие годы среди геологов возникают существенные разногласия в прогнозе (оценке) перспектив нефтегазоносности отдельных стратиграфических комплексов и регионов Западной Сибири. Одни геологи, как и И. М. Губкин, считали, что для поисков промышленных скоплений нефти и газа первоочередной интерес представляют мезозойские отложения (В. Г. Васильев, И. П. Туаев и др.), другие предпочтение отдавали палеозойским отложениям (Д. Л. Степанов, Н. А. Кудрявцев, М. К. Коровин и др.). Некоторые утверждали, что скопления нефти в мезозойских отложениях Западной Сибири могут быть только во вторичном залегании и генетически связаны с породами палеозоя (Б. Ф. Игнатов, Д. Л. Степанов).

Различные прогнозы перспектив

нефтегазоносности отдельных крупных стратиграфических подразделений и регионов Западной Сибири имели не только научный интерес, но и практическое значение. В зависимости от принятия промышленностью той или иной точки зрения определялись и основные направления поисково-разведочных работ.

Комиссия по нефти и газу при Президиуме АН СССР по докладу проф. М. К. Коровина приняла решение, в котором отмечалось, что благоприятными и первоочередными для поиска нефти и газа являются Обь-Енисейская складчатая зона, Кузбасс, Минусинская котловина, Иртышская впадина и Восточное Приуралье [24].

В 1948 г. была издана монография «Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири» (М. К. Коровин, Н. А. Кудрявцев, Д. Л. Степанов и др.), в которой авторы, не отрицая возможной перспективности низменности, отдают предпочтение в первую очередь Кузбассу и Минусинской котловине.

Исходя из указанных прогнозов основные объемы поисково-разведочных и геофизических работ после войны до начала 50-х годов сосредоточиваются в районах Кузбасса, в Минусинской впадине и частично в Восточном Приуралье. Однако геолого-разведочные работы в названных регионах, проводившиеся на протяжении более 20 лет, не привели к открытию залежей нефти и газа промышленного значения.

Вновь началось обсуждение различных прогнозов нефтегазоносности недр Западной Сибири. В результате приходят к выводу, что поисково-разведочные работы следует перебросить в южные районы Западно-Сибирской низменности с целью поисков залежей нефти в мезозойских отложениях.

На совещании в Новосибирске (1949) по докладу проф. М. К. Коровина было принято решение: внести в план разведочных работ на нефть в Западной Сибири пояс вдоль Сибирской железнодорожной магистрали с охватом всего юго-востока Западной Сибири [24].

На основе указанных прогнозов и рекомендаций основные объемы геофизических работ, опорного и поисково-

разведочного бурения с начала 50-х годов сосредоточиваются в южных районах Западно-Сибирской низменности, прилегающих к Сибирской железнодорожной магистрали. За период с 1950 по 1958 г. здесь было разбурено более 40 площадей. Однако скоплений нефти и газа промышленного значения не обнаружено, хотя нефтегазопоявления наблюдались в скважинах на ряде площадей.

В это время в Западной Сибири значительные геологические данные были получены в результате бурения опорных скважин и региональных геофизических исследований.

В задачу опорного бурения входило выявление разреза мезозойских отложений, пространственного распределения нефтегазонасных фаций, глубины залегания и строения палеозойского фундамента и определения дальнейшего направления поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Идея о планомерном бурении опорных скважин была впервые выдвинута акад. И. М. Губкиным в тридцатых годах. В конце сороковых годов по инициативе В. М. Сеньюкова при участии А. А. Бакирова было принято специальное решение о бурении в малоизученных регионах страны серии опорных скважин, в том числе в Западной Сибири.

Опорное бурение сыграло большую роль в познании геологического строения глубинных недр и в оценке перспектив нефтегазоносности обширных, ранее малоизученных территорий страны. Оно явилось геологической основой для осуществления более обоснованного регионального прогнозирования нефтегазоносности недр.

Опорными скважинами были впервые открыты нефтегазонасные районы во многих областях страны, в том числе новая нефтегазонасная провинция в Западной Сибири. В 1953 г. из Березовской опорной скважины в бассейне р. Конда впервые был получен газовый фонтан из мезозойских отложений, убедительно подтвердивший наличие в недрах Западной Сибири скопления газа промышленного значения.

Наряду с опорным бурением боль-

шое значение в изучении геологического строения и нефтегазоносности Западной Сибири сыграли региональные геофизические исследования. Однако основные объемы поисково-разведочного бурения все еще сохраняются в южных областях низменности.

Отсутствие открытий скоплений нефти и газа промышленного значения в течение шести лет после получения газового фонтана в Березовской опорной скважине породило у некоторой части геологов скептицизм в отношении перспектив нефтегазоносности Западной Сибири. Вопрос об экономической целесообразности продолжения поисково-разведочных работ был рассмотрен специальной экспертной Комиссией Госплана СССР, которая подтвердила высокую перспективность Западной Сибири для поисков местоскоплений УВ промышленного значения и рекомендовала расширить и усилить эти работы.

В середине 50-х годов с попыткой «теоретически» доказать бесперспективность Западно-Сибирской низменности выступил геолог Л. А. Назаркин. Отрицательный прогноз о бесперспективности юрских отложений к северу от г. Правдинска и меловых — к северу от г. Тобольска он «обосновывал» тем, что будто бы палеоклиматические условия указанной территории в названные периоды мезозойской эры были неблагоприятны для образования УВ [29].

Практика полностью опровергла этот прогноз. В пределах территорий, отнесенных Л. А. Назаркиным к бесперспективным, в последующие годы были открыты десятки местоскоплений нефти и газа промышленного значения.

В 1957 г. Мингео СССР была создана межведомственная экспертная **Комиссия (председатель А. А. Бакиров, зам. председателя Н. Н. Ростовцев)** для рассмотрения состояния поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири и определения их дальнейшего развития. Ознакомившись с результатами проведенных в различных районах Западной Сибири нефтегазописковых работ, она единогласно подтвердила высокую перспективность Западной Сибири в нефтегазоносном отношении, но вместе с тем отметила

ряд причин, задерживающих открытие в этом районе скоплений УВ промышленного значения:

сосредоточение основного объема геофизических работ и глубокого бурения на протяжении ряда лет главным образом в Кузнецком бассейне, Минусинской впадине и в южных областях Западно-Сибирской низменности, менее перспективных в нефтегазоносном отношении, и слабая изученность более перспективных областей Среднего Приобья и северной части низменности;

недостаточное развитие региональных геологических и геофизических исследований, особенно в центральных и северных областях, в результате чего многие вопросы региональной геологии и геологической истории Западной Сибири оставались невыясненными, что затрудняло разработку научно обоснованного направления геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ. Вполне оправдавшее себя опорное бурение в последующие годы (в 1956 г. против 1953 г.) было сокращено более чем в два раза. Отставание геофизических работ привело к тому, что некоторые площади были введены в глубокое бурение без должной подготовки сейсморазведкой;

слабая техническая вооруженность буровых и геофизических работ, проводившихся в очень тяжелых таежных и нередко заболоченных условиях.

С целью скорейшего открытия в Западной Сибири нефтяных и газовых местоскоплений экспертной комиссией было рекомендовано расширить региональные геолого-геофизические исследования и поисково-разведочные работы в Среднем и Нижнем Приобье. Ее выводы и рекомендации были положены в основу составления плана дальнейшего развития региональных и поисково-разведочных работ в Западной Сибири. Начиная с 1959 г. объемы поисково-разведочного бурения и сейсморазведки резко возросли.

Рассматривая историю открытия большой нефти в Западной Сибири, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, Ф. К. Салманов и Ю. Г. Эрвье писали: «... необходимо отметить весьма важную роль в опреде-

лении главного направления изысканий, которую сыграла экспертная Комиссия Министерства геологии СССР, возглавлявшаяся А. А. Бакировым и Н. Н. Ростовцевым (1958). Комиссия совместно со специалистами Тюменского, Новосибирского геологических Управлений и научно-исследовательских институтов проанализировала большой фактический материал поисково-разведочных работ и показала, что главная причина неудач состоит в концентрации значительного объема геофизических исследований и глубокого бурения в южных областях низменности и недостаточном развитии региональных геологических и геофизических работ и поискового бурения в центральных и северных областях. Комиссия рекомендовала усилить изыскания в бассейне среднего течения р. Оби*.

Выводы комиссии были поддержаны геологами производственных организаций (В. В. Анисимов, Ф. К. Салманов, Л. И. Ровнин, И. П. Лугинец, В. С. Сурков, Ю. Г. Эрвье и др.), а также исследовательских институтов (Ф. Г. Гурари, В. В. Казаринов, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, М. Я. Рудкевич, А. А. Трофимук и др.).

Это был научный прогноз, основанный на прогрессивном учении о геологии нефти И. М. Губкина, развитом его учениками и последователями.

Вскоре разведчики недр Тюмени блестяще подтвердили эти прогнозы. В июне 1960 г. было открыто первое в Западной Сибири промышленное местоскопление нефти в меловых отложениях близ пос. Шаим на р. Конде. В марте 1961 г. получен фонтан нефти из меловых отложений на Мегионской площади в Среднем Приобье.

Эти первые фонтаны нефти вместе с фонтанами газа в Березовском районе ознаменовали собой начало открытия на обширных просторах Западной Сибири новой богатейшей нефтегазоносной провинции. Затем последовали открытия в Среднем Приобье высоко-

дебитного местоскопления на площади Усть-Балык.

Таким образом, прогнозы И. М. Губкина и его учеников и последователей о высокой перспективности мезозойских отложений Западной Сибири в отношении нефтегазоносности блестяще подтвердились и стали реальностью. Однако в 1961 г. в журнале «Геология нефти и газа» (№ 11) была опубликована статья, в которой утверждалось, что перспективы нефтегазоносности Западной Сибири нельзя приравнивать к Русской платформе.

Такой вывод мотивировался гипотезой, согласно которой Русская платформа ограничена краевыми предгорными впадинами — Предуральским, Предкавказским и Предкарпатским прогибами, обладающими значительными ресурсами нефти и газа, а Западная Сибирь лишена таких структурных элементов, что отрицательно влияет на оценку перспектив нефтегазоносности рассматриваемого региона.

Исходя из сказанного потенциальные ресурсы УВ Западно-Сибирской низменности авторами статьи оценивались значительно ниже по сравнению с потенциальными ресурсами Урало-Поволжья. Практика опровергла и этот прогноз. Разведчики недр Западной Сибири доказали, что потенциальные ресурсы УВ Западной Сибири намного превосходят потенциальные ресурсы УВ Урало-Волжской провинции.

В 1961 г. широко развернулись региональные геофизические работы и поисково-разведочное бурение с концентрацией основных их объемов в Среднем Приобье, которое уже признается первоочередным регионом.

После открытия Шалмского, Мегионского, Усть-Балыцкого местоскоплений 60-е и 70-е годы знаменуются новыми открытиями в Среднем Приобье нефти (Самотлор, Федоровское, Правдинское, Западно-Сургутское и др.) и газа в северных областях низменности (Уренгойское, Медвежье, Тазовское, Заполярное, Русское, Юбилейное, Губкинское, Ямбургское и др.).

К 1972 г. число открытых нефтяных и газоконденсатных местоскоплений уже превысило 100. Вместе с тем место-

* Открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции—победа учения И. М. Губкина//В. кн.: Губкинские чтения к 100-летию со дня рождения И. И. Нестерова, Н. Н. Ростовцева, М. Я. Рудкевича и др. М., 1972. С. 45.

скопления нефти открывались в центральных, а газа — в северных областях, что породило новые попытки «теоретически» обосновать отсутствие скоплений нефти в северных областях низменности. Спор и в этот раз окончательно решила практика.

Разведчики недр Тюмени открыли залежи нефти и в северных областях на Пуртазовском, Губкинском, Русском, Уренгойском, Надым-Пурском, Южно-Ямальском и других газоконденсатных местоскоплениях и доказали, что в недрах северных областей низменности содержатся не только зоны газонакопления, но и нефтегазонакопления.

Необходимо отметить, что в указанных открытиях большая заслуга наряду с разведчиками недр принадлежит и ученым, занимающимся изучением геологического строения и нефтегазонасности Западной Сибири. Их исследования способствовали выбору оптимальных направлений поисково-разведочных работ и обеспечению их высокой эффективности.

Роль и значение прогноза нефтегазонасности недр в выборе направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ и обеспечении их результативности можно видеть и в других нефтегазонасных провинциях.

Примечание. Рассмотрим еще два примера из истории нефтегазопроисловых работ в Азербайджане и среднеазиатских республиках.

§ 2.3. Азербайджан и среднеазиатские республики

В Азербайджане в первой половине текущего столетия на протяжении многих лет среди геологов имели место принципиальные разногласия в оценке перспектив нефтеносности мест развития грязевых вулканов. Многие геологи тогда придерживались взгляда, согласно которому грязевые вулканы разрушают залежи нефти, и там, где они развиты, скоплений нефти промышленного значения не может быть. Исходя из этого районы, осложненные грязевым вулканизмом, долгие годы не разведывались.

Другие геологи во главе с И. М. Губкиным и Д. В. Голубятниковым доказывали, что между грязевым вулканизмом и диапиризмом, с одной стороны, и месторождениями нефти — с другой, имеется генетическая связь. Они настаивали на бурении поисковых скважин в районах распространения грязевых вулканов. В результате поисково-разведочных работ были открыты местоскопления нефти в районах, осложненных грязевым вулканизмом, в том числе знаменитом Лок-Батан.

Таким образом, указанные открытия и труды акад. И. М. Губкина, М. В. Абрамовича, А. А. Ализаде, А. А. Якубова и других по грязевому вулканизму сыграли большую роль в теоретическом обосновании выбора направлений дальнейших нефтегазопроисловых работ в Азербайджане, завершившихся открытием новых нефтегазовых местоскоплений в районах, осложненных грязевым вулканизмом.

Развивая научное наследие И. М. Губкина, А. А. Бакиров теоретически обосновал большие перспективы открытия новых богатых нефтегазонасных земель в малоисследованных регионах Западного Узбекистана и Восточной Туркмении.

Высокая оценка перспектив западных областей Узбекской ССР в нефтегазонасном отношении давалась А. М. Акрамходжаевым, К. С. Сотиряди, Л. С. Уклонским, А. Г. Бабаевым, И. И. Еникеевым, С. И. Ильиным, Л. Г. Жуковским, Е. В. Кудряшовым, А. Р. Хождаевым, В. И. Черновым и др. Однако прогнозы А. А. Бакирова о перспективах открытия новых значительных нефтегазонасных земель в пределах Западного Узбекистана и Восточной Туркмении вызвали яростную атаку со стороны некоторых геологов (Н. А. Кудрявцева и др.).

Группа геологов во главе с проф. А. А. Бакировым, основываясь на передовых идеях И. М. Губкина, давала высокую оценку перспективам впадин и прогибов, в частности Мургабской впадины. Впоследствии было доказано, что ее недра богаты газом и нефтью.

Прогнозы И. М. Губкина и его учеников блестяще подтвердились откры-

тием в названных регионах множества местоскоплений УВ и в том числе местоскоплений газа Газли, Шатлык, Давле-табад и др. В результате этих открытий Туркменская и Узбекская ССР в обще-союзной добыче газа заняли после За-падной Сибири второе место.

Рассмотренные примеры убедитель-но показывают, какое значение имеет прогноз в успешном или неудачном вы-боре направлений поисково-разведоч-ных работ на нефть и газ и обеспечении их результативности в каждом изучае-мом регионе.

В соответствии с решениями партии и пра-вительства осуществляется Энергетическая про-грамма, которая признана крупнейшим докумен-том перспективного значения. Она предполагает развитие сырьевой базы газовой и нефтяной промышленности в направлении совершенство-вания прогнозирования нефтегазоносности, более глубокого изучения закономерностей форми-рования и размещения месторождений на основе расширения комплексных исследований земной коры. Поэтому коренное совершенствование научно обоснованного регионального, зональ-ного и локального количественного прогнози-рования нефтегазоносности недр на основе глубо-кого изучения закономерностей формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции и скопле-ний нефти и газа в различных геологических условиях с разработкой надежных критериев прогноза является одной из актуальнейших за-дач нефтегазовой геологической науки на совре-менном этапе ее развития.

ГЛАВА 3

ЭВОЛЮЦИЯ ВЗГЛЯДОВ НА ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

45 первой половине XIX в. единственным крите-рием для суждения о наличии нефти в недрах служили поверхностные нефтепроявления. Добы-ча нефти обычно начиналась там, где обнаружи-вались выходы ее на поверхность (нефтяные источники). Быстрое развитие добычи нефти во второй половине XIX и начала XX вв. потребо-вало поисков и выявления новых нефтяных местоскоплений и соответствующего развертыва-

ния работ по изучению условий их распростра-нения в земной коре.

✱ Вначале среди исследователей был распро-шен взгляд о приуроченности залежей нефти в недрах к крупным пустотам типа пещер (С. О. Гулишамбаров, 1878) или же к трещинам и разломам (Г. В. Абиx, 1847; Н. В. Соколов, 1896; А. П. Иванов, 1905, и др.). Представление о приуроченности нефтяных местоскоплений к зо-нам разломов поддерживалось в те годы и неко-торыми зарубежными исследователями (Линд, 1865; Л. Мразек, 19Я2, и др.). ^

И в дальнейшем, по мере накопления новых фактических геологических данных, ученые уста-новили приуроченность залежей нефти к порис-тым породам и к антиклинальным и куполо-видным структурам. Впервые на приуроченность нефтяных залежей к антиклинальным струк-турам указали русские ученые Гернгрос 2-й (1837) и акад. Г. В. Абиx (1847, 1867). После них гипотеза о приуроченности залежей нефти к антиклинальным структурам получила дальней-шее развитие в работах В. И. Мушкетова (1886), А. М. Коншина (1896), Г. П. Михайлов-ского (1906), Н. И. Андрусова (1906, 1908), Д. В. Голубятникова (1904, 1912) и др. За рубе-жом во второй половине XIX в. связь залежей нефти с антиклинальными структурами была по-казана в работах Г. Роджерса, Г. Уайта в США; Т. Ханта в Канаде; Г. Гефера, Л. Мразека в Европе и др. |

[Так возникла и постепенно получила широкое распространение «антиклинальная теория» в ос-нову которой положено признание приуроченнос-ти залежей нефти, как правило, к положитель-ным локальным структурам (антиклинальным и куполовидным поднятиям), где распределение флюидов (газа — нефти — воды) происходит по законам гравитации соответственно их плотности. Отсюда основной задачей нефтепоисковых работ считались поиски и разведка локальных анти-клинальных и куполовидных структур.

Антиклинальная теория сыграла большую роль в развитии поисково-разведочных работ на нефть и газ и способствовала открытию новых, в том числе богатейших, местоскоплений нефти и газа как в России, так и за рубежом.

^Разработка антиклинальной теории образо-вания залежей нефти сопровождалась развитием исследований по происхождению самой нефти. \< Эволюция взглядов на происхождение нефти и природного газа и образование их скоплений подробно рассматриваются в учебниках по курсу «Основы геологии нефти» (И. М. Губкин, 1937; И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957, 1961; А. И. Ле-ворсен, 1970; А. А. Бакиров, З. А. Табасаран-ский и др., 1982). /

В настоящей главе рассматривается только эволюция разработки теоретических положений прогнозирования нефтегазоносности недр как основы поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В первой половине XX в. в разработку теоре-тических основ прогнозирования нефтегазонос-ности недр большой вклад внесли исследователи выдающихся ученых нашей страны — академиков И. М. Губкина, А. Д. Архангельского и В. И. Вер-надского.

§ 3.1. Основные положения учения И. М. Губкина по прогнозированию нефтегазоносности недр

И. М. Губкин в своих капитальных монографических трудах «Учение о нефти» и «Мировые нефтяные месторождения», а также в ряде работ, посвященных описанию геологии и нефтегазоносности Северного Кавказа, Азербайджанской ССР, Волго-Уральских областей и других регионов, на основе научного обобщения огромного фактического материала, накопленного по нефтегазоносным областям СССР и зарубежных стран, и критической переработки научного наследия своих предшественников показал главнейшие условия и закономерные связи нефтеобразования и нефтенакопления в земной коре как научной основы прогнозирования нефтегазоносности недр.

И. М. Губкин впервые в мировой нефтегеологической науке обстоятельно показал, что нефтегазообразование и нефтегазонакопление в земной коре представляют собой единый, но многоступенчатый естественно-исторический процесс, теснейшим образом связанный с общим направленным развитием литогенеза и тектогенеза земной коры. В указанном процессе он выделил следующие основные стадии:

1) накопление исходного нефтематеринского органического вещества (ОВ), захороняемого в осадочных отложениях, и образование нефтяных УВ в ходе его преобразования;

2) перемещение нефтяных УВ из нефтематеринских толщ в коллекторы и последующая миграция их по пласту-коллектору (боковая миграция) или по разрывным нарушениям и трещинам (вертикальная миграция);

3) аккумуляция нефти и газа при наличии благоприятных структурных или литологических условий на пути их миграции в недрах и образование их скоплений-залежей;

4) перераспределение или разрушение залежей при наступлении определенных геологических условий.

И. М. Губкин, творчески развивая взгляды своих предшественников —

академика Н. И. Андрусова и Г. П. Михайловского, обосновал теорию растительно-животного происхождения нефти. При этом накопление исходного органического нефтематеринского вещества в осадке происходит в диффузионно-рассеянной форме в минеральной массе и совместно с ней.

Преобразование органического вещества, захороняемого в осадке, происходит в две стадии. В течение первой стадии органическое вещество распадается под водой без доступа воздуха. В этом процессе основную роль играют микроорганизмы. Вслед за стадией биохимической переработки органического вещества «... наступает неизмеримо более длительный геохимический период регионального метаморфизма, протекающего синхронно с метаморфизмом окружающих пород. Главнейшими факторами этого метаморфизма являются: 1) давление вышележащих масс, а также газов; 2) температура и 3) время»*.

По И. М. Губкину, нефть является членом единого генетического ряда каустобиолитов. Он писал, что «... остается безусловно правильным утверждение, что уголь и нефть — члены одного и того же генетического ряда каустобиолитов, на что мы все время настойчиво указывали»**. Исходя из этого положения, он пришел к важнейшему в научном и практическом отношении выводу о том, что в определенных геологических условиях угленосные фации, обычно характерные для континентальных и прибрежно-континентальных условий, в сторону моря могут перейти в нефтеносные фации. Руководствуясь данным выводом, И. М. Губкин в свое время научно предсказал возможность **открытия** в мезозойских отложениях Западной Сибири местоскоплений нефти, утверждая, что угленосные фации мезозойских отложений восточного склона Урала в пределах Западно-Сибирской низменности могут перейти в нефтеносные. Указанные научные прогнозы его, как известно, блестяще подтвердились.

* Губкин И. М. Учение о нефти. М., 1975. С. 344.

** Там же. С. 334.

И. М. Губкин обосновал одно из основных принципиальных положений современной теории биогенного происхождения нефти, а именно региональный характер и периодичность процессов нефтеобразования и нефтегазонакопления в ходе развития земной коры.

Согласно учению И. М. Губкина, формирование залежей нефти в земной коре происходит в результате ее миграции в две стадии. Вначале, по мере погружения нефтематеринских свит, содержащиеся в них в диффузионно-рассеянном состоянии нефтяные УВ по мере увеличения давления, уплотнения осадков и диагенетического их изменения выжимаются вместе с водой в пласты-коллекторы, а затем начинается миграция их по пласту-коллектору (латеральная миграция) или по трещинам и разрывным нарушениям (вертикальная миграция). Последующая стадия миграции их по пласту-коллектору связана уже с тектоническими движениями, которыми в конечном результате контролируются как масштабы, так и общая направленность миграции.

И. М. Губкин выделял первичные и вторичные залежи нефти. Первичными он называл залежи, образованные в результате миграции УВ из нефтематеринских свит в коллекторы и последующей ее аккумуляции в благоприятных условиях в пределах одной и той же стратиграфической толщи. В таких условиях, следовательно, миграция и аккумуляция УВ совершалась в пределах одной и той же стратиграфической толщи. Вторичными И. М. Губкин называл такие залежи, которые образовались в отложениях данного стратиграфического подразделения путем аккумуляции УВ, мигрировавших из нефтематеринских свит, приуроченных к отложениям других стратиграфических подразделений. Таким образом, первичные, по И. М. Губкину, залежи УВ являются сингенетическими, а вторичные — эпигенетическими по отношению к вмещающему их стратиграфическому комплексу.

И. М. Губкин творчески углубил антиклинальную теорию формирования

залежей нефти и газа, переименовав ее в структурную теорию. Им была впервые в отечественной науке разработана генетическая классификация местоскоплений нефти. Существенно углубив и расширив предложенную до него Клаппом классификацию, И. М. Губкин теоретически обосновал необходимость выделения двух основных генетических групп местоскоплений: структурных, когда они приурочены к тем или иным структурам, среди которых антиклинали и купола играют доминирующую роль, и литологических, когда скопления нефти обусловлены преобладающим влиянием литологического фактора, т. е. условиями отложения и последующего диагенетического изменения пород, принимающих участие в строении пласта.

Литологические (рукавообразные) скопления нефти впервые в мировой нефтяной геологии были открыты самим И. М. Губкиным на Северном Кавказе (1910, 1911). До этого вся отечественная и мировая практика нефтепоисковых работ базировалась только на антиклинальной теории, согласно которой скопления нефти связывались лишь с антиклиналями и куполами.

Исследования И. М. Губкина и его учеников (С. Ф. Федорова, А. А. Якубова и др.), установивших связь залежей УВ с грязевыми вулканами, сыграли большую роль в выборе правильного направления разведочных работ на нефть и газ в пределах обширнейших пространств юго-восточного погружения Кавказа и в открытии ряда УВ-местоскоплений в Азербайджане.

В своих трудах И. М. Губкин убедительно показал, что для научно обоснованного прогнозирования перспектив нефтегазонасности недр необходимо комплексно изучать все основные геологические факторы, которые в совокупности и в тесной взаимосвязи обуславливают возникновение и развитие процессов образования и аккумуляции УВ: а) тектонику исследуемой территории и изменений ее во времени и пространстве; б) стратиграфию и литологию осадочных образований, участвующих в строении исследуемой территории; в) палеогеографические условия накоп-

Сложную геохимическую систему, существующую между соединениями углерода и живым веществом биосферы, В. И. Вернадский назвал *жизненным циклом*, изобразив ее в виде схемы (рис. 3.1). Как видно из схемы, большая часть соединений углерода прочно удерживается в жизненном цикле, другая же часть периодически отделяется от него в виде различных углеродных биогенных минералов. Он допускал, что встречающиеся в природе УВ могут иметь различное происхождение, и не исключал возможность глубинного, в том числе ювенильного, происхождения некоторых простейших УВ (метан CH_4 и др.), но решительно возражал против гипотез об образовании нефти за счет УВ глубинного происхождения.

В. И. Вернадский убедительно показал, что нефть при изучении ее происхождения нельзя рассматривать в химическом отношении лишь как сложную смесь УВ. Он утверждал, что содержащиеся в нефтях азотистые и кислородные соединения генетически связаны с образованием самой нефти и в своем строении несут явный отпечаток биогенного происхождения.

Детально рассматривая геохимию соединений УВ, а также кислорода, азота, серы и других элементов, принимающих участие в строении нефтей,

В. И. Вернадский пришел к выводу, что химическое изучение нефтей приводит, таким образом, к заключению о биогенном их происхождении и о том, что ювенильные УВ не могут играть в них большой роли. К тому же выводу приводит изучение их биологами и геологами. Таким образом, исследования В. И. Вернадского подняли изучение проблемы происхождения нефти в мировой науке на новую ступень, создав биогеохимическую основу учения о нефти.

§ 3.2. Дальнейшее развитие исследований условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления в связи с прогнозированием нефтегазонасности недр

Развитие нефтяной промышленности, особенно с начала второй половины XX в., выдвинуло перед нефтяной гео-

логической наукой новые сложные задачи. В связи с этим широко развернулись исследования геологических и геохимических условий как происхождения самой нефти, так и формирования и размещения ее скоплений. Указанные исследования развивались в основном в направлениях изучения:

- геологических и геохимических условий образования нефтегазопродуцирующих отложений;

- геологических и геохимических условий и факторов, способствующих преобразованию органического вещества, захороняемого в осадке, в нефтяные УВ;

- процессов начальной миграции УВ из нефтегазопродуцирующих отложений в коллекторы;

- характеристик нефтегазосодержащих коллекторов;

- роли гидрогеологических факторов в образовании и разрушении скоплений нефти и газа;

- геохимии нефти и УВ газов;

- различных генетических категорий и групп скоплений нефти и газа и закономерностей их формирования и размещения.

Начиная с 60-х годов изучение нефтематеринских свит получило широкое развитие.

В первой половине XX в. считалось, что нефтегазообразование происходит в основном в глинистых осадках, обогащенных органическим веществом и накапливающимися в морских и прибрежно-морских условиях. Это предположение высказывали у нас Г. П. Михайловский (1906), Н. И. Андрусов (1908), А. Д. Архангельский (1925, 1928) и в США П. Траск и Х. Пэтнот (1932, 1939). Основными диагностическими признаками нефтегазоматеринских отложений, по мнению геологов тех лет, были пелитовый состав, образование в морских и прибрежно-морских условиях в восстановительной обстановке и повышенное содержание рассеянного органического вещества (ОВ).

Во второй половине XX в. в СССР и за рубежом были выполнены значительные по масштабам разносторонние исследования, направленные на выявление строения и условий образования

нефтегазоматеринских свит, их диагностических признаков, а также на разработку схем классификации различных типов геохимических фаций. В результате этих исследований существовавшие ранее представления о литологическом составе, фациальных условиях накопления нефтегазоматеринских свит и диагностических их признаках были существенно уточнены и расширены.

Нефтегазоматеринские отложения могут образоваться как в морских и прибрежно-морских, так и в континентальных условиях, если накопление осадков происходило в субаквальной среде с восстановительной или слабовосстановительной обстановкой. Образование газоматеринских отложений в отличие от нефтематеринских возможно не только в морских и прибрежно-морских условиях, но и континентальных угленосных формациях.

Перечисленные характерные особенности нефтегазоматеринских отложений в настоящее время являются одним из основных критериев прогнозирования.

Во второй половине XX в. в нашей стране широко развернулось изучение ОВ, захороняемого в осадке, (А. М. Акрамходжаев, А. А. Ализаде, О. К. Бордовский, Н. Б. Вассоевич, В. В. Вебер, Э. М. Галимов, Л. А. Гуляева, Н. А. Еременко, Д. В. Жабров, С. Г. Неручев, О. В. Радченко, К. Ф. Родионова, Н. М. Страхов, В. А. Соколов, Н. С. Старобинец, А. А. Трофимук, В. А. Успенский и др.).

Как установлено практикой, не каждая нефтематеринская толща может быть нефтепродуцирующей. Проблема превращения нефтематеринских толщ, каждая из которых является потенциально нефтепродуцирующей, в реально нефтепродуцирующие отложения изучена пока недостаточно, и в этом отношении среди исследователей отсутствует единое мнение.

Превращение нефтематеринских отложений регионально нефтегазоносных комплексов в нефтепроизводящие обуславливается литолого-фациальными, палеогеографическими, геохимическими и палеотектоническими условиями их накопления и формирования. Однако выявление прямых диагностических признаков нефтепроизводящих отложений требует дальнейших значи-

тельных комплексных геолого-геохимических исследований.

Лабораторные экспериментальные исследования, проведенные в 70-е годы как у нас в стране, так и за рубежом, позволили установить важный для упрочения биогенной теории происхождения нефти и газа факт, а именно обнаружение в органическом веществе (ОВ) материнских пород сингенетичных УВ, сорбированных ОВ и затем выделившихся из ОВ в результате десорбции.

Опыты, проведенные А. М. Акрамходжаевым совместно с Ш. Х. Амирхановым и А. В. Киршиным (1971 — 1978), установили, что из нерастворимого остаточного органического вещества (НОВ) нефтематеринских пород, оставшегося после обработки различными растворителями (органическими и неорганическими) с помощью масс-спектрометра, выделяются нефтяные УВ. Указанными экспериментами был доказан унаследованный характер этих УВ от преобразования органического материала в стадиях диагенеза и раннего катагенеза. Таким образом, было выявлено ранее неизвестное свойство ОВ осадочных пород сохранять и накапливать в своих микро- и малых порах в сорбированном состоянии жидкие и газообразные УВ — продукты собственного преобразования ОВ. Этими опытами были обнаружены автохтонные УВ, сорбированные самим ОВ. Данное открытие представляет существенный вклад в углубление дальнейшей разработки теории органического происхождения нефти.

По вопросу о том, на какой стадии литогенеза из захороняемого в осадке ОВ происходит нефтеобразование, взгляды исследователей расходятся. Одни исследователи утверждают, что образование УВ нефтяного ряда в процессе преобразования ОВ начинается уже в стадии раннего диогенеза и продолжается в стадии катагенеза (И. М. Губкин, А. А. Бакиров, М. В. Бордовская, И. О. Брод, Н. А. Еременко, В. В. Вебер, А. А. Ализаде, Э. Н. Алиханов, А. М. Акрамходжаев, В. А. Успенский, О. А. Радченко и др.), а другие утверждают, что обра-

зование нефтяных УВ происходит только в стадии катагенеза (Н. Б. Вассоевич, А. Ф. Добрянский и др.).

Но все сторонники теории биогенного происхождения нефти признают, что зональность в развитии процессов нефтегазообразования в разрезе литосферы существует, считая, что одним из главных факторов, контролирующих их в геохимической стадии преобразования ОВ, являются температура и давление, которые, в свою очередь, зависят от глубины погружения рассматриваемых отложений, геотермического градиента, направленности и режима тектонических движений в течение каждого рассматриваемого геологического века и периода.

По вопросу о глубине погружения нефтематеринских свит, при которой начинается активизация нефтеобразования и эмиграция нефтяных УВ из них в коллекторы, взгляды исследователей расходятся. Одна группа исследователей эту глубину определяет в 1200—1500 м, другая — порядка 2000 м. Некоторые исследователи считают, что эмиграция УВ из нефтематеринских отложений в коллекторы происходит при глубине погружения бассейна не менее 2500 м.

Глубина погружения, при которой начинается активизация нефтеобразования из захороняемого в осадке ОВ и эмиграция рассеянных УВ из нефтепроизводящих отложений в коллекторы, зависит от природы исходного ОВ, литологического состава вмещающих отложений, геотермического градиента в пределах рассматриваемой территории, продолжительности геологического времени воздействия определенных температур и давления на вмещающие исходное ОВ отложения.

Наряду с указанными факторами **глубина нефтеобразования в литосфере**, как было отмечено А. А. Бакировым (1973), в значительной степени зависит от особенностей и режима региональных тектонических движений в пределах исследуемых территорий в течение накопления рассматриваемого литолого-стратиграфического подразделения и в последующие периоды геологической истории, что, к сожалению, до

последнего времени некоторыми исследователями не учитывается.

Температура, а следовательно, и глубина, при которой может начаться нефтеобразование из захороняемого в осадке ОВ в складчатых и платформенных условиях, неодинаковы. В геосинклинальных областях в процессе преобразования ОВ существенную роль может играть и динамометаморфизм, что соответственно будет влиять и на параметры термодинамических условий нефтеобразования.

В разных частях платформенных территорий температура и глубина нефтеобразования в различных стратиграфических подразделениях при прочих равных условиях могут колебаться в широких пределах в зависимости от режима колебательных движений в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени. В областях, испытавших во время накопления ОВ и в последующие периоды устойчивое и сравнительно быстрое (в геологическом понимании этого слова) прогибание, или же в областях, характеризовавшихся после накопления потенциально нефтематеринских отложений относительно медленным прогибанием на фоне неоднократного чередования нисходящих и восходящих форм движений, значения температуры и глубины, при которых начнется нефтеобразование, для одних и тех же стратиграфических комплексов будут неодинаковы.

Следовательно, при определении термодинамических условий и интервалов глубин нефтеобразования в литосфере наряду с перечисленными ранее факторами (природа исходного материала, литология вмещающих отложений, геотермический градиент и геологическое время) необходимо учитывать также особенности и режим региональных палеотектонических движений в течение каждого исследуемого отрезка времени геологической истории.

Значительные исследования выполнены в области изучения роли гидрогеологического и палеогидрогеологического факторов в процессах образования УВ, формирования и разрушения их скоплений, а также гидрогеологи-

ческих и гидрогеохимических критериев оценки перспектив нефтегазоносности недр (Г. В. Богомолов, С. Б. Вагин, А. А. Карцев, В. Н. Корценштейн, В. А. Кротова, В. Н. Ростовцев, В. П. Савченко, В. А. Сулин, Я. А. Ходжакулиев, Г. П. Якобсон и др.).

На основе указанных исследований:

1) существенно расширены и углублены прежние представления о роли палеогидрогеологических условий в процессах нефтегазообразования и формирования скоплений УВ. Показано, что при прогнозировании нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений той или иной территории соответствующее внимание должно быть уделено также палеогидрогеологическим реконструкциям каждого исследуемого отрезка геологического времени;

2) разработаны принципы выделения седиментационного и инфильтрационного циклов палеогидрогеологической истории, играющих весьма важную роль в процессах нефтеобразования и разрушения скоплений УВ, и разработаны палеогидрогеологические критерии (показатели) для оценки перспектив нефтегазоносности недр;

3) установлено, что в ряде крупных нефтегазоносных провинций в подземных водах наблюдается региональное распределение органического углерода, и на этой основе показано, что в некоторых случаях подземные воды могут служить носителями исходного нефтематеринского ОВ;

4) выяснено значение содержащихся в подземных водах химических соединений как прямых и косвенных показателей нефтегазоносности недр и на этой основе разработаны гидрогеохимические критерии прогнозирования перспектив нефтегазоносности недр;

5) выяснено значение для оценки нефтегазоносности недр растворенных в подземных водах различных по составу газов, а также показателей Давления насыщения (растворение газов); разработаны принципы и критерии их оценки при прогнозировании.

За истекшие годы после опубликования классических работ акад. В. И. Вернадского, посвященных геохимии нефти и природных

газов, значительные исследования были выполнены в области изучения различных аспектов геохимии нефти и углеводородных газов (А. М. Акрамходжаев, Г. А. Амосов, А. И. Богомолов, О. В. Барташев, ич, Т. А. Ботнева, Н. Б. Вассоевич, Э. М. Галимов, А. С. Гаджи-Касумов, А. А. Геодекян, М. Ф. Двали, А. Ф. Добрянский, А. А. Карцев, С. Г. Неручев, О. А. Радченко, К. Ф. Родионова, В. А. Соколов, И. С. Старобинец, Т. В. Тихомолова, В. А. Успенский, И. А. Юркевич и др.).

Значительные исследования в этой области выполнены также учеными зарубежных стран, основные результаты которых обобщены в монографии Н. Бортоломея и У. Коломбо (в переводе под ред. проф. С. П. Максимова, 1970), сборнике «Органическая геохимия» (вып. 2.— М.: Недра, 1970), а также в учебном руководстве по геохимии нефти М. Луи (1967). Эти исследования подтверждают и углубляют основные положения учения о геохимии акад. В. И. Вернадского. В результате указанных исследований получены новые данные:

о геохимических условиях преобразования исходного ОВ в УВ нефтяного ряда;

о генетических связях химических соединений, входящих в состав нефтей и природных газов;

об изотопах С, Н, Э в нефтях, газах и соотношениях их с изотопным составом битумов, содержащихся во вмещающих нефть и газ осадочных породах;

о закономерных связях изменений состава и физических свойств нефтей в зависимости от изменений геологических, геохимических и геофизических условий их нахождения и др.

За последние годы наряду с углубленным изучением различных аспектов происхождения нефти и газа широко развивались исследования геологических условий формирования и размещения скоплений УВ в литосфере.

Разработке классификаций коллекторов и усовершенствованию методов их изучения посвящены исследования П. П. Авдусина, К. Б. Аширова, В. Н. Дахнова, В. М. Добрынина, Ю. Н. Карагодина, М. К. Калинко, Ф. П. Котяхова, С. Г. Саркисяна, Е. М. Смехова, Ф. А. Требина, М. А. Цветковой, А. А. Ханина и др.

Значительно развились исследования, связанные с разработкой классификаций различных

категорий и групп местоскоплений УВ и с изучением условий их формирования (А. Г. Алексин, А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, И. О. Брод, М. И. Варенцов, И. В. Высоцкий, В. С. Вышемирский, Г. Х. Дикенштейн, Н. А. Еременко, И. П. Жабров, М. К. Калинин, А. Я. Кремс, Н. А. Крылов, В. А. Клещев, С. П. Максимов, М. Ф. Мирчинк, В. Д. Наливкин, П. В. Неволин, И. И. Нестеров, В. Ф. Раабен, В. В. Семенович, Б. А. Соколов, А. А. Трофимук, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хайн и др.).

В результате данных исследований существенно углублено и расширено классическое учение акад. И. М. Губкина о геологии нефти, акад. В. И. Вернадского о геохимии нефти. Все это в совокупности служит надежной основой прогнозирования нефтегазоносности недр, способствуя открытию скоплений нефти и газа. Следует отметить, что некоторые аспекты теории биогенного происхождения нефти и газа как научной основы прогнозирования нефтегазоносности недр разработаны пока недостаточно. Предстоят значительные комплексные геологические, геохимические и биохимические исследования, связанные с дальнейшим углубленным изучением ряда еще недостаточно изученных аспектов этой теории.

ГЛАВА 4

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

Все более возрастающие требования народного хозяйства страны к открытию новых нефтегазоносных территорий, в том числе в слабо изученных регионах страны, диктуют необходимость углубления теоретических основ регионального, зонального и локального прогнозирования нефтегазоносности недр на основе познания закономерностей нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в земной коре. Чтобы прогнозировать распространение и размещение нефти и газа в земной коре, успешно их искать и открывать, необходимо знать: историю и условия генерации (образование УВ, их миграции в недрах); аккумуляции (формирования скоплений и разрушений при наступлении определенных геолого-геофизических, геохимических условий); палеогеологические, палеогеохимические и палеогеофизические условия среды, в которой происходит развитие в целом единого процесса; факторы, обуславливающие и контролирующие возникновение и развитие его. Это может быть достигнуто только на основе применения системного подхода.

§ 4.1. Геологические теоретические основы системного анализа в прогнозировании нефтегазоносности недр

У истоков создания системного подхода к познанию закономерностей нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в литосфере стояли основоположники современной нефтегазовой геологической и геохимической наук — академики И. М. Губкин и В. И. Вернадский.

В. И. Вернадский при исследовании биосферы и геохимии впервые в мировой науке применил основные принципы системного анализа. Он указывал на:

целостность процессов, протекающих в природе;

расчлененность биосферы на отдельные элементы разного порядка и составляющие компоненты по принципу соподчиненности;

структурную организованность (принцип структурной организованности является одним из основных принципов системного анализа в современном его понимании).

В. И. Вернадский рассматривал образование УВ и формирование их скоплений как целостную природную систему, состоящую из множества объектов, взаимосвязанных и взаимодействующих во времени и пространстве.

Впервые в мировой науке он показал, что соединения углерода, участвующие в строении каустобиолитов, в том числе нефтей, представляют собой неразрывную часть геохимической системы круговорота углерода в земной коре, в которой живому веществу биосферы принадлежит основная роль. Сложную геохимическую систему, существующую между соединениями углерода и живым веществом биосферы, он назвал *жизненным циклом*.

Таким образом, основные принципы современной теории системного анализа — целостность природных систем, членение их на составные элементы по принципу соподчиненности (иерархия), структурная и генетическая взаимосвязанность во времени и пространстве, наконец, принцип историзма — широко применялись в исследованиях В. И. Вернадского.

Перечисленные принципы нашли отражение и в классических трудах акад. И. М. Губкина по геологии нефти, опубликованных свыше 50 лет тому назад.

Нефтегазообразование и нефтегазо-накопление он рассматривал как целостный естественно-исторический процесс, протекающий в земной коре. Этот процесс И. М. Губкин показал в динамике, т. е. в развитии и в тесной связи с развитием литогенеза и тектогенеза. К этому процессу он подошел «... с диалектической точки зрения, исходя из того мнения, что этот процесс представляет одну из струй единого великого диалектического процесса развития нашей земли. Я рассматривал не статику, а динамику форм и явлений, связанных с этим процессом и им обуславливаемых»*.

На необходимость изучения полезных ископаемых в геолого-историческом плане указывали такие выдающиеся ученые нашей страны, как А. П. Карпинский, Ф. Ю. -Левинсон-Лессинг и А. Е. Ферсман.

И. М. Губкин неоднократно указывал на необходимость изучения происхождения УВ и формирования их скоплений в развитии. Он показал тесную взаимосвязь палеотектонических, палеогеографических, литофациальных, термобарических и гидрогеологических факторов, контролирующих возникновение и развитие процесса нефтеобразования и нефтенакпления. Он разработал классификацию регионально нефтегазоносных территорий и скоплений нефти с выделением отдельных классов и групп по принципу их соподчиненности (по иерархии). В этой классификации четко показаны структурные и генетические связи между выделенными им подразделениями.

В своих трудах И. М. Губкин впервые в мировой нефтегазовой геологической науке показал, что для правильного (научно обоснованного) прогнозирования перспектив нефтегазоносности исследуемых территорий необходимо комплексное изучение в региональном

и геолого-историческом плане геологических факторов, которые в совокупности и в теснейшей взаимосвязи обуславливают возникновение и развитие процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, в том числе:

тектоники исследуемой территории и изменений ее во времени и пространстве;

стратиграфии и литологии осадочных образований, участвующих в строении исследуемой территории;

палеогеографических условий накопления осадков с выяснением изменений их во времени и пространстве;

гидрогеологических и гидрогеохимических особенностей исследуемой территории. При этом он указывал на необходимость изучения всех перечисленных факторов с учетом их изменчивости во времени (геологическом).

И. М. Губкин осуждал неправильность подхода со стороны геолога А. Н. Замятина к оценке перспектив нефтеносности Поволжья исходя только из современного структурного плана и стабильных соотношений в условиях залегания нефти.

И. М. Губкина и В. И. Вернадского с полным основанием можно считать основоположниками применения в исследовании природных естественно-исторических систем принципов системного анализа (подхода).

Разработке принципов и приемов системного подхода в геологии начиная с 70-х годов посвящен ряд работ (А. А. Арбатов, А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, А. Ф. Белоусов, И. В. Высоцкий, А. Н. Дмитриевский, В. И. Драгунов, Ю. Н. Карагодин, Ю. А. Косыгин, Б. А. Соколов, И. В. Круть, Г. П. Леонов, И. И. Нестеров, А. А. Трофимук и др.).

А. А. Бакиров, творчески развивая научное наследие И. М. Губкина, разработал (1964),

целостную систему классификации регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и локальных скоплений УВ (залей и местоскоплений) по принципу иерархической их соподчиненности и с учетом условий образования и развития;

систему нефтегазогеологического

* Губкин И. М. Учение о нефти. М., 1975.

районирования с выделением соответствующих подразделений по принципу иерархической их соподчиненности и с учетом структурных их соотношений и генетических связей.

Целостная система классификации регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и локальных скоплений УВ и системные принципы нефтегазогеологического районирования, разработаны А. А. Бакировым, получили широкое признание как в СССР, так и за рубежом и использованы при составлении карт перспектив нефтегазоносности СССР и в Методическом руководстве по оценке прогнозных ресурсов, утвержденных Министерствами геологии, нефтяной и газовой промышленности.

Системные исследования в геологии ныне проводятся в различных аспектах. А. Н. Дмитриевским разработаны системные принципы исследований в области литолого-генетического анализа нефтегазоносных осадочных бассейнов.

Широкие исследования по применению системного анализа в нефтегазовой геологии проводятся в Сибирском отделении АН СССР (Ю. Н. Карагин, акад. А. А. Трофимук и др.).

В современных условиях, когда поисково-разведочные работы на нефть и газ широко проводятся в малоисследованных регионах страны (северных областях Западной Сибири, Восточной Сибири, Прикаспийской впадине Казахстана, Нижнего Поволжья, континентальных шельфах) и в разведку вводятся глубокозалегающие нижние структурные этажи и залежи, обеспечить необходимую достоверность регионального, зонального и локального прогноза и на этой основе высокую эффективность поисково-разведочных работ можно, применяя системный анализ. Поэтому разработка принципов и методов применения системного анализа на различных уровнях изучения проблем и задач нефтегазовой геологической науки и практики и широкое внедрение этого метода приобретает большое народнохозяйственное значение.

Системный анализ призван исследовать природу целостного, но многогранного естественно-исторического процес-

са нефтегазообразования и нефтегазонакопления как одной из геологических форм движения материи, его пространственно-временные структурные и генетические связи и закономерности возникновения и развития во времени (геологическом) и пространстве.

Геологической теоретической основой системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр являются: биогенная теория происхождения нефти; установленные нефтегазовой геологической наукой и практикой глобальные закономерности формирования и размещения в земной коре регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа.

Нефтегазовой геологической наукой и практикой установлены следующие основные закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления в литосфере:

1. Нефтегазообразование и нефтегазонакопление в земной коре генетически связаны с осадочными образованиями и представляют собой одно из составных звеньев литогенеза, развивающегося в каждый рассматриваемый отрезок времени геологической истории в теснейшей связи с общим направлением развития тектогенеза земной коры. О генетической связи нефтеобразования с литогенезом свидетельствуют следующие факты:

приуроченность абсолютно большей части выявленных ресурсов УВ (более 99,9%) на всех континентах Земли к осадочным образованиям геологических периодов и эпох, характеризующихся сравнительно большим развитием органического мира растительного и животного происхождения, и вместе с тем резкое уменьшение ресурсов УВ в отложениях тех геологических периодов и эпох, которые характеризуются резким падением развития органического мира на Земле (например, в триасе);

установленный параллелизм процессов накопления ОВ, захороняемого в осадках, и процессов накопления ресурсов каустобиолитов, в том числе нефти, в течение отдельных геологических периодов, что, несомненно, отражает генетические связи как углеобразова-

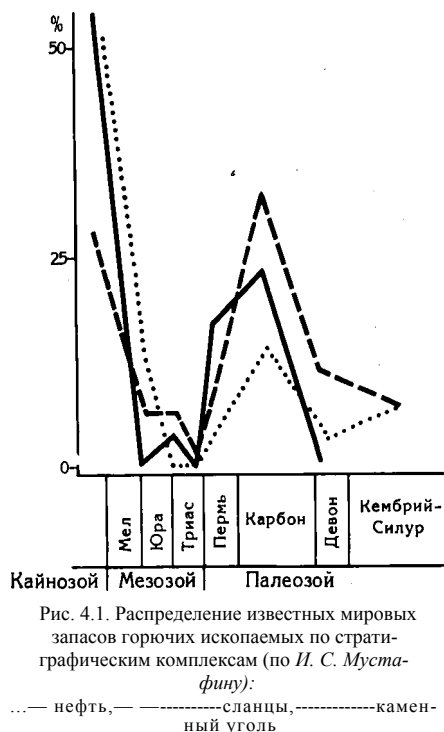


Рис. 4.1. Распределение известных мировых запасов горючих ископаемых по стратиграфическим комплексам (по И. С. Мустафину):

... — нефть, — — — — — сланцы, — · — · — — — — — каменный уголь

ния, так и нефтеобразования с накоплением ОВ в осадках каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории Земли (рис. 4.1);

содержание в составе нефтей кислородных, азотистых, сернистых и других соединений биогенного происхождения;

оптическая активность нефтей, что может быть связано лишь с содержащимися в нефтях компонентами биогенного происхождения, поскольку УВ неорганического синтеза, как известно, оптически не активны;

присутствие в нефтях парафинов и соединений серы, которые при температуре свыше 250—300 °С разлагаются, что исключает возможность образования нефти при высоких температурах глубинных недр;

сходство углеводородного состава нефтей отдельных стратиграфических подразделений с углеводородным составом битумной части ОВ, рассеянного во вмещающих отложениях этого же стратиграфического подразделения;

близкое сходство изотопного состава углерода нефтей изотопному составу ОВ, содержащегося во вмещающих

породах, и существенное отличие его от изотопного состава углерода изверженных пород и неорганических соединений;

сходство изотопного состава серы, содержащейся в нефтях и в битумной части ОВ, рассеянного во вмещающих их осадочных образованиях. Различия в изотопном составе углерода и серы нефтей в отложениях различных литолого-стратиграфических комплексов в пределах одной и той же нефтегазоносной области;

открытие процесса превращения ОВ в УВ нефтяного ряда в современных и древнетретичных субаквальных осадках с установлением возрастающего их содержания по мере захоронения осадка;

открытие во многих нефтегазоносных областях планеты залежей нефти в песчаных линзах, окруженных со всех сторон толщей практически газонефте непроницаемых глин, мощностью иногда в сотни метров;

экспериментальное подтверждение (моделирование) возможности преобразования ОВ в УВ нефтяного ряда.

В природе в некоторых случаях может происходить синтез простейших УВ и неорганическим путем. Однако они не имеют практического значения в образовании скоплений нефти и газа в осадочных отложениях.

2. Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре не являются каким-то уникальным геологическим явлением, приуроченным лишь к какому-то одному этапу развития нашей планеты, а имеют периодичный характер, тесно связанный с цикличностью литогенеза, и при наличии благоприятных условий с начала осадкообразования происходят в течение всех геологических периодов и эпох.

3. Процессы нефтеобразования и нефтенакпления в течение геологической истории имели региональный характер и развивались при наличии благоприятных условий в пределах обширнейших геологических провинций.

4. Преобразование захороняемого в осадке в диффузионно-рассеянном виде органического вещества в направлении нефтегазообразования может разви-

ваться лишь в водной (субаквальной) среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени. Образование углеводородных газов может происходить кроме указанных условий также из ОВ угленосных отложений, которые накапливались в континентальных условиях.

5. Преобразование исходного нефтематеринского ОВ в нефтяные УВ имеет многоступенчатый характер и происходит под действием целого ряда факторов, в том числе:

а) в начальной стадии распада ОВ — под действием биохимических процессов (микроорганизмов и ферментов). Роль микроорганизмов и ферментов в этой стадии проявляется: в гидролитическом распаде органического вещества; в создании в самом осадке биохимической обстановки, характеризующейся низкими отрицательными значениями окислительно-восстановительного потенциала и благоприятной для развития процесса преобразования органического вещества осадка и направления битумообразования; в качестве биокатализатора в процессе образования битумной части органического вещества;

б) в последующих стадиях продолжающегося метаморфизма, захороненного в осадке органического вещества по мере погружения осадка, — под действием главным образом температуры и давления. Кроме того, в этой стадии процесса нефтегазообразования определенную роль играют также природные катализаторы.

Необходимые для образования нефти и углеводородного газа термодинамические условия в этих стадиях возникают лишь при погружении вмещающих органическое вещество осадочных образований на соответствующие глубины. Следовательно, в отложениях, содержащих ОВ даже в значительных количествах, но не испытавших погружения на глубину, при которой в данных конкретных геологических условиях возникают необходимые для образования нефтяных УВ и эмиграция их из нефтепродуцирующих отложений в коллекто-

ры термодинамических условий нефтеобразование развиваться не может. Интервалы глубин погружения, вмещающих рассеянное органическое вещество осадочных образований, в пределах которых активно развиваются процессы нефтегазообразования в различных геологических условиях, колеблются в широких пределах и зависят от: природы исходного ОВ; литологического состава вмещающих отложений; значения палеогеотермического градиента в пределах исследуемой территории в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории; продолжительности геологического времени воздействия определенных температур и давлений на вмещающие органическое вещество отложения; особенностей и режима региональных тектонических движений, имевших место на данной территории в течение накопления отложений изучаемых стратиграфических подразделений и в последующие геологические эпохи.

6. Химический состав и физические свойства нефтей в литосфере в течение геологической истории каждой исследуемой территории не остаются постоянными, а изменяются в зависимости от состава исходного материнского ОВ, направленности, особенностей и режима региональных тектонических движений, развивавшихся в пределах рассматриваемой геологической провинции в течение последующих после образования скоплений углеводорода геологических эпох, продолжительности геологического времени (геологического возраста) нахождения нефти в тех или иных термодинамических условиях литосферы и т. д.

7. Образование скоплений УВ происходит в результате миграции их из нефтегазопродуцирующих толщ в пористые пласты-коллекторы с последующей аккумуляцией в соответствующих региональных и локальных «ловушках». В результате формируются региональные зоны нефтегазонакопления, а в их пределах — местоскопления залежей нефти и газа. Миграция может быть как вертикальной, так и латеральной.

8. Скопления нефти и газа группируются в зоны несЪтегазонакопления, сово-

купность которых, в свою очередь, образует регионально нефтегазоносные области, которые объединяются в крупные нефтегазоносные провинции. Единичных скоплений в земной коре не встречается.

9. Нефтегазоносные области в современном геоструктурном плане приурочены в платформенных областях к внутриплатформенным и краевым впадинам, сводовым и линейно вытянутым поднятиям и авлакогенам, а в переходных и складчатых областях — к предгорным и межгорным впадинам, срединным массивам.

10. Местоскопления нефти и газа в пределах каждой нефтегазоносной области группируются в отдельные зоны нефтегазонакопления. Выделяются зоны нефтегазонакопления различного генетического типа.

11. В пределах каждой зоны нефтегазонакопления выделяются локальные скопления — местоскопления залежей нефти и газа.

12. На локальных местоскоплениях нефти и газа может встречаться одновременно несколько типов залежей.

13. Сформировавшиеся скопления нефти и газа при наступлении определенных геологических и гидрогеологических условий могут подвергаться процессам разрушения. Главнейшими условиями для сохранности сформировавшихся скоплений нефти и газа являются наличие над продуктивными комплексами толщ практически газонефте непроницаемых пород-покрышек и благоприятные палеотектонические и палеогидрогеологические условия, обеспечивающие сохранность скоплений нефти и газа от разрушения в фазы развития движений воздымания.

14. Возникновение и развитие процессов нефтегазобразования и нефтегазонакопления в земной коре имеют многоступенчатые генетические связи и контролируются совокупностью целого комплекса взаимосвязанных и взаимообусловленных факторов. Главнейшие из них:

палеотектонические условия и в том числе направленность и режим региональных тектонических движений, развивающихся в пределах исследуемой

территории в течение каждого рассматриваемого отрезка времени и в последующие этапы геологической истории;

особенности современной структуры исследуемой территории;

палеогеографические и литолого-фациальные условия накопления осадков и коллекторские свойства пород, участвующих в строении нефтегазосодержащих отложений;

термодинамические условия вмещающей среды в геологическом времени и пространстве;

динамика пластовых и трещинных вод (палеогидрогеологические условия);

условия, способствующие сохранности скоплений УВ от процессов разрушения.

Исходя из сказанного прогнозирование нефтегазоносности недр должно основываться на комплексном всестороннем изучении закономерностей нефтегазобразования и нефтегазонакопления.

Необходимо отметить, что перечисленные выше геологические факторы, контролирующие возникновение и развитие процессов образования нефти и газа и обуславливающие особенности размещения их скоплений в земной коре, должны изучаться в региональном и геолого-историческом плане с учетом принципа изменчивости геологических явлений, в том числе условий нефтеобразования, нефтегазонакопления во времени (геологическом) и пространстве. Таким образом, биогенная теория происхождения нефти и углеводородных газов помогает познать: природу исходного материнского ОВ, из которого образуются нефть и углеводородные газы; палеогеологические, палеогеографические и палеогидрогеологические условия накопления исходного нефтегаз-материнского ОВ; геологические, геофизические, геохимические, физико-химические и другие факторы, которыми контролируются и направляются отдельные стадии преобразования ОВ в нефтяные УВ и эмиграция их из нефтепродуцирующих отложений в коллекторы; диагностические признаки потенциально нефтематеринских и нефтепродуцирующих отложений и др. Все это

в совокупности служит научной основой прогнозирования перспектив нефтегазоносности недр исследуемых территорий.

§ 4.2. Методологические основы системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр

Методологической основой системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр являются основополагающие всеобщие законы материалистической диалектики. Исходя из этих законов необходимо рассматривать:

1. Углеводороды как одну из геологических форм движения материи в недрах, развивающуюся с переходом закономерно из одного качественного состояния в другое, в теснейшей связи с развитием окружающей среды, т. е. литогенеза и тектогенеза.

2. Углеводороды в процессе возникновения, развития, а с наступлением определенных геологических условий и разрушения входят в состав целостной сложно построенной природной системы, возникающей и развивающейся при сочетании определенного комплекса палеогеологических, палеогеохимических, палеогеофизических, палеогидрогеологических и других факторов, действующих в теснейшей взаимосвязи и взаимобусловленности и изменяющихся во времени (геологическом) и пространстве.

Эта целостная природная система состоит из множества составных частей (элементов, подсистем и следующих более мелких подразделений), находящихся в генетической и структурной связи друг с другом.

«Первое, что нам бросается в глаза при рассмотрении движущейся материи, — это взаимная связь отдельных движений, отдельных тел между собой, их обусловленность друг с другом»*.

3. Целостная нефтегазовая метасистема функционирует в литосфере в течение своей геологической истории в движении и претерпевает качественные и количественные изменения.

* Маркс К., Энгельс Ф. Соч. Т. 20. С. 544.

4. Качественные и количественные изменения УВ на различных стадиях их движения имеют непрерывно-прерывистый характер и обуславливаются определенными генетическими пространственно-временными структурными связями с окружающей средой. При этом каждая последующая стадия качественного преобразования УВ, унаследова некоторые черты предыдущей стадии, развивается на более высоком уровне, приобретая уже новые качественные черты (проявление диалектического закона отрицания отрицания).

«Всякое развитие независимо от его содержания можно представить как ряд различных ступеней развития, связанных друг с другом таким образом, что одна является отрицанием другой... Ни в одной области не может происходить развитие, не отрицающее своих прежних форм существования»*.

А. А. Бакиров, творчески развивая научное наследие акад. И. М. Губкина, выделил (1955)** в указанном процессе, протекающем в литосфере, шесть стадий: 1) накопления ОВ; 2) генерации УВ; 3) миграции УВ; 4) аккумуляции УВ; 5) консервации скоплений УВ; 6) разрушения или перераспределения УВ.

Каждая из перечисленных стадий протекает в определенных условиях окружающей среды и при воздействии внешних и внутренних источников энергии, тесно взаимосвязанных и взаимобусловленных.

К внешним источникам энергии относятся: силы давления постепенно увеличивающейся нагрузки вышележащих отложений (геостатическое давление); силы тектонических движений (геодинамическое давление); гравитационные силы, обуславливающие перемещение флюидов под действием силы тяжести; действие теплового потока Земли; гидродинамические силы, под воздействием которых происходит продвижение УВ в проницаемых пластах или в системе тре-

* Маркс К., Энгельс Ф. Соч. Т. 4. С. 296—297.

** Бакиров А. А. Современное состояние и ближайшие задачи исследования процессов миграции нефти в земной коре // Советская геология. 1955, № 47.

щин; капиллярные силы, обуславливающие вытеснение нефти водой из мелких пор в сторону более крупных.

Изучая энергетическую сторону возникновения и развития многоступенчатого процесса преобразования ОБ, захороняемого в осадке, в УВ и затем генерации, миграции и аккумуляции УВ, нельзя, однако, ограничиваться рассмотрением лишь перечисленных выше внешних источников энергии, обуславливающих в совокупности возникновение и развитие этого процесса (А. А. Бакиров, 1955). В процессе преобразования ОБ, захороняемого в осадке, большая роль принадлежит также и внутренним источникам энергии, заключенным в ОБ и УВ. Активизация указанных внутренних запасов энергии ОБ и УВ может происходить в связи с молекулярной перестройкой структуры вещества, возникающей при сочетании определенных геологических, геохимических и геофизических условий окружающей среды.

На существенную роль внутренних источников энергии, заключенных в самом ОБ и образовавшихся из них УВ, в возникновении и развитии процесса нефтегазообразования в литосфере указывали и другие исследователи (В. А. Соколов, 1948; М. Ф. Двали, 1955; А. И. Богомолов, 1955; Н. А. Еременко, 1983, и др.). К таким внутренним источникам энергии, участвующим в процессе генерации, миграции и аккумуляции УВ, можно отнести: 1) влияние биохимического воздействия микроорганизмов и ферментов; 2) действие каталитических свойств вмещающих пород; 3) действие внутренней химической энергии ОБ и УВ; 4) действие радиоактивных минералов вмещающих пород; 5) энергию кристаллизации и перекристаллизации пород: а) молекулярные силы, б) капиллярные силы, вытесняющие УВ водой из мелких пор в более крупные; в) силы упругого расширения УВ и вмещающих пород, г) энергию уплотнения пород; д) электрокинетические силы.

Необходимо отметить, что изучению внутренних источников энергии, действующих на отдельных стадиях развития процесса нефтегазообразования и неф-

тегазонакопления, уделяется пока недостаточное внимание. Между тем роль их в этом процессе велика. Познавание закономерностей возникновения и развития указанного процесса невозможно без полного учета действия как внешних, так и внутренних источников энергии в комплексе.

Геологические условия среды и основные внешние и внутренние источники энергии, действующие на отдельных стадиях преобразования ОБ и движения УВ*, приведены в табл. 4.1, составленной А. А. Бакировым, Э. А. Бакировым и Л. П. Мстиславской (1984).

Стадия 1. Накопление ОБ. Оно происходит в диффузно-рассеянной форме в водной среде. Затем происходит постепенное захоронение ОБ в осадке в анаэробной геохимической обстановке.

Необходимые для преобразования захороняемого ОБ условия среды: устойчивое прогибание рассматриваемой части бассейна седиментации и застойный палеогидрогеологический режим.

Основные источники энергии, действующие на преобразование ОБ: геостатическое давление, биохимическое воздействие микроорганизмов и ферментов.

Стадия 2. Генерация УВ. Здесь происходит постепенное преобразование в осадочных образованиях ОБ в УВ нефтяного ряда сначала в стадии диagenеза, а затем катагенеза.

Необходимые условия среды: восстановительная и слабовосстановительная геохимическая обстановка; устойчивое прогибание бассейна седиментации; сохранение застойного палеогидрогеологического режима.

Основные источники энергии: возрастающее геостатическое давление по мере погружения осадка; постепенно возрастающая температура во вмещающих породах; внутренняя химическая и физико-химическая энергия ОБ; радиоактивные минералы вмещающих пород.

Стадия 3. Миграция УВ. Здесь происходит первичная, а затем вторич-

* См.: Бакиров А. А., Бакиров Э. А., Мстиславская Л. П. Стадийность процессов образования, накопления и разрушения скоплений углеводородов//Геология нефти и газа. 1984. № 9.

Т а б л и ц а 4.1. Геологические условия среды и основные источники энергии на стадиях преобразования ОВ и УВ

Стадии	Геологические условия среды нахождения ОВ и УВ	Источники энергии, преобразующие ОВ и УВ	Состояние ОВ и УВ и формы нахождения последних
Накопление ОВ	Водная среда с анаэробной геохимической обстановкой; застойный палеогидрогеологический режим; пониженная сульфатность; накопление и захоронение ОВ в процессе осадконакопления	Геостатическое давление (уплотнение пород); биохимическое воздействие микроорганизмов и ферментов; действие каталитических свойств минералов; нисходящие тектонические движения (устойчивое прогибание)	Исходное органическое вещество (ОВ) осадков в диффузно-рассеянном состоянии
Генерация УВ	Породы различного состава, содержащие потенциально нефтегазоматеринские толщи; анаэробная геохимическая среда; застойный палеогидрогеологический режим	Геостатическое давление (устойчивое интенсивное прогибание); действие повышенного теплового потока; действие внутренней химической энергии ОВ, связанной с молекулярной его перестройкой в УВ нефтяного ряда; действие радиоактивных минералов вмещающих пород	УВ нефтяного ряда в стадии диагенеза и катагенеза осадков в рассеянном состоянии
Миграция УВ	Породы различного состава, обладающие повышенными емкостными и фильтрационными свойствами; анаэробная геохимическая среда	Тектонические движения в различных формах проявления; действие повышенного теплового потока; гравитационные силы, обуславливающие перемещение УВ под действием силы тяжести; геодинамическое давление; гидродинамические процессы, приводящие к движению флюидов в латеральных и вертикальных направлениях; электрокинетические силы; капиллярные силы, вытесняющие УВ водой из мелких пор в крупные; молекулярные силы, приводящие к диффузии нефти и газа через горные породы; кристаллизация и перекристаллизация пород-коллекторов	УВ в свободном и водогазоразворонном состоянии
Аккумуляция УВ	Наличие пород-коллекторов, обладающих повышенными емкостными и фильтрационными свойствами; анаэробная геохимическая среда; застойный режим пластовых вод; наличие пород-флюидоупоров (покрышек) над коллекторами; наличие региональных и локальных ловушек, благоприятных для аккумуляции УВ	Силы тектонических движений, способствующие аккумуляции; действие повышенного теплового потока; гидродинамические силы; гравитационные силы; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ; капиллярные силы	Скопления УВ
Консервация УВ	Наличие пород-катекторов, обладающих повышенными емкостными и фильтрационными свойствами; анаэробная геохимическая среда; за-	Развитие преимущественно движений прогибания; термодинамическая энергия; действие благоприятных для консервации термодинамических факторов (повышенные Р и Т)	Скопления УВ

Стадии	Геологические условия среды нахождения ОБ и УВ	Источники энергии, преобразующие ОБ и УВ	Состояние ОБ и УВ и формы нахождения последних
	стойкий режим пластовых вод; наличие пород-флюидоупоров (покрышек) над коллекторами, их герметичность; нахождение УВ скоплений вне зоны аэрации; сохранение замкнутости структурных ловушек после формирования скоплений; сохранение благоприятного регионального наклоня слоёв		
Разрушение или перераспределение УВ	Попадание скоплений УВ в зоны аэрации; раскрытие ловушек; тектоническая нарушенность пород; фильтрация УВ из ловушек по тектоническим нарушениям; прорывы УВ через покрывку; перенос УВ движущейся водой; растворение, окисление и разложение УВ	Движение пластовых и трещинных вод в зонах активного водообмена; тектонические движения (преимущественно восходящие формы); химическая энергия: окисление УВ сульфатными водами; биохимическая энергия; разложение УВ микроорганизмами; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ	УВ в рассеянном состоянии либо новые скопления УВ

ная миграция УВ из нефтегазопроизводящих толщ в породы с хорошими коллекторскими свойствами в водогазонасыщенном и свободном состояниях.

Необходимые условия среды: наличие в природном резервуаре пород с хорошими коллекторскими свойствами; сохранение восстановительной и слабовосстановительной обстановки; продолжающееся устойчивое прогибание бассейна седиментации.

Основные источники энергии: тектонические движения в различных формах проявления (геодинамическое давление); гидродинамические процессы, приводящие к движению флюидов в латеральном и вертикальном направлениях; движущие силы газа; действие возрастающей температуры во вмещающих породах; гравитационные силы, обуславливающие перемещение УВ под действием сил тяжести; электрокинетические силы; капиллярные силы, вытесняющие УВ водой из мелких пор в

более крупные; молекулярные силы, приводящие к диффузии УВ через горные породы; действие процессов кристаллизации и перекристаллизации пород-коллекторов.

Стадия 4. Аккумуляция УВ. На этой стадии происходит аккумуляция мигрирующих в коллекторы природного резервуара УВ в залежь (скопление).

Необходимые условия среды: наличие пород-коллекторов, обладающих повышенными емкостными и фильтрационными свойствами; наличие региональных и локальных ловушек, благоприятных для аккумуляции УВ; наличие пород-флюидоупоров (покрышек) над коллекторами; сохранение восстановительной и слабовосстановительной обстановки; застойный режим пластовых вод.

Основные источники энергии: тектонические движения, способствующие аккумуляции УВ; гидродинамические силы; гравитационные силы; силы движущегося газа; электрокинетические

силы; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ; капиллярные силы, способствующие аккумуляции.

Стадия 5. Консервация УВ. Необходимые условия среды: сохранение хороших коллекторских свойств пород, герметичности пород флюидоупоров (покрышек) над залежью, замкнутости ловушек после формирования в них скоплений УВ, благоприятного регионального наклона слоев; нахождение скоплений вне зоны химической и физической аэрации; сохранение застойного режима подземных вод.

Источники энергии: действие во вмещающих породах температуры и давления, благоприятных для консервации скоплений УВ; преимущественно нисходящие формы тектонических движений.

Стадия 6. Разрушение и перераспределение скоплений УВ. Необходимые условия среды: раскрытие ловушек; попадание скоплений УВ в зоны активного водообмена; изменение регионального наклона слоев.

Источники энергии, приводящие к разрушению ранее сформировавшихся залежей УВ и коренному изменению их физических свойств и химического состава с образованием малът, асфальтов, озокеритов, шунгитов и т. д.: восходящие формы тектонических движений; образование или активизация разрывных нарушений; движение пластовых и трещинных вод в зонах активного водообмена; окисление УВ сульфатными водами; разложение УВ микроорганизмами; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ; действие гипергенных процессов и др.

Резюмируя вышесказанное, можно заключить, что УВ в качестве одной из форм геологической материи литосферы возникают, развиваются и разрушаются, переходя стадийно из одного качественного состояния в другое в теснейшей связи с изменениями геологических, биогеохимических, геохимических, гидрогеологических, геофизических условий среды, а также внешних и внутренних источников энергии.

Углеводороды, возникая в результате преобразования захороняемого в осадке ОВ и накапливаясь вначале в

диффузно-рассеянном состоянии (стадия 1), по мере погружения осадка с наступлением определенной совокупности геологических, геохимических и геофизических условий и под действием комплекса внутренних и внешних источников энергии мигрируют вначале из нефтегазопродуцирующих толщ в породы, обладающие коллекторскими свойствами, а затем латерально и вертикально по пористым пластам и трещинам (стадии 2, 3). Далее при наличии на пути миграции благоприятных ловушек при действии уже иной совокупности внутренних и внешних источников энергии УВ образуют залежи, местоскопления залежей и зоны нефтегазонакопления и консервируются (стадии 4, 5).

Далее при последующем изменении геологических, геохимических, гидрогеологических и геофизических условий в результате воздействия уже иной совокупности источников внешних и внутренних сил наступает стадия разрушения ранее сформировавшихся скоплений с переходом УВ в новое качественное состояние с образованием битумов (стадия 6) (малът, асфальтов, озокеритов и др.).

Так завершается полный цикл целостного естественно-исторического процесса генерации, миграции, аккумуляции, консервации УВ и разрушения их скоплений.

Все вышеизложенное показывает:

1. Каждая стадия возникновения и развития в целом единого естественно-исторического процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления характеризуется определенным комплексом геологических, биохимических, геохимических, термобарических и гидрогеологических условий окружающей среды и действием на ОВ и УВ определенного сочетания внешних и внутренних источников энергии.

2. Условия (факторы) окружающей среды во времени (геологическом) и пространстве в тесной связи с литогенезом и тектогенезом претерпевают изменения, что, в свою очередь, приводит к соответствующим изменениям характера проявления воздействия внешних и внутренних источников энергии на ОВ и УВ.

Как видно из приведенных в табл. 4.1. данных, одни и те же источники энергии в одном случае способствуют генерации, миграции и аккумуляции УВ, а в другом — разрушению или перераспределению их. Например, тектонические движения, характеризующиеся нисходящими формами движений на стадиях 1—4, способствуют созданию соответствующих термодинамических условий для генерации и миграции УВ. Наступление же восходящих форм тектонических движений на стадии 6 способствует разрушению ранее сформировавшихся залежей и изменению физических свойств и химического состава УВ.

Движение пластовых и трещинных вод в одних случаях (на элизионном гидрогеологическом этапе) способствует миграции и аккумуляции УВ, а в других (на инфильтрационном гидрогеологическом этапе) — разрушению или перераспределению скоплений УВ.

Проявление геохимического фактора в одном случае способствует генерации УВ, а в другом — окислению УВ с переходом их в продукты окисления (мальты, озокериты и др.). В указанных различных, иногда прямо противоположных направлениях действия одних и тех же источников энергии отражается один из основных законов материалистической диалектики — закон единства и борьбы противоположностей, раскрывая движущие факторы развития УВ в литосфере и переход их из одного качественного состояния в другое.

3. В течение каждой стадии развития процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления изменение окружающей среды и направленности проявления действия внешних и внутренних источников энергии обуславливает непрерывно-прерывистое скачкообразное наступление следующей стадии преобразования ОВ и движения УВ как геологической материи и переход их в новое качественное состояние.

Таким образом, каждая стадия развития (движения) УВ как материи, наследуя некоторые черты предыдущей стадии, постепенно преобразует ее и, приобретая новые качественные особенности, в дальнейшем сама постепенно

подвергается отрицанию последующей стадией своего развития. И в этом проявляется один из основополагающих законов материалистической диалектики — закон отрицания отрицания.

4. Естественно-исторический процесс нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекающий в литосфере на всех стадиях своего развития, контролируется совокупностью целого комплекса взаимосвязанных палеотектонических, палеогеографических, палеобиохимических, палеогеохимических, палеогидрогеологических и палеотермобарических факторов и обуславливаемых ими внешних и внутренних источников энергии, действующих на ОВ и УВ.

Современный этап развития исследований работ по изучению происхождения УВ, формирования и размещения их скоплений характеризуется широким развитием различных направлений и методов, в том числе тектонических, геофизических, литофациальных, палеогеографических, палеогеохимических, геотермических, палеогидрогеологических и т. д.

Такая широкая дифференциация направлений и методов исследований, конечно, оправдана, так как без всестороннего и детального дифференцированного изучения различных факторов, обуславливающих и контролирующих нефтегазообразование и нефтегазонакопление, нельзя распознать сложные и многогранные стороны этих процессов, протекающих в литосфере.

Однако в нефтегазовой геологической литературе нередко встречаются работы, в которых прогноз нефтегазонакопления недр дается на основе изучения только одного из факторов, способствующих нефтегазообразованию и нефтегазонакоплению, например тектонического, палеогеографического, литофациального, гидрогеологического, геохимического, без выяснения взаимосвязей этого фактора с другими.

Изучение отдельных факторов изолированно от всей совокупности факторов, контролирующих процесс нефтегазообразования и нефтегазонакопления, не обеспечит познание закономерностей возникновения и развития этого

процесса в полной мере, без чего прогноз нефтегазоносности не будет надежно научно обоснован.

Научно обоснованный прогноз нефтегазоносности и в том числе количественная оценка ресурсов УВ в недрах могут надежно осуществляться только на основе комплексного изучения всей совокупности факторов во времени (геологическом) и пространстве в теснейшей связи с особенностями развития литогенеза и тектогенеза в течение каждого крупного отрезка времени геологической истории.

Задача эта комплексная и успешно может решаться только с применением системного подхода. Главнейшими основополагающими принципами системного подхода природных объектов и процессов в современном его понимании являются:

целостность изучаемой естественно-исторической природной системы;

структурность системы, т. е. определенные структурные соотношения и взаимосвязи системообразующих элементов и объектов во времени и пространстве;

генетическая взаимосвязанность системообразующих объектов, входящих в рассматриваемую систему;

иерархическая соподчиненность системообразующих объектов, входящих в рассматриваемую систему;

динамичность, т. е. развитие системы в целом и входящих в ее состав системообразующих объектов в тесной связи с окружающей средой с переходом из одного качественного состояния в другое во времени (геологическом) и пространстве.

Системный анализ в прогнозировании нефтегазоносности недр призван исследовать природу целостного, но многостороннего процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления, его пространственно-временные структурные и генетические связи и закономерности возникновения и развития во времени (геологическом) и пространстве.

При прогнозировании нефтегазоносности недр в пределах каждой естественно-исторической природной геологи-

ческой системы должны четко выделяться объекты прогноза и поисков как в пространстве, т. е. латерально, так и в разрезе слагающих этот объект пород.

Объекты прогноза нефтегазоносности недр могут быть региональные, зональные и локальные.

Системный анализ призван выявить основные закономерные причинно-следственные связи изучаемых объектов как различных уровней организации геологической материи в их естественно-историческом развитии в пространстве и во времени (геологическом). Для этого необходимо:

1. Изучаемый объект рассматривать как частицу целостной естественно-исторической геологической системы, возникающей и развивающейся в теснейшей связи с развитием этой системы.

Представление о целостности изучаемой геологической системы является исходным методологическим принципом системного подхода.

2. Классифицировать входящие в эту систему объекты, выделяя составляющие их части с соблюдением принципа иерархической соподчиненности и соразмерности.

Классификация структурных элементов геологической системы по иерархическому принципу — это каркас системного анализа в прогнозировании нефтегазоносности каждой рассматриваемой системы.

3. Выяснить структурные соотношения и генетические связи (пространственные и функциональные) выделенных объектов как между собой, так и с окружающей средой во времени и пространстве.

4. Рассматривать объект непременно с комплексным анализом всей совокупности факторов, обуславливающих образование и развитие его в геолого-историческом плане.

5. Рассматривать систему и входящие в ее состав объекты в динамике, т. е. в развитии, в теснейшей связи с окружающей средой с выяснением закономерностей перехода их из одного качественного состояния в другое во времени и пространстве.

§ 4.3. Нефтегазовая геологическая мегасистема, основные системообразующие ее элементы

В природе все категории скоплений УВ (залежи, местоскопления залежей, зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные области и т. д.) теснейшим образом взаимосвязаны и находятся в определенных структурных соотношениях и генетических взаимосвязях. Так, залежи представляют собой одну из составных частей местоскоплений, последние соответственно — зон нефтегазонакопления, которые, в свою очередь, входят в состав определенных нефтегазоносных областей, приуроченных и различным типам региональных геоструктурных элементов.

Совокупность нефтегазоносных областей в пределах отдельных целостных геологических провинций образует нефтегазоносные провинции. Последние объединяются: в складчатых областях — в нефтегазоносные пояса, а на платформах — в ассоциацию нефтегазоносных провинций.

Чтобы познать закономерности формирования, развития и размещения в разрезе и пространстве перечисленных выше нефтегазоносных объектов и на этой основе выработать оптимальные направления их поисков и разведки, необходимо каждый из них рассматривать как часть целостной естественно-исторической системы, выделяемой под названием нефтегазовой геологической мегасистемы.

По определению А. А. Бакирова, это целостная совокупность множества взаимосвязанных ассоциаций нефтегазоносных формаций и входящих в их состав регионально нефтегазоносных комплексов, а также геоструктурных, литологических и стратиграфических элементов, контролирующих формирование нефтегазоносных провинций, областей, зон нефтегазонакопления и локальных скоплений нефти и газа, находящихся в определенных соотношениях друг с другом и объединенных структурными и пространственно-временными генетическими взаимосвязями.

Таким образом, нефтегазовая геологическая мегасистема представляет со-

бой целостное множество взаимосвязанных элементов, находящихся в определенных структурных и генетических соподчинениях и связях между собой и окружающей средой.

В ходе геологической истории она изменяется на определенных этапах развития тектогенеза, претерпевая структурные перестройки и усложнения, переходя из одного качественного состояния в другое.

Динамичность и изменяемость нефтегазовой геологической мегасистемы во времени (геологическом) и пространстве требует определения ее естественно-исторических границ и структурных соотношений входящих в нее системообразующих элементов для каждого крупного этапа тектогенеза и цикла литогенеза.

Одна из основных задач системных исследований — воссоздание (реконструкция) этой сложной системы и составляющих ее элементов в целостной теоретической модели.

Основными системообразующими элементами (системами) нефтегазовой геологической метасистемы являются взаимосвязанные во времени и пространстве:

1. Система нефтегазоносных формаций. В составе нефтегазоносных формаций выделяются регионально нефтегазоносные комплексы, состоящие из нефтегазогенерирующих толщ, пород коллекторов и перекрывающих их флюидоупоров (покрышек).

2. Система геоструктурных элементов, объединяющихся по иерархическому принципу соподчиненности в определенные группы, а также литологических и стратиграфических объектов, контролирующих нефтегазонакопление.

3. Система скоплений УВ в пределах региональных нефтегазоносных территорий (областей, провинций и поясов), зон нефтегазонакопления и локальных скоплений УВ (залежей и их местоскоплений), выделяемых с учетом структурных соотношений, иерархической соподчиненности и генетических особенностей формирования и развития во времени и пространстве. Внутри каждой из перечисленных систем можно выделить подразделения низшего ранга (подсис-



Рис. 4.2. Схема нефтегазовой геологической метасистемы

темы, группы и т. д.). Схема нефтегазовой геологической метасистемы изображена на рис. 4.2.

Основные системообразующие элементы нефтегазовой геологической метасистемы представляют собой звенья целостного естественно-исторического процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протекающего в литосфере в тесной связи с развитием тектогенеза и литогенеза.

Одна из основных задач системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр — выяснение структурных соотношений и генетических взаимосвязей во времени (геологическом) и пространстве перечисленных системообразующих элементов нефтегазовой геологической метасистемы как между собой, так и между объектами разного ранга внутри каждой системы.

Указанные системообразующие элементы и объекты, входящие в состав нефтегазовой геологической метасистемы, могут представлять «автономно» целостное подразделение, характеризующееся своей структурой, иерархией, уровнем организации, связями и особенностями образования, функционирования и развития.

Каждый системообразующий элемент нефтегазовой геологической метасистемы представляет собой сложную систему, состоящую из множества взаимосвязанных объектов следующих рангов. Каждый объект, входящий в состав системообра-

зующих элементов нефтегазовой геологической метасистемы, возникает, функционирует, развивается и переходит во времени (геологическом) из одного качественного состояния в другое.

ГЛАВА 5

СИСТЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ФОРМАЦИЙ

К числу основных системообразующих элементов нефтегазовой геологической метасистемы относятся нефтегазоносные формации.

Сравнительный анализ геологических условий размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления на всех континентах нашей планеты показывает, что формирование и пространственное распределение их в разрезе литосферы теснейшим образом связано, с одной стороны, с тектогенезом, причем лишь с определенной направленностью и режимом региональных колебательных движений, а с другой стороны, литогенезом, причем лишь с определенными формациями и фациальными условиями их образования и распространения.

Как отмечал акад. Н. М. Страхов, тектогенез и литогенез в истории земной коры, в сущности, две стороны единого историко-геологического процесса (1946).

Рассмотрим роль формационного и фациального факторов в нефтегазовой геологической метасистеме и в формировании нефтегазоносных комплексов в разрезе литосферы.

В разработку учения о геологических формациях и фациях большой вклад внесли М. В. Ломоносов, Ф. Ю. Левинсон-Лессинг, Н. С. Шатский, Н. М. Страхов, Д. В. Наливкин, В. И. Попов, Л. Б. Рухин, В. В. Белоусов, Н. Н. Херасков, Ю. А. Жемчужников, Г. Ф. Крашенинников, М. В. Коровин, Л. В. Пустовалов, М. А. Усов, Ю. А. Кузнецов, В. Е. Хайн, А. Л. Яншин и др.

Общепризнанного определения понятия нефтегазоносной формации не имеется. А. А. Бакировым было рекомендовано к нефтегазоносным формациям (НГФ) относить естественно-историческую систему ассоциации горных пород, генетически связанных между собой во времени (геологическом) и пространстве палеотектоническими и фациальными (физико-географическими и геохимическими) условиями образования, благоприятными для возникновения и развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В приведенном определении показывается генетическая связь естественно-исторической ассоциации нефтегазоносных горных пород фациальными и палеотектоническими условиями их формирования.

Латерально НГФ могут распространяться на сотни, а иногда тысячи километров, охватывая нередко территории нескольких крупных геоструктурных элементов. Мощность их в разрезе литосферы колеблется от сотен до тысяч метров.

НГФ может охватывать одно или несколько крупных литолого-стратиграфических подразделений. НГФ, близкие по вещественному составу, палеогеографическим и палеотектоническим условиям образования, могут быть объединены в вертикальные и латеральные ряды.

Преимущественно они могут быть сложены из одной литологической разности пород или же представлять собой толщу чередующихся пород различного литологического состава.

В составе целостной НГФ могут выделяться субформации в зависимости от приуроченности к различным тектоническим элементам первого порядка, от особенностей палеогеографических условий накопления, от преобладающего литологического состава, а также от фазового состояния содержащихся в них УВ.

§ 5.1. Палеотектонические и палеогеографические условия формирования нефтегазоносных формаций

Нефтегазоносные формации многими исследователями не выделяются в особую группу. Некоторые геологи ошибочно полагают, что вообще нельзя выделять НГФ, так как скопления нефти и газа, по их мнению, встречаются во всех геологических формациях. Другие геологи, не отвергая существования в природе нефтегазоносных формаций, принимают их крайне упрощенно. Например в Геологическом словаре (М.: Недра,

1978) *нефтегазоносной формацией называется формация, содержащая нефть*. Такое определение не раскрывает генетической сущности НГФ и вследствие этого не позволяет выделять критерии их прогнозирования и поисков. Кроме того, оно противоречит действительности, так как наблюдаемые в природе факты свидетельствуют о том, что скопления УВ распространены не во всех осадочных и даже субаквальных формациях, а приурочены лишь к определенным генетическим типам осадочных формаций.

Как показано в ранее опубликованных работах А. А. Бакирова (1959—1964), регионально нефтегазоносные комплексы отложений обнаруживаются в геологических формациях, накопление и развитие которых происходит лишь в определенных фациальных (физико-географических и геохимических) и палеотектонических условиях.

Генетическая зависимость региональной нефтегазоносности осадочных формаций от палеотектонических и фациальных условий их накопления и развития А. А. Бакировым отчетливо прослежена при сравнительном анализе территорий Русской платформы, Ближнего и Среднего Востока, Северо-Американской платформы.

В восточных областях Русской платформы (Волго-Уральской нефтегазоносной провинции) имеется ряд литолого-стратиграфических комплексов девонского и каменноугольного возраста, которые регионально нефтегазоносны. Представлены они как терригенными, так и карбонатными отложениями морского и прибрежно-лагунного, а местами прибрежно-континентального происхождения, образование которых в рассматриваемые отрезки геологического времени происходило на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации.

В западных областях Русской платформы (на восточных и юго-восточных склонах Балтийского щита) стратиграфические аналоги тех же девонских и каменноугольных отложений образовались преимущественно в континентальных и прибрежно-континентальных условиях в основном в аэробной геохи-

мической среде на фоне неоднократного чередования движений воздымания и прогибания при сравнительно незначительных амплитудах последних. Скопления нефти и газа они не содержат.

Зависимость распространения нефтегазоносных формаций от палеогеографических и палеотектонических условий накопления их наблюдается также в мезозойских отложениях Туранской плиты.

В Амударьинской, Мургабской и Южно-Мангышлакской впадинах названного региона в отложениях мезозойской группы, в том числе средней юры, келловей-оксфорда, неокома, аптальба, а в некоторых районах и верхнего мела, обнаружен ряд регионально нефтегазоносных комплексов. Представлены они терригенными, карбонатными и карбонатно-терригенными отложениями, образовавшимися в различных литолого-фациальных условиях (морских, прибрежно-лагунных, а местами континентальных). Однако общей, объединяющей их особенностью является накопление в субаквальной анаэробной среде, на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в рассматриваемые отрезки геологического времени.

В то же время севернее названных нефтегазоносных областей, на территории Сырдарьинской впадины, стратиграфические аналоги тех же литолого-стратиграфических комплексов образовались в иных палеогеографических и палеотектонических условиях, а именно при господстве преимущественно континентального режима с аэробной геохимической обстановкой на фоне неоднократного чередования колебательных тектонических движений. И они лишены регионально нефтегазоносных комплексов.

Зависимость нефтегазоносных формаций от палеогеографических и палеотектонических условий накопления осадочных образований наблюдается и на примере юрских отложений восточного склона Урала и Западно-Сибирской плиты.

На территории восточного склона Уральского хребта юрские отложения образовались преимущественно в кон-

тинентальных условиях и регионально угленосны. В пределах Западно-Сибирской плиты, расположенной восточнее, отложения юрского возраста представлены морскими, прибрежно-морскими и прибрежно-континентальными образованиями, накопление которых происходило на фоне преобладания движений прогибания со значительной амплитудой. И здесь они регионально нефтегазоносны.

Аналогичная зависимость регионального распространения нефтегазоносных формаций от палеогеографических и палеотектонических условий накопления вмещающих их геологических формаций наблюдается во многих странах мира. Например, в пределах Месопотамской предгорной впадины на территории Юго-Западного Ирана и Ирака в отложениях эоцена, олигоцена, нижнего и среднего миоцена, сложенных карбонатными отложениями морского, прибрежного и лагунного происхождения, образовавшимися на фоне устойчивого прогибания бассейна седиментации, обнаружен ряд регионально нефтегазоносных комплексов, содержащих огромные запасы нефти и газа. В то же время западнее, на склонах Аравийского щита, отложения среднего и нижнего миоцена, накопление которых происходило преимущественно в условиях континентального режима при неоднократном чередовании движений воздымания и прогибания с относительно незначительной амплитудой, не содержат РНК.

Зависимость региональной нефтегазоносности формаций от палеотектонических и палеогеографических условий их образования и развития наблюдается и в ряде регионов США. Например, в центральной части Преаппалачской впадины отложения девонской и миссисипской (О) систем сложены главным образом морскими, прибрежно-морскими и лагунными фациями и характеризуются региональной нефтегазоносностью. К востоку они фациально изменяются и в восточной части впадины представлены главным образом континентальными красноватными образованиями, накопление которых происходило в аэробной геохимической обстановке при сравнительно незначи-

тельных амплитудах прогибания бассейна седиментации в течение рассматриваемых отрезков времени.

Одновременно с замещением морских и прибрежных фаций континентальными в разрезе девонских и миссисипских отложений на восточном борту Преаппалачской впадины исчезают и скопления нефти и газа, несмотря на то что здесь имеются и коллекторы, и локальные структуры, благоприятные для образования скоплений УВ.

§ 5.2. Ареалы продуктивности нефтегазоносных формаций

Региональная зависимость распространения в разрезе и пространстве нефтегазоносных формаций и ареалов их продуктивности от палеотектонических и палеогеографических условий среды наблюдается при сравнительном рассмотрении нефтегазоносности крупных литолого-стратиграфических подразделений в пределах обширных территорий.

Для примера рассмотрим картосхемы (рис. 5.1.—5.9), составленные А. А. Бакировым для территории США. На них выделены различные области, отличающиеся в течение каждого рассматриваемого геологического периода геотектоническим развитием и палеогеографическими условиями накопления осадков, в том числе:

1) области, испытывавшие наибольшее прогибание и вследствие этого характеризующиеся относительно большими мощностями рассматриваемого стратиграфического комплекса;

2) зоны замедленного прогибания в области регионального погружения;

3) области, характеризовавшиеся неоднократным чередованием нисходящих и восходящих движений при сравнительно небольших амплитудах прогибания и вследствие этого отличающиеся сравнительно сокращенными мощностями отложений рассматриваемого стратиграфического комплекса;

4) области, характеризовавшиеся тенденцией к развитию преимущественно восходящих движений и вследствие этого большей частью оставшиеся сухой, или области, в пределах которых осадочные образования данного страти-

графического комплекса частично или полностью размыты в последующие периоды;

5) различные части исследуемых территорий с характерными для них палеогеографическими условиями накопления осадков;

6) территории распространения региональной нефтегазоносности рассматриваемых стратиграфических комплексов.

Сравнительный анализ указанных схем палеотектоники, палеогеографии и размещения областей регионального нефтегазонакопления на территории Северо-Американской платформы показывает следующее. В тектоническом развитии этой платформы, как и других платформ нашей планеты, ведущая роль принадлежала волнообразно-колебательным движениям, развивавшимся этапами (циклами) с перерывом постепенности (непрерывно-прерывисто). При этом каждый новый крупный этап первого порядка развивался на основе предыдущего, вначале наследуя структурные соотношения предыдущего этапа. В процессе дальнейшего развития постепенно возникали новые качественные особенности, характерные лишь для данного этапа. Вследствие этого в течение каждого этапа геотектонического развития платформ нередко происходили существенные изменения как в пространственном размещении областей максимального прогибания, так и в режиме формирования крупных геотектонических элементов, а иногда и в их структурных соотношениях.

Длительные эволюционные периоды развития волнообразно-колебательных движений в конце каждого крупного этапа на платформах завершались всеобщим поднятием с перерывом в развитии литогенеза предыдущего этапа, нередко сопровождающимся разрушением ранее отложившихся образований. При этом перерывы регионального значения, т. е. распространенные в пределах обширных пространств платформ, как правило, совпадали с эпохами усиления тектонических движений в окружающих платформу геосинклинальных областях. Они были приурочены к тем отрезкам геологического вре-

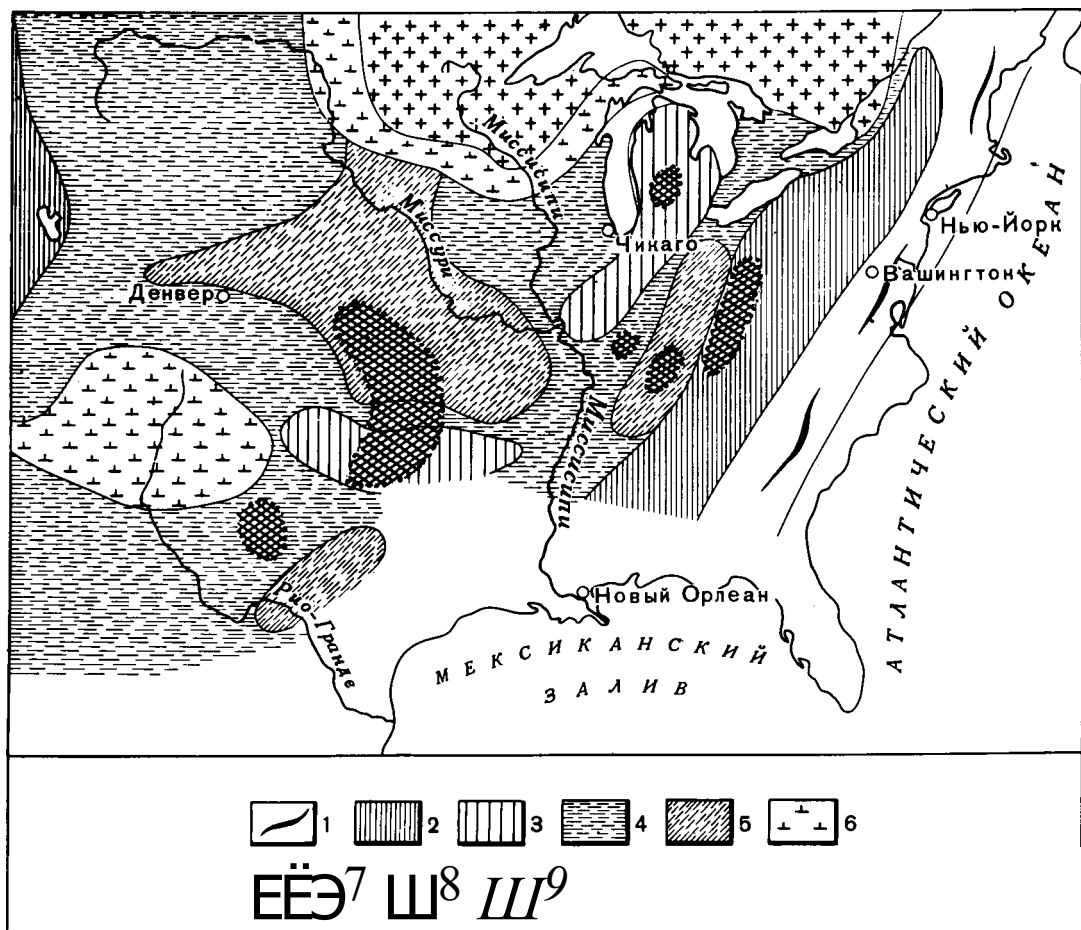


Рис. 5.1. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазоносности кембрийских — ордовикских отложений Северо-Американской платформы:

1 — зоны развития складчатых сооружений; 2 — геосинклинальные и прилегающие к ним переходные области интенсивного прогибания — области развития главным образом морских фаций; 3 — платформенные области, испытавшие наибольшее прогибание (внутриплатформенные и краевые впадины) — области развития преимущественно морских и лагунных фаций; 4 — платформенные области незначительного прогибания или чередования нисходящих и восходящих движений — области морских и прибрежных фаций, местами с включением лагунных и континентальных; 5 — платформенные области относительных поднятий — области чередования морских, прибрежных и континентальных фаций; 6 — платформенные области с развитием преимущественно восходящих движений и оставшиеся сушей, или области, где осадочные образования данного комплекса частично или полностью размыты в последующие периоды; 7 — шит докембрийских образований; 8 — области, палеотектоника и палеогеографические условия которых для данной эпохи не выяснены; 9 — геосинклинальные и прилегающие к ним переходные области, с накоплением осадков преимущественно в лагунных и континентальных условиях; 10 — платформенные области с чередованием восходящих и нисходящих движений незначительной амплитуды и накоплением осадков преимущественно в лагунных и континентальных условиях; 11 — области, в пределах которых отложения этого возраста регионально нефтегазоносны; 12 — области срединных массивов, испытавшие в данный период преимущественно прогибание, — области чередования морских, лагунных и континентальных фаций

мени, в течение которых на платформах также начинались существенные качественные изменения режима волнообразно-колебательных движений предыдущего этапа и перестройка структурных соотношений между крупными тектоническими элементами.

В тесной генетической связи с характером и направленностью волнообразно-колебательных движений находились и процессы регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Эти процессы в литосфере в ходе геологической истории развивались пе-

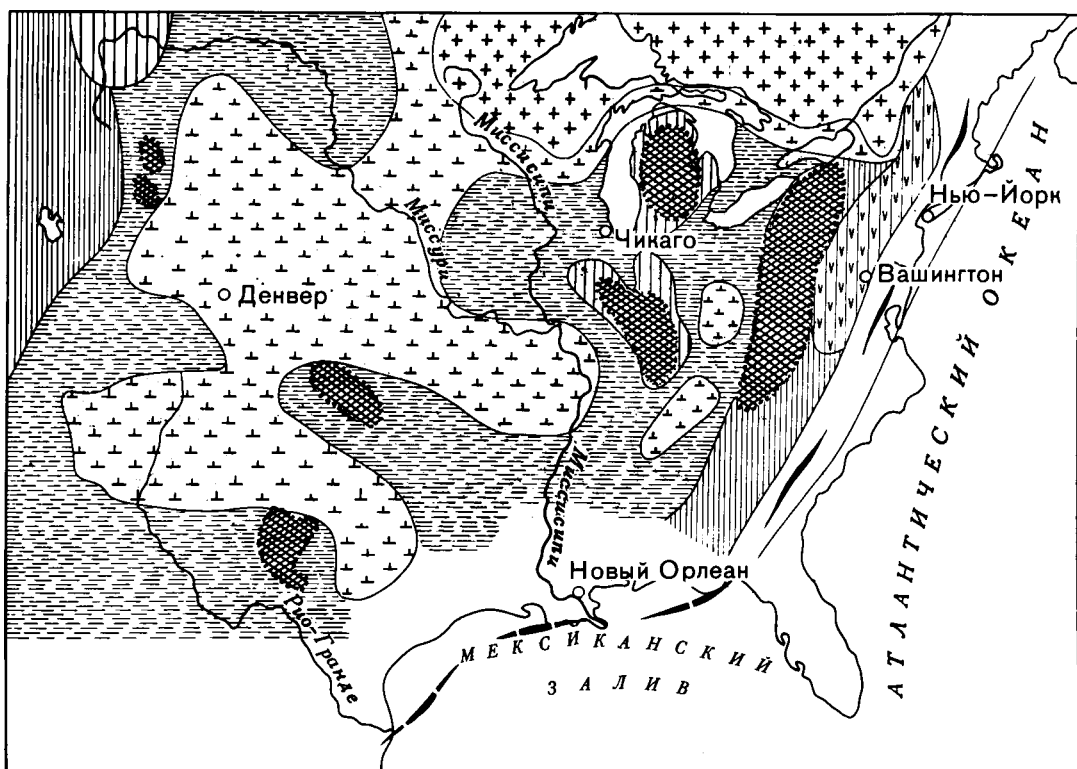
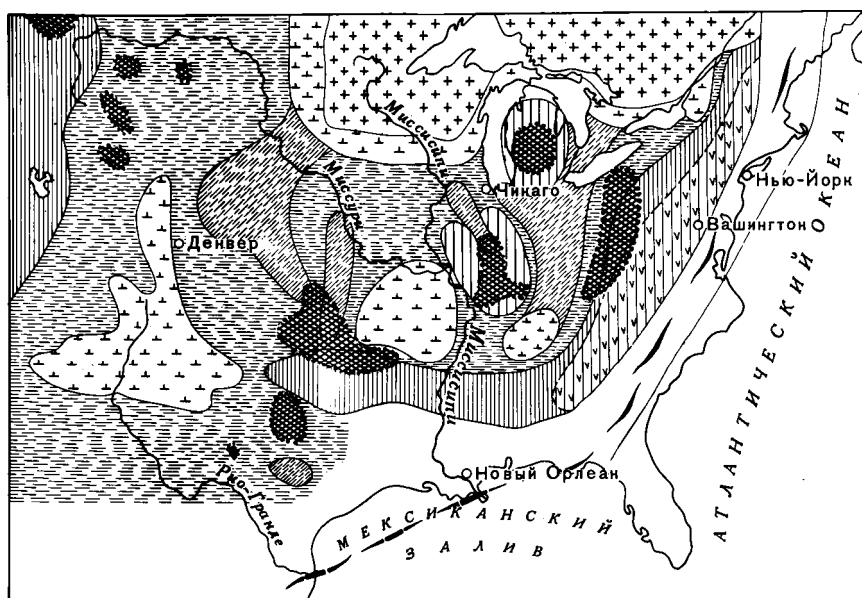


Рис. 5.2. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазоносности девонских отложений Северо-Американской платформы
Условные обозначения см. на рис. 5.1



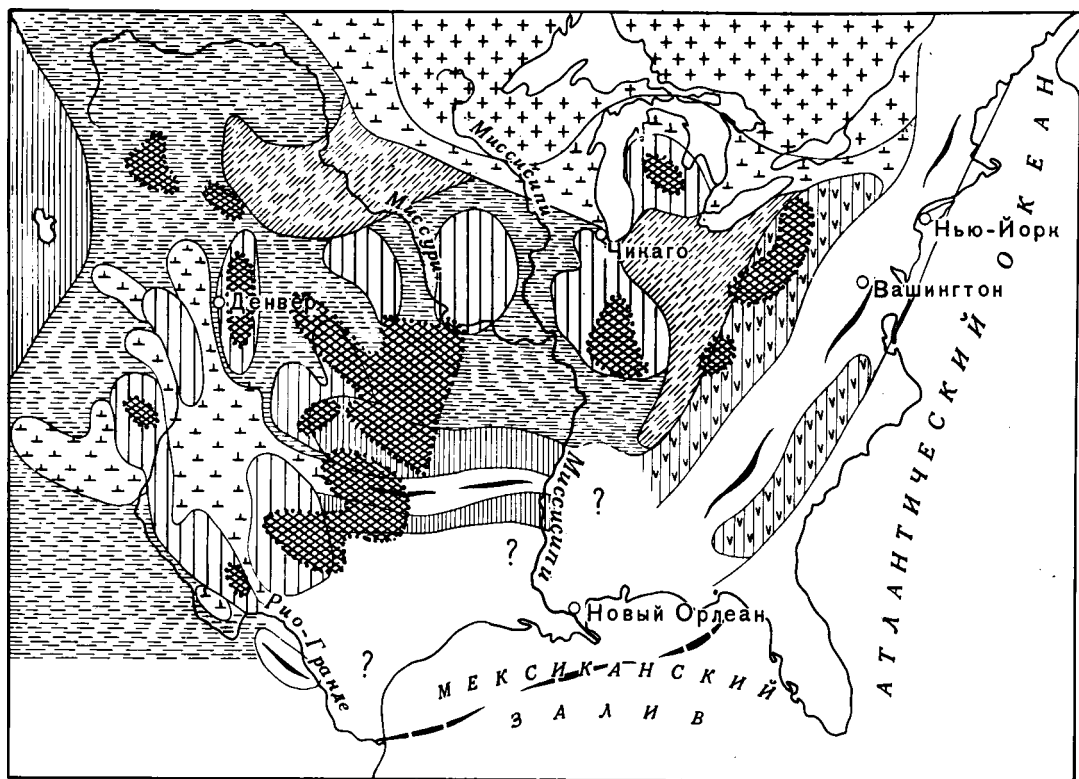


Рис. 5.4. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазоносности пенсильванских отложений Северо-Американской платформы
Условные обозначения см. на рис. 5.1

риодически неоднократно в теснейшей связи с цикличностью осадкообразования (литогенеза), обусловленной направленным волнообразно-колебательным движением земной коры. Количество циклов регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение каждого геологического периода было неодинаково и обуславливалось режимом и направленностью указанных движений земной коры в пределах различных геологических провинций. В ходе геологической истории нефтегазоносных провинций и областей эти циклы в полном соответствии с режимом волнообразно-колебательных движений чередовались с отрезками времени, неблагоприятными для регионального развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. В отложениях этих отрезков времени скопления нефти и газа или не встречаются, или же носят спорадический характер.

В пределах каждой нефтегазоносной провинции в фазы развития преимущественно движений прогибания при наличии благоприятных литолого-фациальных, в том числе геохимических, условий происходило образование регионально нефтегазоносных, в большинстве случаев продуцирующих литолого-стратиграфических комплексов. В фазы активизации и усиления дифференциации колебательных движений крупных геоструктурных элементов усиливались региональная (как внутрирезервуарная, так и вертикальная) миграция флюидов и формирование различных генетических типов зон регионального нефтегазонакопления. Местами (при соответствующих изменениях общей направленности региональной динамики флюидов) в эти отрезки времени происходило и перераспределение ранее образовавшихся скоплений нефти и газа. Наконец, в фазы развития преиму-

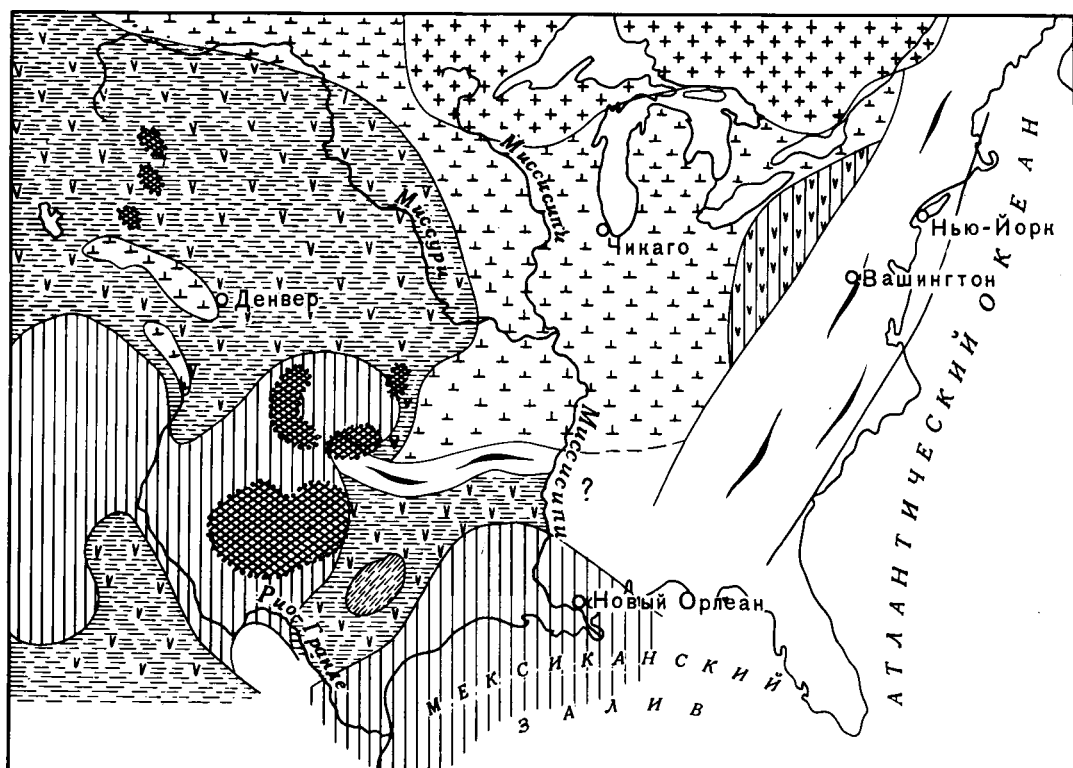
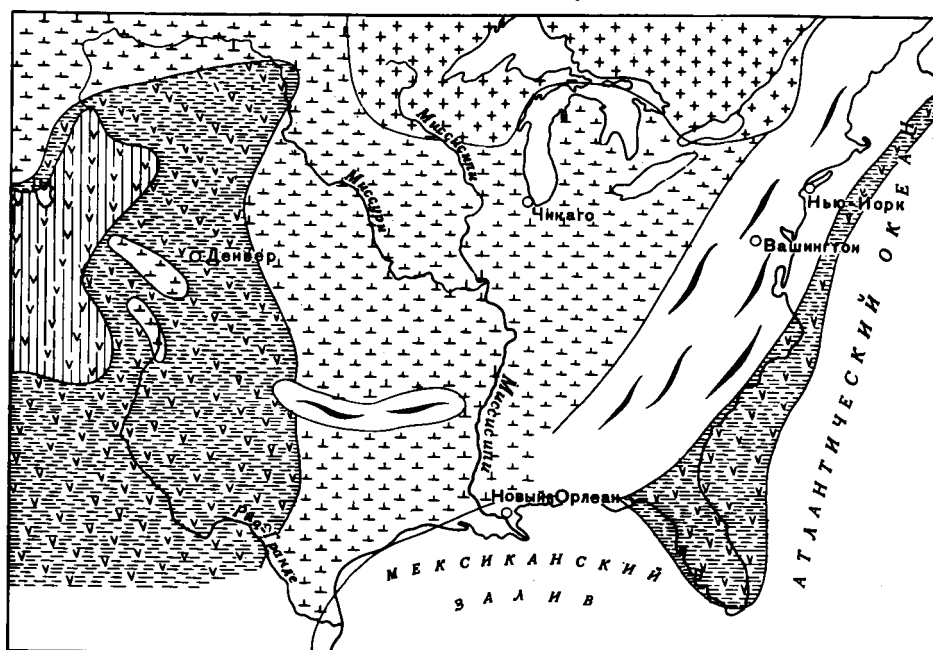


Рис. 5.5. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазоносности раннепермских отложений Северо-Американской платформы
Условные обозначения см. на рис. 5.1



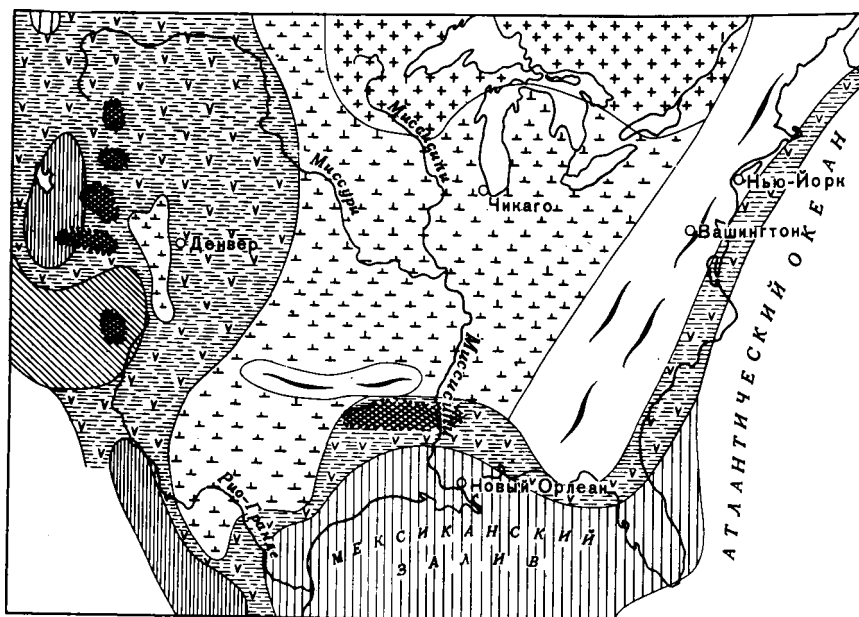
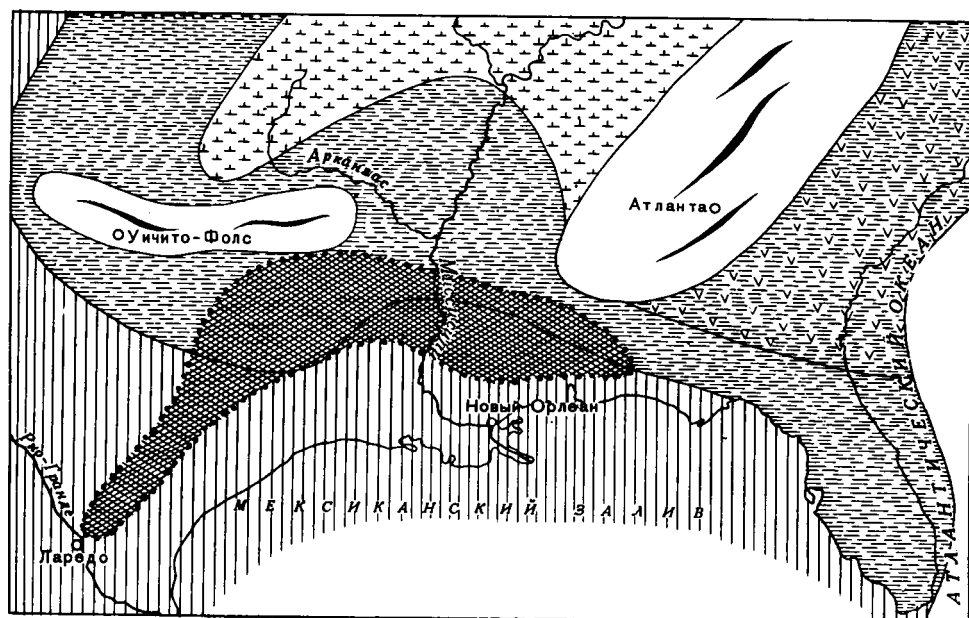


Рис. 5.7. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазонасыщенности юрских отложений Северо-Американской платформы
Условные обозначения см. на рис. 5.1



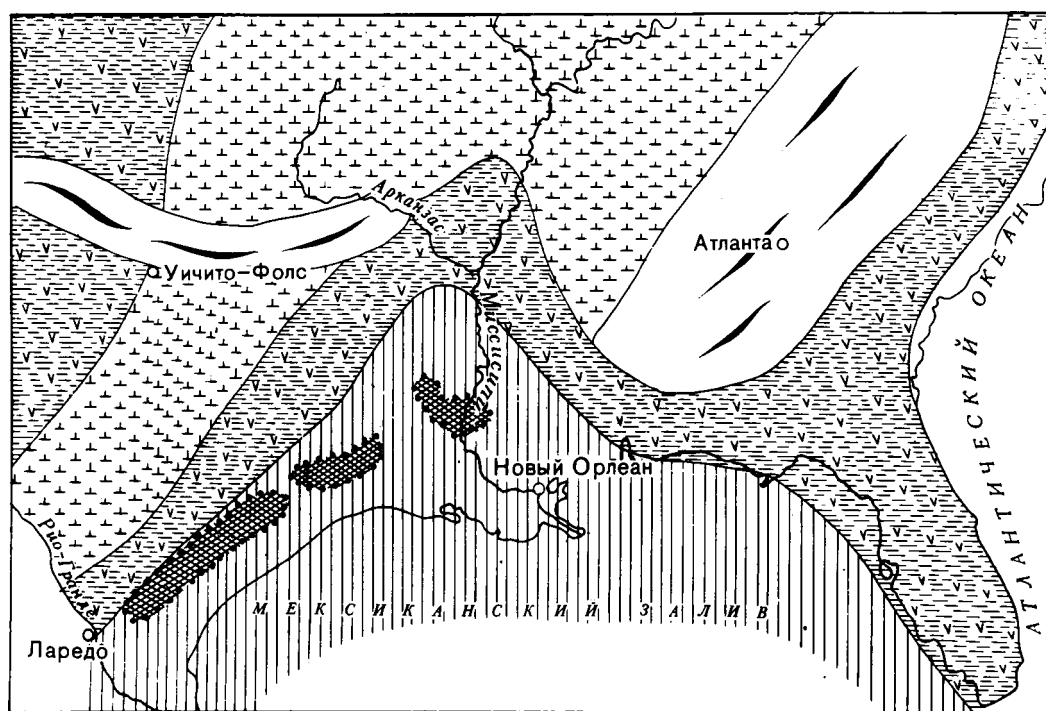


Рис. 5.9. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазоносности третичных отложений Северо-Американской платформы
Условные обозначения см. на рис. 5.1

ственно движений воздымания, в тех случаях, когда рассматриваемая область попадала в зону активного водообмена и воздействия процессов аэрации и химической денудации, происходило разрушение ранее образовавшихся здесь нефтегазовых скоплений.

Как показал сравнительный анализ указанных схем палеотектоники на территории Северо-Американской платформы, ареалы (площади) распространения нефтеносности и концентрации скоплений нефти и газа в отложениях различных геологических эпох и периодов в одних областях совпадают, а в других бывают территориально смещены.

Соотношения ареалов распространения продуктивности НГФ в отложениях различных геологических эпох зависят от режима и направленности колебательных движений крупных геоструктурных элементов в пределах исследуемых бассейнов седиментации и прилегающих областей сноса в течение рассматриваемых отрезков времени гео-

логической истории, от коллекторских свойств нефтегазосодержащих пород, от наличия практически газонефтепроницаемых толщ-покрышек, перекрывающих породы регионально нефтеносных комплексов.

Пространственное совпадение ареалов нефтеносности и концентрации скоплений нефти и газа в отложениях нескольких нефтегазоносных этажей, приуроченных к различным геологическим эпохам и периодам, обычно наблюдается в тех случаях, когда общая направленность и режим колебательных движений крупных геотектонических элементов, контролирующих нефтегазоносные области, в течение рассматриваемых периодов были близкими и когда каждый нефтегазоносный этаж содержал коллекторы, благоприятные для образования скоплений нефти и газа. Если общая направленность и режим колебательных движений крупных геотектонических элементов, к которым приурочены исследуемые нефтегазоносные области, в течение рассматриваемых гео-

логических периодов и эпох были неодинаковы, обычно наблюдается несовпадение в пространстве ареалов нефтегазоносности и концентрации скоплений нефти и газа в отложениях этих периодов и эпох.

В ходе геологической истории нефтегазоносных провинций с наступлением новых этапов развития тектогенеза структурные планы пространственного размещения крупных геоструктурных элементов нередко претерпевали существенные изменения. Это приводило к палеогеографическим перестройкам, в том числе к изменению очертаний, а иногда и пространственного расположения бассейнов седиментации и областей сноса. В тесной генетической связи с указанными процессами происходило перемещение (миграция) областей нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пространстве и во времени. Характер всех изменений и перемещений в конечном результате определялся направленным развитием региональных тектонических, в том числе колебательных, движений в течение каждого геологического периода, т. е. палеотектоники.

Аналогичная картина пространственного перемещения ареалов региональной нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений наблюдается и в нефтегазоносных провинциях СССР, в том числе в Волго-Уральской (А. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская, 1972).

Таким образом, пространственные соотношения ареалов региональной нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений осадочных образований в пределах одной и той же нефтегазоносной провинции при прочих равных условиях зависят:

от режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах исследуемой части бассейна седиментации в течение рассматриваемого и последующих за ним отрезков геологического времени;

от физических свойств и мощности коллектора, участвующего в строении отложений исследуемых нефтегазоносных этажей;

от наличия, строения и мощности пород флюидоупоров (покрышек), перекрывающих каждый из регионально нефтегазоносных комплексов.

§ 5.3. Основные типы нефтегазоносных формаций

По тектоническому режиму нефтегазоносные формации подразделяются на три группы: НГФ платформенных, геосинклинальных и переходных территорий.

В составе каждой группы выделяются субформации в зависимости от приуроченности к различным тектоническим элементам первого порядка, от палеогеографических условий их накопления, преобладающего литологического состава и тектонического режима крупного структурного элемента, где развита данная нефтегазоносная формация, а также от характера содержащихся в них УВ — преимущественно в жидком или газообразном фазовом состоянии. Например, на платформах выделяются субформации областей синеклиз, характеризующиеся устойчивым прогибанием в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории, полнотой разреза и относительно большой их мощностью; субформации областей региональных поднятий (мегавалов, антеклиз), характеризовавшиеся в течение геологической истории неоднократным чередованием нисходящих и восходящих форм движений, относительным сокращением мощности разреза по сравнению с прилегающими впадинами и т. д.

Типы НГФ подразделяются в зависимости от палеогеографических условий образования и литологии пластов. По палеогеографическим условиям образования выделяются морские, прибрежно-морские, прибрежные, лагунные, континентальные и смешанные нефтегазоносные формации; по литологическому составу — преимущественно терригенные или карбонатные, карбонатно-терригенные, рифогенные, карбонатно-сульфатные, карбонатно-галогенные, терригенно-угленосные, терригенные сероцветные, молассовые, флишевые нефтега-

**Т а б л и ц а 5.1. Типы нефтегазоносных
формаций территории СССР**

НГФ платфор- менных тер- риторий	НГФ переходных территорий	ИГФ геосинкли- нальных тер- риторий
Морские и прибрежно- морские Терригенная (песчаники, глины) Карбонатная (известняки, доломиты) Карбонат- ная, рифоген- ная Терригенно- карбонатная (преобладают карбонаты) Карбон атно- терригенная (преобладают терригенные породы) Глинистая, листовато- ми- кроплитчатая баженовского и майкопского ти- пов	Морские и прибрежно- морские Терригенная (песчано-гли- нистая) Карбонатная (известняки, доломиты) Карбонат- ная, рифоген- ная Терригенная молассовая Терригенно- карбонатная молассовая Терригенная флишевая Терригенно- карбонатная	Морские и прибрежно- морские Терригенная (песчаники, глины) Терригенно- карбонатная: песчаники, гли- ны, известняки (с преоблада- нием известня- ков) Карбонатно- терригенная (с преобладанием терригенных)
Лагунные и континен- тальные Терригенная сероцветная Терригенная угленосная Терригенно- карбонатная с прослоями га- логенных пород Карбонатно- терригенная с прослоями га- логенных по- род Терригенная соленосная Карбонатная соленосная	Лагунные и континен- тальные Соленосная молассовая (песчаники, глины, гипсы) Терригенная песчано-глини- стая	Континенталь- ные Терригенная сероцветная Терригенная угленосная (песчаники, алевролиты, угли)

быть сложены преимущественно одной литологической разностью пород, на- пример карбонатными или глинистыми породами, или же толщей чередующих- ся пород различного литологического состава, например терригенных и карбо- натных.

Основные типы НГФ, распростра- ненных в платформенных, геосинкли- нальных и переходных областях тер- ритории СССР, приведены в табл. 5.1.

§ 5.4. Региональные нефтегазоносные комплексы и составные их части

Нефтегазоносные формации содержат скопления нефти и газа в разрезе и ла- терально не повсюду. В их составе вы- деляются определенные литологические комплексы, отличающиеся региональ- ной нефтегазоносностью в пределах об- ширных территорий, охватывающих, как правило, несколько крупных гео- структурных элементов. Если в целост- ной нефтегазовой геологической мега- системе каждого региона объектом тер- риториального прогноза являются неф- тегазоносные области и зоны нефтега- зонакопления, а также составляющие их местоскопления и залежи, то объек- том прогноза нефтегазоносности разре- за литосферы являются регионально нефтегазоносные комплексы (РНГК).

Примечание. О приуроченности скоп- лений УВ к определенным литолого-страти- графическим комплексам в пределах крупных регио- нов писали А. Д. Архангельский (1927) и И. М. Губкин (1932, 1939), а позднее И. О. Брод (1948, 1951), А. А. Бакиров (1948, 1954), В. Е. Хайн (1954), А. А. Трофимук (1955), М. Ф. Мирчинк (1956), А. В. Ульянов (1960), Л. А. Польстер (1963) и др. Отложения, содержащие скопления УВ, назывались нефтегазоносными толщами, сви- тами или комплексами, и каждый исследователь вкладывал в эти понятия различный объем и неодинаковую генетическую сущность.

Рассматривая закономерности раз- мещения скоплений УВ в литосфере, А. А. Бакиров (1959) предложил выде- лить *регионально нефтегазоносные ком- плексы* (РНГК), представляющие собой определенные литолого-стратиграфи- ческие подразделения, характеризую- щиеся региональной нефтегазонос-

зоносные формации, глинистые (типа баженовской и майкопской свит).

Нефтегазоносные формации могут

ностью в пределах обширнейших территорий, охватывающих несколько крупных геоструктурных элементов рассматриваемой провинции.

В литологическом отношении РНГК могут быть сложены различными породами: терригенными, карбонатными и смешанными. В'фациальном отношении они могут быть морского, прибрежного, лагунного и даже континентального происхождения. *Общей особенностью является накопление в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания рассматриваемой части бассейна седиментации* (А. А. Бакиров).

В разрезе нефтегазоносных формаций обычно встречается несколько РНГК, разделенных толщей флюидоупоров. При этом большая их часть является сингенетичной по отношению к вмещающим их стратиграфическим подразделениям. Сказанное подтверждает одно из основных положений теории биогенного происхождения нефти о периодичности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и тесной генетической связи их с циклической литогенеза и тектогенеза.

Типичными примерами РНГК являются:

1) на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — терригенные отложения живетского и франского ярусов девона (воробьевский, старооскольский, муллинский, пашийский, кыновский горизонты) и карбонатные отложения фаменского яруса (саргавский, мендымский, данково-лебединский горизонты); терригенные отложения визейского яруса и верейского горизонта нижнемосковского яруса; карбонатные отложения турнейского, намюрского и башкирского ярусов **карбона**;

2) на эпипалеозойской платформе юга СССР (Скифская плита Предкавказья и Туранская плита на территории среднеазиатских республик) — терригенные толщи средней юры; карбонатные отложения верхней юры (келловей — оксфорд); терригенные толщи неокома, нижнего мела (апт, альб) и др.;

3) на Западно-Сибирской платфор-

ме — терригенные толщи средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела;

4) на территории Азербайджана и Западной Туркмении — продуктивная и красноватая толщи (стратиграфические аналоги);

5) на Северном Кавказе — песчаные толщи миоцен-олигоцена (караган, чокрак, майкоп, хадум); в зоне передовых хребтов карбонатные отложения верхнего мела; в Пред-авказье — терригенные толщи нижнего мела и юры;

6) в странах Ближнего и Среднего Востока — карбонатные отложения формаций дорубайль хадрия, араб оксфорд-киммериджа верхней юры, терригенные отложения формаций зубейр, бурган, вара, неоком-апта и альб сеномана в краевой части погружения Аравийской платформы; карбонатные отложения формации асмари (миоцен — олигоцен) в Месопотамской впадине и др.

Э. А. Бакиров (1969) предложил классификацию нефтегазосодержащих отложений, которые в зависимости от площади распространения скоплений нефти и газа подразделяются на комплексы: региональные (РНГК), субрегиональные, зональные и локальные.

Региональные нефтегазоносные комплексы обычно развиты в пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части. *Субрегиональные* комплексы пород содержат скопления нефти и газа в одной нефтегазоносной области какой-либо провинции. *Зональные* комплексы — отложения, продуктивные в пределах района или зоны нефтегазонакопления. *Локальные* комплексы — толщи пород, продуктивные лишь в пределах одиночных местоскоплений.

В составе РНГК, как правило, выделяются: нефтегазоматеринские и нефтегазопроизводящие толщи, коллекторы и флюидоупоры (покрышки). Сочетание этих толщ в РНГК может быть различно: в одних случаях выделяются все три толщи, а в других одна толща выполняет две функции, как, например, баженовская свита, являющаяся нефтепродуцирующей и нефтесодержащей, и тогда РНГК состоит из двух толщ пород.

Иногда в разрезе отложений наблюдается частое чередование пород-кол-

лекторов и слабопроницаемых пород (покрышек). Примером РНГК, представленного частым чередованием таких пород, является продуктивная толща среднего плиоцена Апшеронского полуострова, состоящая из переслаивающихся глин и песчаников.

В ряде случаев породы-коллекторы заключены в слабопроницаемые породы, которые на определенных этапах развития были нефтепродуцирующими, а затем стали выполнять роль покрышек. Примерами РНГК такого строения могут служить майкопская глинистая толща, включающая хадумский песчано-алевролитовый горизонт, к которому в пределах Ставропольского свода приурочены скопления газа, а также баженовская свита верхней юры Западной Сибири. Нефтепродуцирующей толщей в последней являлись битуминозные листоватые глинистые отложения с тонкими прослоями, линзочками или присыпками алевролитистых, кремнистых и карбонатных разностей пород. Высокое содержание органики, благоприятные геохимические и палеотектонические условия вызвали процессы генерации нефти, которая накапливалась в микротрещинах и по плоскости наслонения.

Породы баженовской свиты различаются по степени и характеру трещиноватости. Почти повсеместно в них наблюдаются горизонтальные микротрещины, которые протягиваются вдоль дизъюнктивных нарушений, а также вертикальные трещины и стилолитовые швы.

Примечание. К аналогичному типу РНГК относится формация спрабери в Пермской впадине США.

Нефтегазоматеринские и нефтегазопродуцирующие толщи. Распределение зон нефтегазоаккумуляции, их масштабы, физический и химический состав приуроченных к ним УВ в значительной степени определяются особенностями формирования отложений, в которых происходит накопление ОВ (потенциально нефтегазоматеринских отложений), и условиями, при которых они становятся нефте- и газопродуцирующими.

Примечание. Эволюция взглядов на ус-

ловия образования нефтегазоматеринских и нефтегазопродуцирующих толщ рассмотрена в гл. 3.

К нефтегазоматеринским и нефтегазопродуцирующим породам относят нередко только пелитовые (глинистые) отложения. Однако процессы нефтеобразования могут протекать также и в карбонатных отложениях (В. П. Батурин, В. Б. Татарский, А. А. Бакиров и др.). Вероятно, более правильно рассматривать в качестве нефте- и газоматеринской не какую-либо толщу сравнительно однородных глинистых или карбонатных образований, а целый литолого-фациальный комплекс отложений, в строении которых могут участвовать породы различного литологического состава (А. А. Бакиров, В. В. Вебер, В. А. Соколов, М. Ф. Мирчинк, М. М. Чарыгин и др.).

При всем разнообразии состава и литолого-фациальных условий накопления нефтегазоматеринских отложений *общими объединяющими диагностическими их особенностями являются:* 1) накопление в субаквальной среде с анаэробной обстановкой; 2) накопление на фоне относительно устойчивого погружения бассейна седиментации в течение рассматриваемого отрезка геологического времени; 3) наличие в этих отложениях признаков возникновения и развития процессов нефтегазообразования, что может проявляться в относительно повышенном содержании УВ нефтяного ряда в битумной части ОВ, содержащегося в породах.

Указанные особенности являются основными критериями при прогнозировании пространственного размещения РНГК в пределах исследуемых территорий.

Коллекторы. Одной из составных частей РНГК являются коллекторы нефти и газа. Под ними понимаются горные породы, способные вмещать и отдавать нефть и газ при разработке их залежей. Нефтегазосодержащие породы — коллекторы — представляют собой целостную систему, характеризующуюся своими структурными и генетическими связями как внутри системы, так и с внешней средой.

Целью системного анализа является

выяснение зависимости формирования коллекторов и их коллекторских свойств от состава пород источников сноса; расстояния до источников сноса, условий среды седиментации, климата, типа транспортирующих агентов, режима тектонических движений, глубины захоронения, геохимических, гидрогеологических, гидрохимических и термобарических факторов, влияющих на коллекторские свойства пород.

По условиям образования коллекторы могут быть породами осадочного, магматического и метаморфического происхождения. При этом абсолютное большинство известных местоскоплений нефти и газа связано с осадочными коллекторами. Реже залежи УВ приурочены к отложениям магматического или метаморфического генезиса. Например, известны залежи нефти в серпентинитах в США (Литтон-Спрингс) и Кубе (Бакурао) и др., в зоне выветривания гранитов в США (Панхендл) и гранитогнейсовых пород в Ливии (Ауджила), в выветрелой части кристаллических пород в Шаймском районе Западной Сибири и др. Следует отметить, что во всех случаях кристаллические или метаморфические породы, содержащие залежи нефти, контактируют с породами осадочного происхождения, регионально нефтегазоносными в пределах рассматриваемых территорий.

Породы любого генезиса могут стать коллектором для нефти и газа, если они обладают хорошими коллекторскими свойствами (пористостью и проницаемостью). Под *общей пористостью* коллектора понимается наличие всех пор, пустот и трещин в породе. Однако движение флюидов может происходить только по системе взаимосвязанных пор. В связи с этим под *открытой пористостью* понимается объем открытых, связанных между собой пор. Кроме того, выделяется *эффективная пористость*, которая меньше открытой пористости на объем связанной (остаточной) воды в коллекторе. Указанные значения пористости оцениваются соответствующими коэффициентами, равными отношению объемов пустотного пространства (полного, открытого или эффективного) к объему всей породы, вы-

ражаемому в процентах или долях единицы.

Пористость коллекторов обусловлена наличием пор различного размера или трещин. Выделяются макропоры (> 1 мм) и микропоры (< 1 мм). Среди последних различают сверхкапиллярные ($1-0,5$ мм), капиллярные ($0,5-0,0002$ мм) и субкапиллярные ($< 0,0002$ мм) поры. Породы, обладающие субкапиллярными порами, для нефти практически непроницаемы. К таким породам обычно относятся глины.

Проницаемость — способность горных пород пропускать сквозь себя жидкость (нефть, воду) или газ. Коэффициент проницаемости выражается в единицах дарси (мД) или в мкм^2 (в СИ). Наиболее высокой проницаемостью обладают хорошо отсортированные пески, песчаники, алевролиты, трещиноватые известняки и доломиты.

По характеру пористости и проницаемости коллекторы подразделяются на гранулярные, трещинные, каверновые и смешанные (порово-трещинные, порово-каверново-трещинные и др.). *Гранулярные* коллекторы — песчано-алевролитовые породы, обладающие межгранулярной пористостью и проницаемостью, а также известняки и доломиты с межоолитовой пористостью. *Трещинные* коллекторы — известняки, доломиты, плотные песчаники, глинистые сланцы, а также кристаллические и метаморфические породы. *Каверновые* коллекторы связаны с карбонатными породами, которые легко подвергаются выщелачиванию при движении, по ним минерализованных пластовых и трещинных вод, что приводит к образованию крупных пор (каверн), а также карстовых пустот. Нередко встречаются коллекторы *смешанного типа*, где пористость и проницаемость обусловлены сочетанием различных факторов (наличием пор и трещин, пор, каверн и трещин и т. д.).

По литологическому составу коллекторы подразделяются на четыре группы: 1) песчано-алевролитовые (пески, песчаники, алевролиты); 2) карбонатные (известняки, доломиты); 3) глинистые (трещиноватые); 4) кристаллические и метаморфические

(трещиноватые). Наиболее распространены коллекторы первых двух групп. Так, с песчано-алевролитовыми коллекторами мелового возраста связаны известные местоскопления в Западной Сибири (Самотлорское, Уренгойское, Медвежье, Губкинское и др.), юрского и мелового возраста Туранской плиты (Газлинское, Жетыбайское, Узеньское, Шатлыкское и др.). С песчано-алевролитовыми и карбонатными коллекторами девонского, каменноугольного и пермского возраста связаны местоскопления нефти и газа в Урало-Поволжье и Коми АССР (Ромашкинское, Оренбургское, Кулешовское, Арланское, Усинское, Пашнинское, Возейское и др.).

Необычный тип коллектора (глинистый) обнаружен в баженовской свите (Лз) Западной Сибири.

С целью всестороннего изучения коллекторов нефти и газа рядом исследователей были предложены классификации коллекторов. Так, для терригенных коллекторов известны классификации П. П. Авдусина и М. А. Цветковой (1943), Г. И. Теодоровича (1943), Ф. А. Требина (1945), И. А. Конюхова (1961), А. А. Ханина (1965). Наиболее широко используется классификация А. А. Ханина, согласно которой выделяется шесть классов коллекторов, различающихся по проницаемости и пористости. Так, в I и II классы входят коллекторы с проницаемостью соответственно более 1 и 0,5—0,1 мкм² и имеющие высокую эффективную пористость (в песчаниках 16—20%, в алевролитах 21—29%).

Хорошими коллекторами считаются песчаники и алевролиты, имеющие пористость 15—26% и проницаемость 0,1—0,5 мкм² (III класс). Для коллекторов с пониженными и низкими свойствами (IV и V классы) значения пористости находятся в пределах 0,5—20,5% и проницаемости — 0,1—0,01 км и 0,01—0,001 мкм². Породы, имеющие проницаемость ниже 0,001 мкм² (<1 мД), не имеют промышленного значения (VI класс).

Для карбонатных коллекторов также разработаны классификации (Е. М. Смеховым и др., 1962). Наиболее пол-

ную классификацию коллекторов привел М. К. Калинин (1957). В зависимости от структуры и генезиса пустот и факторов, влияющих на емкость и фильтрационные свойства пород, он разделил все коллекторы на три большие группы: межзерновые, межагрегатные и смешанные. Внутри группы межзерновых коллекторов выделение типов произведено по составу вещества, заполняющего межзерновые пространства и степени заполнения. Группа межагрегатных коллекторов подразделена на две подгруппы: порово-каверновые и трещинные коллекторы.

Среди порово-каверновых коллекторов выделяются коллекторы с первичной и вторичной пористостью и техносолюционные, образующиеся в результате кислотной обработки скважин. В подгруппе трещинных коллекторов выделяется семь типов коллекторов, различающихся по генезису.

Классификация коллекторов в зависимости от условий аккумуляции углеводородов, литологического состава пород и условий фильтрации предложена Е. М. Смеховым, Л. П. Гмид и С. Р. Леви.

В последние годы в связи с освоением глубоководных продуктивных горизонтов изучается вопрос о возможности обнаружения хороших коллекторов нефти и газа на большой глубине (> 6 км).

Для большинства гранулярных коллекторов установлено увеличение плотности и уменьшение пористости с увеличением глубины их залегания под влиянием геостатической нагрузки. Однако по ряду глубоких скважин (Биикжальская, Аралсорская в Прикаспии, Шевченковская на Украине и др.) на большой глубине выявлены не только карбонатные трещинные, но и терригенные гранулярные коллекторы с хорошими и удовлетворительными свойствами.

Сохранение хороших емкостных и фильтрационных свойств коллекторов на большой глубине объясняется образованием вторичной пористости за счет растворения хемогенного цемента, развитием макро- и микротрещиноватости, перекристаллизацией и доломитизаци-

ей известняков и формированием в них каверновых полостей, воздействием агрессивных горячих вод, насыщенных углекислотой и др.

О наличии благоприятных коллекторов в глубокопогруженных горизонтах свидетельствуют данные о получении высоких дебитов нефти и газа с глубин ~4,5—6 км. Так, в Примексиканской мегасинеклизе из отложений юрского возраста с глубины 4715 м из скважины Ланд-1 (штат Флорида, местоскопление Джей) получены притоки нефти дебитом 211 т/сут и газа 61 м³/сут, а из скважины Амерада-1 (штат Луизиана) из миоценовых отложений — притоки нефти дебитом 179 т/сут и газа 62 м³/сут. Во впадине Анадарко (США) из скважины 1 Нелл-Федерал с глубины 5333—5339 м из карбонатов силура — девона получен свободный дебит газа 1,9 млн. м³/сут. В СССР также в ряде сверхглубоких скважин получены высокие дебиты УВ. Так, в скважине Булла-море (в Южно-Каспийской впадине) с глубины 5636—5628 м был получен приток газа в 1 млн. м³/сут и конденсата 250 т/сут*.

Флюидоупоры-покрышки. Формирование и сохранность скоплений нефти и газа в коллекторах возможны лишь при наличии над коллекторами слабопроницаемых или практически непроницаемых толщ, называемых *покрышками*. Их значение в формировании и сохранности скоплений УВ отмечалось в трудах многих геологов (И. М. Губкин, 1937, М. Ф. Мирчинк, 1946, И. О. Брод, 1951, А. А. Ханин, 1968, Э. А. Бакиров, 1970, А. М. Акрамходжаев, 1977, и др.). К покрышкам относятся породы, которые при существующих в земной коре перепадах давлений между пластами способны удерживать нефть и газ в коллекторе. Основное свойство покрышек — их экранирующая и удерживающая способность. Покрышки в зависимости от литологического состава, физико-химических и физико-механи-

ческих свойств могут обладать различной экранирующей способностью.

Как установлено рядом исследователей, мощность покрышек не является определяющим показателем при характеристике их удерживающих свойств. В различных районах и на разных глубинах минимальные мощности слабопроницаемых пород, удерживающих залежь, различны и зависят от литологического состава, строения покрышек и физических свойств слагающих их пород.

А. А. Ханиным (1968) предложена оценочная классификация покрышек по их экранирующей способности. На основе анализа фильтрационных свойств пород им установлена зависимость между максимальным диаметром пор, проницаемостью породы и давлением прорыва газа. Эти зависимости показывают, что при одной и той же мощности покрышек, но при различной структуре порового пространства экранирующая способность их может быть разной. В свою очередь, изменение структуры порового пространства пород зависит от многих факторов: литологического и минералогического состава пород, плотности, степени неоднородности, глубины залегания и др.

Одновозрастные глинистые покрышки одного и того же литологического состава, перекрывающие одни и те же продуктивные горизонты, но залегающие на разных гипсометрических отметках, также имеют различную плотность и проницаемость. Так, по данным А. А. Ханина, в наиболее приподнятом Каганском блоке Бухарской ступени (Туранской плиты) плотность покрышки IX горизонта сеномана равна 2,05 г/см², а в Бешкентском прогибе — 2,32 г/см². Проницаемость этой же покрышки на Каганском блоке ~0,1 мД (10⁻⁴ мкм²), а в Бешкентском прогибе ~0,0001 мД (Ю⁻⁷ мкм²), т. е. уменьшается на три порядка.

Удерживающая способность покрышки зависит от ее строения, т. е. степени однородности или расслоенности. Как было показано Э. А. Бакировым (1969) на примере нижнеальбской покрышки и связанных с ней залежей Каракумского свода, сохранность

* См.: Ализаде А. А., Салаев С. Г., Алиев А. М. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. Баку, 1985.

скоплений газа зависит от **коэффициента расслоенности K** , представляющего собой отношение мощности расслаивающих покрывку проницаемых пород к суммарной мощности всей покрывки. Установлено, что при $K = 0,4$ покрывка полностью удерживает всю залежь газа, при $K = 0,4-0,6$ удерживается 50—80% запасов газа, а при $K > 0,6$ весь газ мигрирует выше покрывки, т. е. в этом случае покрывка полностью утрачивает удерживающие способности. В других районах критические значения коэффициента расслоенности покрывок, при которых они утрачивают свою удерживающую способность, будут другими.

Группа неоднородных покрывок, сложенных породами двух (или более) литологических разностей, подразделяется на две подгруппы: неоднородные в массе (смешанные) и расслоенные. **K** первой подгруппе относятся покрывки, состоящие из пород различного литологического состава, не имеющие четко выраженной слоистости (например, песчано-глинистые, глинисто-карбонатные, галогенно-терригенные), ко второй — расслоенные. Степень неоднородности характеризуется **коэффициентом неоднородности Π_{Σ}** , $\Pi_{\Sigma} = V_{\Sigma}/V$, где

— суммарный объем примесей, содержащихся в определенном объеме покрывки **V** . Увеличение коэффициента неоднородности в одних случаях ухудшает удерживающую способность покрывки (например, при наличии песчанистого материала в глинах или солях), а в других, наоборот, повышает эту способность (например, при наличии глинистых известняков, которые как правило, обладают лучшими экранирующими свойствами, чем чистые известняки).

Э. А. Бакировым предложена (1969) классификация покрывок, составленная с учетом масштаба их распространения по площади и положения в разрезе, литологического состава, строения и удерживающей способности (табл. 5.2).

По площади распространения выделены четыре класса покрывок: региональные, субрегиональные, зональные и локальные; по соотноше-

Т а б л и ц а 5.2. Классификация слабопроницаемых пород-покрывок
(по Э. А. Бакирову, 1969)

Подразделение покрывок		Признаки подразделения	
По площади распространения			
Класс		Распространение	
Региональные		В пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части	
Субрегиональные		В пределах нефтегазоносной области или большей ее части	
Зональные		В пределах зоны или района нефтегазоакпления	
Локальные		В пределах отдельных местоскоплений	
По литологическому составу			
Одно- родные	Глинистые Галогенные Карбонатные	Состоят из пород одного литологического состава	
Неод- нород- ные	Смешанные (песчано-глинистые, глинисто-карбонатные, терригенно-галогенные и т. д.)	Состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости	
	Расслоенные	Состоят из чередующихся слоев различных литологических разностей пород	
По экранирующей способности*			
Г руппа	Экранирующая способ- ность	Абсолютная проницаемость по газу	
		Давление прорыва газа	
		мД/ат	м ² /МПа
А	Весьма высокая	10 ⁻⁶ /120	<10 ⁻²⁷ > >12
В	Высокая	0— 	0— 
С	Средняя	10-755	0— 
О	Понижен- ная	10 ⁻³ /33	0— 
Е	Низкая	10~7<5	10 *7<0,5

* Подразделение по А. А. Ханину.

нию с этажами нефтегазоносности — межэтажные и внутриэтажные.

По литологическому составу их подразделяют на однородные и неоднородные. Однородные, в свою очередь, могут быть глинистыми, галогенными, карбонатными, т. е. состоять из пород какого-то одного литологического состава. Неоднородные покровы могут быть смешанными (песчано-глинистыми, глинисто-карбонатными, терригенно-галогенными и т. д.) и расслоенными. Последние состоят из прослоев различных литологических разностей.

По экранирующей способности (классификация по А. А. Ханину, 1969) покровы делятся на пять классов: весьма высокой, высокой, средней, пониженной и низкой экранирующей способности.

Наиболее надежными являются соленосные и глинистые покровы. Покровы могут служить мергели, глинистые и окремненные известняки, глинистые сланцы, плотные аргиллиты, гипсы. Однако указанные разности могут быть трещиноватыми, и тогда они теряют свои удерживающие свойства и становятся коллекторами.

Типичные примеры глинистых региональных покровов — альбские и туронские глины Северного Предкавказья и Туранской плиты. Галогенной региональной покровной является соленосная толща кунгурского яруса в Прикаспийской, Волго-Уральской и Предуральской нефтегазоносных провинциях.

Субрегиональные галогенные покровы верхнеюрского возраста развиты в Восточно-Кубанском прогибе в Предкавказье, Амударьинской синеклизе Туранской плиты; кембрийского возраста (усольская свита) — в Восточной Сибири.

Изучение слабопроницаемых пород покровов дает возможность более полно выявить закономерности формирования и размещения скоплений нефти и газа в земной коре, что будет способствовать повышению эффективности поисково-разведочных работ.

В заключение следует отметить, что при оценке прогнозных ресурсов того

или иного региона некоторые исследователи рассматривают природные резервуары, включающие толщи коллекторов и флюидоупоров (покрышек), и оценивают их потенциальные ресурсы оторванно от потенциально нефтегазопродуцирующих толщ в составе исследуемого литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных формаций.

Такой односторонний упрощенный подход к прогнозированию нефтегазоносности разреза осадочных образований не может обеспечить достоверный прогноз зон нефтегазоаккумуляции. Нефтегазопродуцирующий потенциал того или иного литолого-стратиграфического комплекса меняется даже в пределах одного и того же регионального структурного элемента в зависимости от изменений режима тектонических движений и фациальных условий накопления осадков в пространстве в течение одного и того же отрезка времени геологической истории. Поэтому, чтобы научно прогнозировать зоны нефтегазоаккумуляции в разрезе, необходимо анализировать потенциальные возможности регионально нефтегазоносных комплексов в целом, включая коллекторы, флюидоупоры и нефтегазопродуцирующие толщи в тесной их взаимосвязи.

§ 5.5. Зональность в размещении скоплений углеводородов в различном фазовом состоянии

При прогнозировании нефтегазоносности недр необходимо учитывать возможную зональность в размещении скоплений УВ в различном фазовом состоянии.

В литературе по нефтегеологии рассматривается в основном глубинная вертикальная зональность. Однако зональность в размещении УВ в литосфере в различном фазовом состоянии проявляется и в других видах.

А. А. Бакиров (1973) выделил следующие виды зональности по фазовому состоянию УВ: глубинную вертикальную, геоструктурную и литолого-фациальную.

Глубинная зональность. Впервые глубинная зональность в размещении

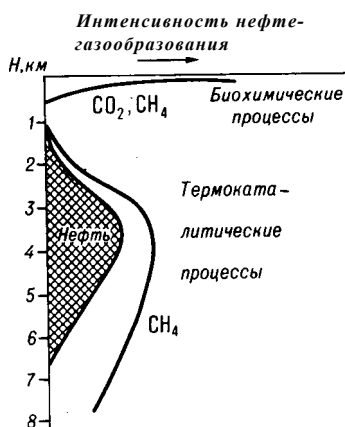


Рис. 5.10. Общая схема глубинной зональности образования углеводородов в осадочных породах (по В. А. Соколову):

H — глубина погружения

УВ в различном фазовом состоянии была рассмотрена В. А. Соколовым (1948). Он выделил в толще осадочных образований четыре зоны, характеризующиеся определенными процессами, обуславливающими превращение ОВ и образование различных по фазовому состоянию УВ:

I зона — при глубине погружения отложений до 50 м происходят лишь биохимические процессы преобразования ОВ, захороняемого в осадке;

II зона — при глубине погружения отложений 50—1000 м биохимическое воздействие на ОВ постепенно прекращается и сменяется процессами гидрогенизации и термокатализа;

III зона — при глубине погружения отложений 1000—6000 м активно развиваются процессы гидрогенизации и термокаталитических превращений захороняемого в осадке ОВ, в результате **чего образуются УВ нефти и газа;**

IV зона — при глубине погружения отложений более 6000 м, где температура достигает 200 °С и выше, образуется в основном метан (рис. 5.10).

Позднее (1967) В. А. Соколов выделил биохимическую и термокаталитическую генетические зоны, подразделив каждую из них на верхнюю, среднюю и нижнюю подзоны. По его заключению, скопления нефти могут распространяться лишь до глубины 5—6 км, а

глубже могут быть обнаружены только газовые скопления.

Глубинную зональность рассматривали многие советские и зарубежные авторы: А. М. Акрамходжаев, И. И. Аммосов, А. А. Бакиров, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, В. С. Вышемирский, Н. А. Еременко, Д. В. Жаб-реву, А. Я. Креме, С. П. Максимов, С. Г. Неручев, В. Ф. Раабен, О. А. Радченко, А. А. Трофимук, В. А. Успенский, У. Коломбо, Г. Хадсен, Д. Хант, С. Шарф, К. Ландес, Б. Тиссо и др.

В большинстве опубликованных работ зональное размещение УВ в разрезе литосферы в различном фазовом состоянии рассматривается исходя из тех или иных представлений о стадиях преобразования ОВ по мере погружения вмещающих осадочных образований в тесной связи с изменениями температуры.

Начиная с 60-х годов некоторые исследователи при рассмотрении зональности выделяют так называемые главные фазы нефте- и газообразования. И. И. Аммосов в 1961 г. впервые выделил «зону главной нефтеносности». По И. И. Аммосову, нефтеносность разреза осадочных образований зависит от стадии их изменений, которая определяется по отражательной способности витринита. Зону главной нефтеносности он приурочил к интервалам глубин, характеризующимся образованием от бурых до жирных углей включительно. При этом И. И. Аммосов отмечал, что «... изменения осадочных пород следует объяснять не глубиной залегания, а величинами палеотемператур и палеодавлений, при которых происходят эти изменения. Поэтому глубину не следует принимать как границу процессов диагенеза, катагенеза и метагенеза»*.

В 1963 г. В. С. Вышемирский предложил связывать зоны нефте- и газообразования со стадиями (этапами) углефикации органического вещества. В 1966 г. К. Ландес разработал шкалу вертикальной зональности генерации и аккумуляции углеводородов в различном фазовом состоянии

* Аммосов И. И. Литофация и нефтеносность // В. кн.: Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. М., 1967.

в зависимости от глубины их залегания. В 1967 г. Н. Б. Вассоевич и Ю. И. Корчагина выделили так называемую главную фазу нефтеобразования.

По Н. Б. Вассоевичу, зональность и интенсивность течения процессов преобразования захороняемого в осадке органического вещества в нефтяные углеводороды контролируется стадиями литогенеза. При этом нефть образуется в стадии среднего катагенеза в результате термокаталитических и термических преобразований. Эту стадию, характеризующуюся интенсивным образованием рассеянных в породах УВ и началом первичной эмиграции их в коллекторы, Н. Б. Вассоевич назвал *главной фазой нефтеобразования* (ГФН).

Факторами, контролирующими границы распространения ГФН в разрезе осадочных образований, Н. Б. Вассоевич назвал температуру и глубину погружения нефтегенерирующих толщ, считая, что ГФН начинает развиваться в зоне на глубине более 1,5 км, часто более 2—2,5 км, где температура достигает 70—115 °С. Нижнюю границу ГФН он определил вначале на глубине около 4 км, а позже — около 7 км, т. е. опустил до глубины, указанной ранее в схеме В. А. Соколова. Однако верхние и нижние границы интервалов глубин распространения ГФН в разрезе осадочных образований отдельными авторами выделяются неоднозначно. По-разному выделяется, кроме ГФН, также главная фаза газообразования (ГФГ): одними — гипсометрически выше ГФН, другими — ниже ГФН.

Вопрос о выделении ГФН и ГФГ и интервалах глубин их размещения в разрезе осадочных образований критически рассмотрен в работах Ф. А. Алексеева, А. А. Ализаде, А. А. Бакирова, Э. А. Бакирова, Н. А. Еременко, В. В. Вебера, И. В. Высоцкого, В. И. Горшковой, С. П. Максимова, З. А. Табасаранского и др.

Как было показано А. А. Бакировым в докладах на Всесоюзных геологических совещаниях в Ташкенте (1973) и Ашхабаде (1974), выделение в разрезе осадочных образований ГФН и ГФГ с постулированием верхней и ниж-

ней границ их размещения в разрезе исходя только лишь из температурных и глубинных параметров, устанавливаемых в современном структурном плане, и попытка придать этим параметрам универсальное значение ошибочны и не могут быть положены в основу прогнозирования нефтегазоносности недр по следующим причинам.

Установление универсальных параметров верхних границ не соответствует фактической картине размещения зон нефте- и газонакопления в разрезе литосферы на всех континентах Земли. Каково же фактическое размещение зон нефте- и газонакопления в разрезе литосферы по глубинам?

В нефтегеологической литературе опубликован ряд работ, в которых показано фактическое распределение выявленных суммарных запасов нефти и газа зарубежных стран по интервалам глубин как в целом, так и по отдельным странам. Так, по данным А. А. Бакирова, из выявленных начальных геологических запасов нефти и газа крупных, крупнейших и гигантских местоскоплений зарубежных стран, содержащих около 70% выявленных на всех континентах суммарных их запасов (без социалистических стран), к интервалам глубин до 1000 м приурочено запасов нефти 6,4 % и газа 5,6 %; к интервалам глубин 1000—2000 м — соответственно 52 и 54 %; к интервалам глубин 2000—4000 м — 41 и 40% и к интервалам глубин более 4000 м — 0,6 и 0,4 % (рис. 5.11). По данным И. В. Высоцкого, Н. А. Калинина и др. (рис. 5.12), на территории Северной Америки (США и Канада) из суммарных доказанных (на начало 1974 г.) запасов нефти и газа к интервалам глубин до 1000 м приурочены 28 % нефти и 27 % газа; к интервалам глубин 1000—3000 м — соответственно 59 и 42 %; к интервалам глубин 3000—5000 м — 11 и 25 %.

Из выявленных на территориях США и Канады запасов тяжелой нефти и битумов (Атабаска, Пис-Ривер и др.) в объеме свыше

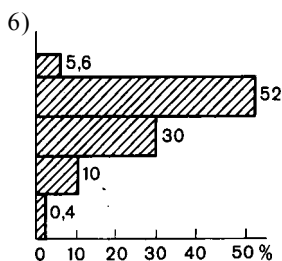
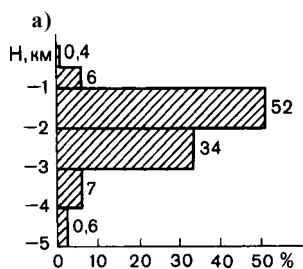


Рис. 5.11. Распределение выявленных запасов нефти (а) и газа (б) по глубинам в крупных, крупнейших и гигантских месторождениях зарубежных стран (по А. А. Бакирову)

100 млрд. т около 60 % залегают на глубинах 200—1200 м.

По данным У. Д. Дицмана, 17 100 разрабатываемых залежей нефти и газа США распределяются по интервалам глубин следующим образом: до глубины 600 м — 9,7 %; до глубины 600—1200 м — 27,3 %; до глубины 1200—1800 м — 28,6 %; до глубины — 1800—2400 м — 18,4 % и ниже 2400 м — всего 16 % залежей.

Приведенные фактические данные показывают, что соотношения объемов нефти и газа по глубинам их распределения в разрезе весьма близки и никаких дифференцированных главных зон преимущественно нефте-или газо-накопления до глубин 5000 м не наблюдается.

По данным И. П. Жабрева и В. И. Ермакова (1978), из разведанных запасов газа СССР к глубинам до 1000 м приурочено 9,6 %, к глубинам 1000—3000 м — 87,7 % и к глубинам более 3000 м — 2,7 %. Таким образом, преобладающая часть (87,7%) разведанных запасов газа приурочена к тем же интервалам глубин (1000—3000 м), что и разведанные запасы нефти всех капиталистических и развивающихся стран в целом. Следовательно, данные

показывают, что зональной дифференциации по глубинам залегания основных запасов газа в разрезе также не наблюдается.

Характер распределения суммарных запасов нефти и газа по интервалам глубин от 1000 до 5000 м весьма сходен, и, следовательно, в фактическом распределении выявленных запасов нефти и газа в разрезе осадочных образований в указанных интервалах глубин никаких самостоятельных главных зон нефте- и газообразования в природе фактически не наблюдается.

Как показывает анализ глубин распространения нижних порогов (границ) скоплений нефти и газа в разрезе осадочных образований, они колеблются в широких пределах, если сравнивать молодые и древние платформы, переходные и складчатые территории, а также геологический возраст отложений.

Сказанное подтверждается фактическими данными, опубликованными Э. В. Чайковской, В. Ф. Раабеном и М. С. Моделевским, согласно которым нижняя граница залегания более или менее значительных скоплений нефти достигает глубин (в среднем):

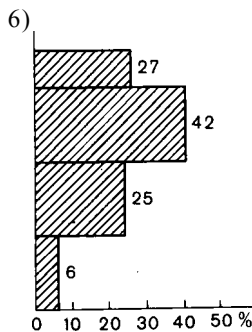
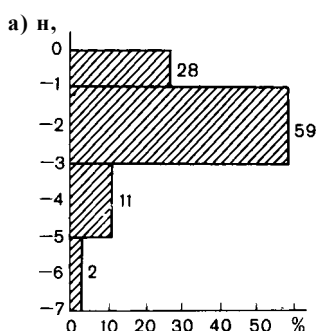


Рис. 5.12. Распределение суммарных доказанных запасов нефти (а) и газа (б) по глубинам на территории Северной Америки (по И. В. Высоцкому, И. А. Калинину, Ю. А. Кузнецову, М. С. Моделевскому)

в палеозойских отложениях древних платформ — порядка 4—4,5 км; в мезозойских отложениях молодых эпипалеозойских платформ — порядка 5,5—6 км; в кайнозойских отложениях переходных и складчатых территорий — 6,5—7 км. На большей глубине обнаруживаются преимущественно скопления газоконденсата и газа.

Таким образом, зоны распространения генерации и аккумуляции нефти и газа в разрезе литосферы в различных геологических условиях древних и молодых платформ, складчатых территорий приурочены к различным глубинам.

Нередко на одинаковых или близких температурных уровнях и глубинах в одних областях размещены зоны нефтегазонакопления, а в других — газонакопления. Или же в одних областях в интервалах глубин 1—5 км находятся преимущественно зоны нефтенакопления, например в некоторых межгорных впадинах Скалистых гор США, а в других — преимущественно зоны Газонакопления, например в Паннонской провинции (Италия).

Сравнивая приведенные выше фактические данные, можно сделать следующие выводы.

1. Из выявленных на территориях зарубежных стран запасов нефти, разведанных на всех континентах Земли (без СССР и социалистических стран), абсолютно большая часть приурочена к интервалам глубин 2000—2500 м, т. е. находится гипсометрически выше регламентируемой Н. Б. Вассоевичем верхней границы (верхнего порога) ГФН.

2. В ряде нефтегазоносных провинций США и Канады обнаружены колоссальные запасы тяжелой нефти и битумов — более 100 млрд. т. (Атабаска, Пис-Ривер и др.) в отложениях, залегающих на глубинах 300—1000 м, которые в ходе геологической истории этих регионов никогда не погружались на глубину более 1000—1500 м, т. е. не попадали в главную зону нефтеобразования.

3. Во многих нефтегазоносных провинциях мира до глубины 5000 м отмечаются одинаковые соотношения рас-

пределения выявленных запасов нефти и газа по отдельным интервалам глубин и близкие показатели концентрации основной их доли по тем же интервалам.

4. В пределах многих крупнейших и гигантских зон нефтегазонакопления Ближнего Востока с разведанными запасами, исчисляемыми миллиардами тонн, залежи нефти, сингенетичные по отношению к вмещающим их литологическим комплексам, установлены в интервале глубин 1000—1500 м, в том числе, например, на Большом Бургане в отложениях мела, на Киркуке в отложениях миоцен-олигоцена и верхнего мела, на Ага-Джари в отложениях миоцен-олигоцена и др.

5. Основным недостатком существующих схем ГФН и ГФГ является упрощенный подход авторов к их выделению с учетом температурных параметров и глубины залегания изучаемого разреза лишь в современном структурном плане, без всестороннего анализа всего комплекса факторов, обуславливающих развитие отдельных стадий процесса нефте- и газообразования, и без рассмотрения изменчивости этих факторов во времени (геологическом) и пространстве.

Сравнительное рассмотрение палеогеологических условий распространения регионально нефтегазоносных комплексов в геологических провинциях всех континентов Земли показывает, что интервалы глубин интенсивного развития процессов образования нефти и газа в различных геологических условиях неодинаковы.

Различное фазовое состояние (зональность) УВ в разрезе осадочных образований теснейшим образом зависит не только от возрастания температур при погружении нефтегазопроизводящих толщ на глубины свыше 1500—2500 м, но и от совокупности целого комплекса факторов:

состава исходного нефтегазоматеринского ОВ, сапропелевого, гумусового или же смешанного гумусово-сапропелевого типа;

палеогеографических, литолого-фациальных и палеогеохимических

условий накопления и захоронения исходного ОВ в осадке;

характера и степени метаморфизма исходного нефтегазоматеринского ОВ еще в стадии диагенеза;

палеотектонических условий бассейна седиментации, т. е. направленности и режима тектонических движений, в том числе устойчивости, амплитуды и скорости погружения исследуемой части бассейна седиментации в течение исследуемого отрезка времени и в последующие периоды геологической истории;

палеогеотермического градиента, а также условий распространения ареалов различной интенсивности теплового потока в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории;

геологической продолжительности нахождения УВ после их образования в определенных термодинамических условиях;

условий миграции жидких и газообразных УВ, в том числе от наличия и особенностей распространения практически газонепроницаемых толщ пород-покрышек над нефтегазопroduцирующим комплексом;

палеогидрогеологических условий бассейна седиментации.

Следовательно, зональность размещения в литосфере зон генерации и аккумуляции нефти и газа имеет многосторонние связи.

В зависимости от того или иного сочетания перечисленных выше палеогеологических, палеогеографических, палеогеохимических и палеогеофизических факторов абсолютные значения глубин интенсивного нефте- или газообразования, а также фазовое состояние (зональность) УВ в разрезе осадочных образований в отдельных областях платформенных и складчатых территорий могут колебаться в очень широких пределах.

При прочих равных условиях палеотемпературы, а следовательно, и глубины, при которых может происходить интенсивное нефте- или газообразование из захороняемого в осадке ОВ в складчатых и платформенных областях, будут неодинаковыми. В гео-

синклинальных областях в фазы активизации складкообразовательных движений на развитие и интенсивность процессов преобразования ОВ в направлении нефтегазообразования может существенно влиять и динамометаморфизм, что соответственно скажется и на термодинамических условиях, а следовательно, и на глубинах активизации нефтеобразования.

Существенно различны геотермические градиенты древних докембрийских и молодых эпигерцинских платформ. Кроме того, в зависимости от режима колебательных движений в течение рассматриваемого отрезка геологического времени на платформенных территориях температуры, а следовательно, и глубины активизации нефтеобразования в различных литолого-стратиграфических комплексах при прочих равных условиях могут колебаться в широких пределах. Значительно они будут отличаться в областях, испытавших во время накопления ОВ и в последующие периоды устойчивое и сравнительно быстрое (в геологическом смысле) прогибание по сравнению с областями, характеризующимися после накопления потенциально нефтегазоматеринских отложений относительно медленным прогибанием на фоне неоднократного чередования нисходящих и восходящих движений (А. А. Бакиров, 1973, 1975).

Попытки придать величинам верхнего порога температуры и глубины нахождения в разрезе ГФН и ГФГ всеобщее, т. е. универсальное, значение могут привести к существенным ошибкам при прогнозе перспектив открытия скоплений нефти и газа в различных частях разреза осадочных образований.

Из изложенного выше следует, что в литосфере глубинная зональность размещения генетических зон генерации и аккумуляции УВ в различном фазовом состоянии (нефть и газ) наблюдается во многих нефтегазоносных провинциях нашей планеты. Однако глубины размещения в разрезе зон генерации и аккумуляции преимущественно нефти и газа в различных геологических условиях платформенных и складчатых

территорий неодинаковы и имеют многосторонние связи и зависимости. Поэтому при прогнозировании зон развития процессов генерации УВ в различном фазовом состоянии в исследуемой части разреза осадочных образований недопустимо на основании лишь температурного фактора пытаться определить (по геотермическому градиенту) значение глубин погружения потенциально нефтегазоматеринских отложений, при которых они становятся нефтегазопродуцирующими.

Рассмотренные выше факторы, в совокупности контролирующие возникновение и развитие процессов генерации и аккумуляции нефти и газа, необходимо изучать в комплексе с учетом их взаимосвязей и изменчивости в пространстве и во времени в различных геологических условиях платформенных, переходных и складчатых территорий.

Геоструктурная зональность. В некоторых нефтегазоносных провинциях существует геоструктурная зональность в размещении скоплений УВ в различном фазовом состоянии, которая выражается в том, что зоны нефти и газонакопления бывают приурочены соответственно к определенным частям крупных геоструктурных элементов платформенных, переходных и складчатых территорий.

В пределах ряда предгорных впадин зоны преимущественно нефтенакпления тяготеют к внутренним пригосинклинальным бортам, а зоны преимущественно газонакопления — к внешним платформенным. Примерами такого зонального размещения могут служить, например, Предкарпатская (СССР) и Предаппалачская (США) предгорные впадины.

На рис. 5.13 изображена схема размещения зон преимущественно нефте- или газообразования в пределах Предкарпатской впадины. Из рисунка видно, что зона нефтеобразования расположена главным образом на геосинклинальном внутреннем борту впадины, а газообразования — на внешнем платформенном борту. Аналогичное зональное размещение наблюдается и в пределах Предаппалачской впадины

(рис. 5.14). Вместе с тем для нее характерно размещение зон нефтенакпления в более погруженных, в том числе центральных ее частях, а зон преимущественно газонакопления — в более приподнятых бортовых частях.

В некоторых предгорных впадинах например Оринокской в Венесуэле, наблюдается другой тип зональности. К приосевым частям впадины здесь приурочена зона распространения скоплений преимущественно легких нефтей, к которой со стороны бортовых частей впадины примыкает зона распространения скоплений преимущественно более тяжелых смолистых нефтей.

На платформенных территориях геоструктурная зональность наблюдается в пределах некоторых сводовых поднятий и сопряженных с ними внутripлатформенных впадин (например, в США — в пределах сводовых поднятий Цинциннати и Амарильо; в СССР — в Северном Предкавказье и др). К приподнятым частям названных сводовых поднятий тяготеют зоны преимущественно газонакопления, а к более погруженным их частям или бортам прилегающих к ним впадин — соответственно зоны нефтенакпления. Указанная геоструктурная зональность имеет место и в ряде других нефтегазоносных областей СССР и зарубежных стран.

В некоторых нефтегазоносных областях в пределах отдельных валоподобных поднятий и антиклинальных зон наблюдается зональное размещение местоскоплений нефти и газа. Залежи нефти бывают приурочены к локальным структурам, расположенным в более приподнятых частях указанных поднятий, а залежи газа — к структурам, расположенным гипсометрически ниже.

Ряд исследователей объясняют такое зональное размещение местоскоплений нефти и газа принципом дифференциального улавливания в процессе струйной миграции (В. П. Савченко, 1952; В. Гассоу, 1953; С. П. Максимов, 1953; С. Ф. Федоров, 1963, и др.). Некоторые из них, например В. Гассоу, придают этому принципу универсальное значение.

Сущность принципа дифференциального улавливания, по В. Гассоу, заключается в следующем. В процессе региональной миграции в недрах нефть и газ, встретив на пути соответствующую ловушку, согласно закону гра-

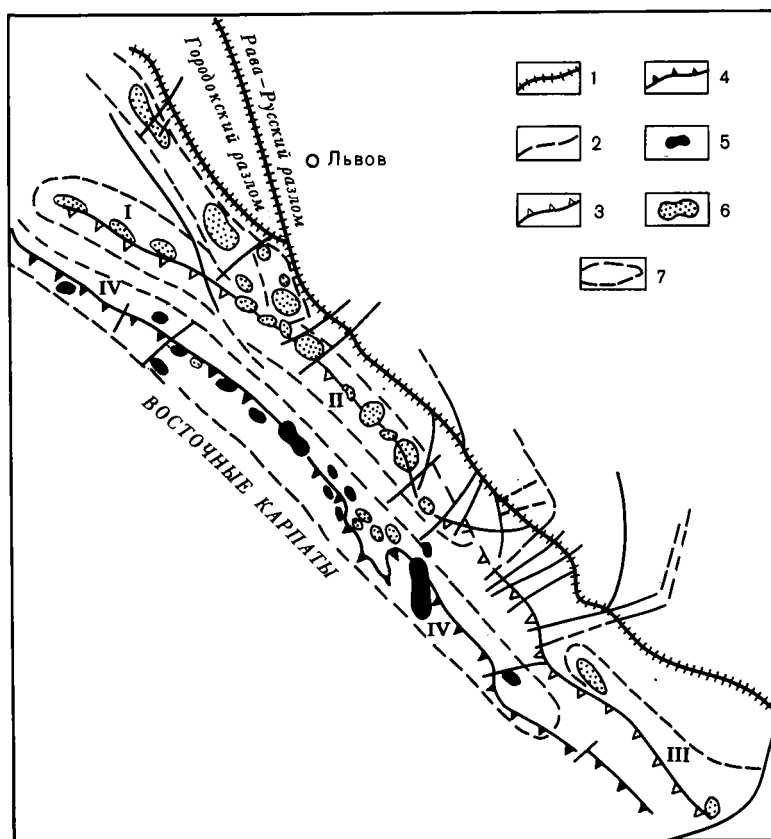


Рис. 5.13. Схема зонального размещения скоплений преимущественно нефти и газа в пределах Предкарпатской предгорной впадины: 1 — разломы; 2 — сбросы. Фронтальные линии надвигов: 3 — Стебникского; 4 — Берегового. Местоскопления: 5 — нефтяные и газонефтяные; 6 — газовые; 7 — зоны газонакопления и арал газонефтенакопления (I — Рудки-Любачувская; II — Дашавская; III — Косовская; IV — Бориславско-Покутский)

витации расслаиваются над поверхностью воды в соответствии с их плотностями. Если объем поступающей нефти или газа превышает объем ловушки, то после заполнения последней до «порога» нефть начинает перетекать вверх по восстанию слоев. Газ продолжает поступать в ловушку до тех пор, пока не вытеснит всю нефть в верхние структуры. Когда контакт «газ—нефть» достигнет «порога» и ловушка будет наполнена только газом, поступление дополнительного газа и вызовет перетекание его по восстанию пласта.

Как было показано А. А. Бакировым (1959, 1973), попытка объяснить пространственную структурную зональность таких скоплений повсюду принципом дифференциального улавливания противоречит имеющимся фактическим данным по многим нефтегазоносным областям СССР и зарубежных стран.

В отдельных нефтегазоносных областях (Альбертская впадина в Канаде, Месопотамская впадина в Иране, зоны рифогенных образований Предуральяского прогиба в СССР и др.) встречаются зоны региональных поднятий (валы на платформах и антиклинории в переходных и складчатых областях), локальные структуры которых в наиболее приподнятой части заняты водой, ниже по падению слоев — скоплениями нефти, а еще ниже — скоплениями газа. Но наряду с этим известны многочисленные зоны, где скопления нефти приурочены к структурам, расположенным гипсометрически ниже структур, содержащих преимущественно скопления газа. Наглядным примером такого размещения

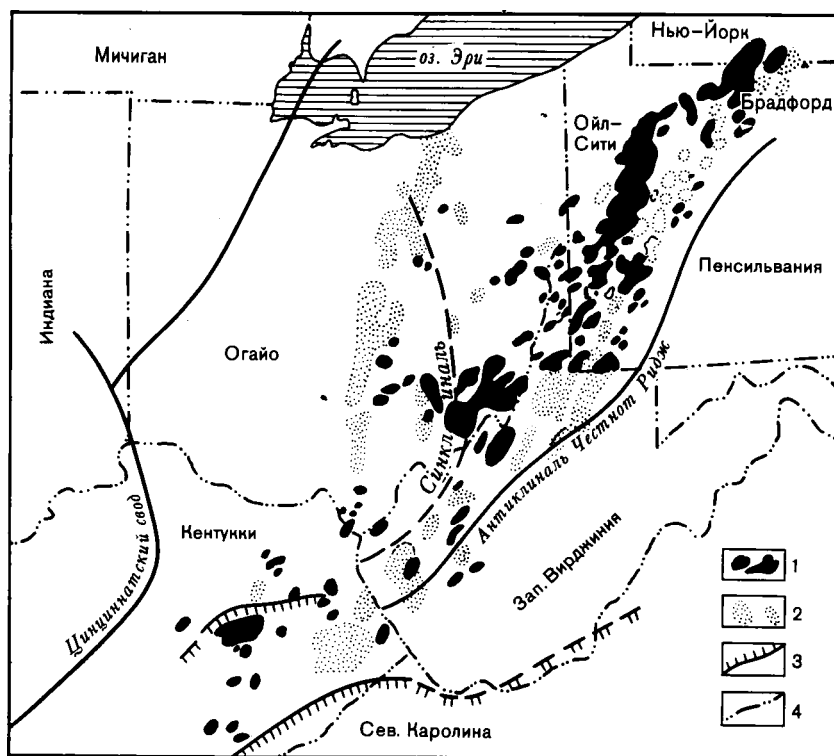


Рис. 5.14. Схема зонального размещения скоплений преимущественно нефти и газа в пределах Предаппалачской предгорной впадины:

/ — нефть; 2 — газ; 3 — надвиги и сбросы; 4 — границы штатов

скоплений УВ может служить богатейшая зона нефтегазонакопления, связанная с крупным региональным поднятием Амарильо (район Панхэндр). Для этой зоны характерно размещение богатейших газовых местоскоплений в присводовых, сравнительно наиболее приподнятых, частях поднятия, а нефтяных местоскоплений — на северо-восточном его склоне, обращенном в сторону впадины Амарильо (рис. 5.15). Принципу дифференциального улавливания жидких и газообразных углеводородов В. Гассоу не соответствует также структурно-гипсометрическое размещение зон преимущественно нефте- и газонакопления во многих других нефтегазоносных областях Северо-Американской платформы, в том числе в пределах Предаппалачской впадины, Цинциннатского свода, поднятия Сабин и др., где зоны преимущественно нефтенакпления расположены в более погруженных частях крупных структурных элементов, а

зоны преимущественно газонакопления — в более приподнятых их частях.

Сторонники принципа дифференциального улавливания нефти и газа обосновывают свои выводы, исходя из современных соотношений в условиях залегания нефти и газа в связанных между собой структурах, что с методической и теоретической позиций неверно. Они допускают стабильность сформировавшихся залежей нефти и газа в течение всей геологической истории данной области и не учитывают возможности существенных изменений первоначальных соотношений в распределении указанных скоплений в сопряженных структурах в связи с преобразованиями структурного плана исследуемой территории в течение более поздних геологических периодов.

Кроме того, установлена возможность вторичного образования газовых шапок над залежью нефти в результате постепенного выделения раство-

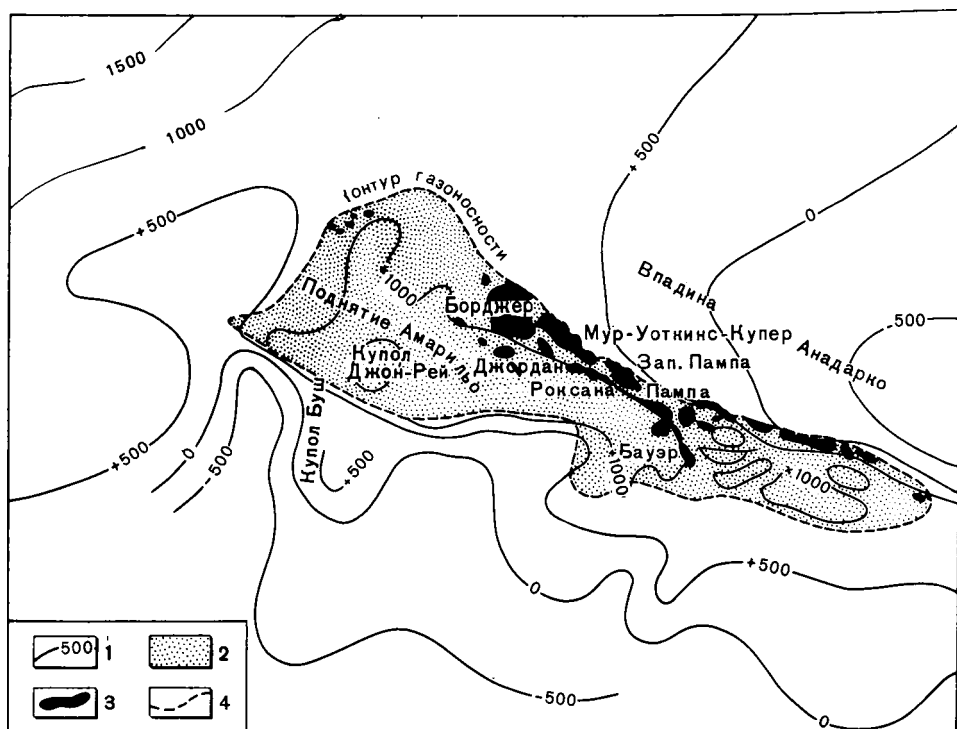


Рис. 5.15. Местоскопление Панхэнгл (Тексас, США). Структурная карта (по Е. Селлардсу):
/ — изогипсы по кровле пермских доломитов биг-лайн; 2 и 3 — газоносные и нефтеносные площади;
4 — контур продуктивной площади

ренного в ней газа в связи с изменением структурных и термодинамических условий местонахождения скоплений нефти. Мигрирующая нефть обычно насыщена газом. Поэтому образование газовой шапки над залежью нефти может происходить не только за счет поступления газа из соседней структуры в процессе региональной миграции флюидов, но и за счет постепенного выделения растворенного в нефти газа и вторичного его скопления над нефтяной залежью в верхней, наиболее приподнятой части соответствующей (структурной или даже литологической) ловушки.

Из сказанного следует, что научно обоснованный прогноз гипсометрических соотношений скоплений преимущественно нефти и газа возможен на основе всестороннего изучения не только современной структуры, но и направленности и особенностей режима тектонических движений, а также характера преобразования региональ-

ного структурного плана исследуемой территории в пространстве и во времени (геологическом), т. е. палеотектоники.

Литолого-фациальная зональность.

Литолого-фациальная зональность в распределении скоплений преимущественно нефти или газа хорошо прослеживается в пределах обширнейших территорий Туранской и Западно-Сибирской плит эпипалеозойских платформ. Установлено, что в пределах Туранской плиты, например, основная доля выявленных ресурсов газа сосредоточена в отложениях мелового возраста, а нефти — юрской системы. В пределах Западно-Сибирской плиты большая часть выявленных ресурсов нефти заключена в отложениях нижнего мела, а газа — в породах верхнего мела.

Как отмечают В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий, К. И. Багринцева, В. И. Ермаков, Н. Д. Елин, А. Л. Козлов, В. П. Савченко, Б. А. Соко-

лов, В. П. Соколов, Л. В. Токарев, Э. В. Чайковская и др., в некоторых нефтегазоносных провинциях отдельные литолого-стратиграфические комплексы характеризуются преимущественно газоносностью. Ярким примером такого комплекса в Западной Европе могут служить песчаные отложения формации ротлигенд нижнепермского возраста, регионально газоносные в пределах обширных территорий Нидерландской, Западно-Германской и Восточно-Германской впадин и южной синеклизы акватории Северного моря (Нидерланды, ФРГ, ГДР и восточные области Англии). Наличие в составе этой формации мощных песчаных коллекторов, а над ними надежных покрышек в виде соленосной толщи верхней перми (цехштейн) послужило весьма благоприятным фактором для формирования и сохранения в них колоссальных ресурсов газа. С этой толщей связано и гигантское местоскопление газа Слохтерен (Западная Европа), представляющее собой только часть богатейшей мегагигантской зоны газонакопления, которая протягивается в северо-западном направлении по акватории Северного моря к восточному побережью Англии, где также открыт ряд крупных газовых местоскоплений (Леман-Банк, Индефатигейл Идр.).

Формирование газовых скоплений в отложениях формации ротлигенд многие исследователи объясняют миграцией метана из подстилающих угленосных отложений вестфальского яруса карбона. Следует отметить, что во многих районах этой территории Западной Европы в вышележащих отложениях мезозойской группы (юра, мел) обнаружены скопления нефти. Таким образом, здесь имеет место ясно выраженная литолого-стратиграфическая зональность в распространении нефти и **Газа**: в меловых и юрских отложениях верхней части разреза распространены преимущественно скопления нефти, а в отложениях нижней перми нижней части разреза, изолированных от мезозойских мощной толщей галогенных образований верхней перми

(цехштейн), — главным образом скопления газа.

Примерами литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся преимущественно региональной газоносностью, в Западной Европе могут служить также отложения угленосной свиты верхнего карбона в Южно-Шотландской впадине Англии, неогена (паннон-турон) в Трансильванской впадине Румынии, плиоцена и плейстоцена в Паданской впадине Италии и т. д.

В Южно-Шотландской впадине в отложениях нижнего карбона морского происхождения обнаружены нефтяные и газовые залежи, а в отложениях угленосной свиты верхнего карбона — только газовые; в Паданской впадине в отложениях палеоцена и миоцена также обнаружены как газовые залежи, так и нефтяные, а в отложениях плиоцена и плейстоцена — главным образом газовые залежи.

Регионально литолого-стратиграфические комплексы, преимущественно газоносные, встречаются также в ряде нефтегазоносных областей США. К ним относятся, например, песчано-глинистые угленосные отложения свиты потсвилл пенсильванского отдела карбона в Мичиганской, Иллинойской впадинах и в пределах свода Цинциннати; красноцветные песчано-глинистые отложения свиты симмарон верхней перми на территориях сводовых поднятий Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол; песчано-глинистые, местами угленосные отложения пенсильванского отдела карбона в Арканзасской впадине; песчано-глинистые отложения с прослоями конгломератов плиоценового, а местами и миоценового возраста в отдельных областях Примексиканской впадины (Тексас); **пестроцветные песчано-глинистые отложения** с прослоями конгломератов триасового возраста в некоторых межгорных впадинах Скалистых гор (Сан-Хуан) и т. д.

Тесную зависимость распространения УВ в различном фазовом состоянии от палеогеографических и литолого-фациальных условий накопления осадков можно наблюдать в межгорных

впадинах Скалистых гор США. Здесь в течение палеозойской и большей части мезозойской эр накопление осадков происходило главным образом в морских условиях, и отложения названных эр содержат главным образом скопления нефти. В конце мезозойской и большей части кайнозойской эр морской режим сменился континентальным, сопровождающимся широким распространением угленосных формаций, которые характеризуются главным образом скоплением газа.

Аналогичная картина выявляется и в Ферганской впадине Узбекистана, на бортах которой мезозойские отложения, представленные преимущественно континентальными угленосными формациями, содержат преимущественно скопления газа, а палеогеновые, сложенные морскими образованиями, — в основном скопления нефти.

Примечание. Следует отметить, что во всех названных выше нефтегазоносных областях стратиграфически ниже перечисленных преимущественно газоносных отложений обнаружен ряд толщ, содержащих газонефтяные и нефтяные залежи.

Аналогичные, т. е. в основном газоносные, литолого-стратиграфические комплексы встречаются и в ряде других нефтегазоносных провинций Северной и Южной Америки, Африки, Азии и Австралии. Обычно они приурочены к угленосным формациям или связанным с ними отложениям.

Из сказанного выше следует, что в некоторых нефтегазоносных провинциях нашей планеты существует зональность в размещении скоплений преимущественно нефти или газа. Она может быть вертикально-глубинной, литолого-фациальной и геоструктурной. **Зональность обуславливают следующие основные факторы:**

1. Состав исходного нефтегазоматеринского ОВ сапропелевого, гумусового или же смешанного гумусово-сапропелевого типа.

2. Палеогеографические и палеогеохимические условия накопления и захоронения исходного ОВ в осадке.

Доказано, что одним из решающих условий образования ассоциации УВ нефтяного ряда является накопление

исходного ОВ в морских, прибрежных и значительно реже континентальных условиях, но непременно в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой. Углеводородные же газы могут образоваться как в указанных выше условиях, так и в широком масштабе в угленосных формациях континентального происхождения. Следовательно, зональность размещения скоплений, преимущественно нефти или газа, как в разрезе осадочных образований, так и в пространстве может определяться прежде всего соответствующими условиями распространения нефтегазо- или только газопродуцирующих формаций.

3. Характер и степень (стадия) метаморфизма исходного нефтегазоматеринского ОВ.

4. Геологическое время, т. е. геологическая продолжительность нахождения нефти и газа после их образования в определенных термодинамических условиях.

5. Термодинамические условия пребывания исходного ОВ во вмещающих отложениях.

Нефтяные и газовые УВ могут образоваться лишь в определенных термодинамических условиях среды. При этом для образования нефтяных УВ требуются более высокие температура и давление, чем для образования углеводородного газа. С другой стороны, при очень высоких температуре и давлении нефть может перейти в газовую фазу.

Тесную зависимость фазового состояния УВ от термодинамики среды экспериментально подтвердили М. Л. Капелюшников, Т. П. Жузе и С. Л. Закс (1952). Они показали, что при сочетании определенных геологических, геохимических и термодинамических условий нефть в недрах может переходить из жидкой фазы в растворенное состояние и при изменении указанных условий — вновь в жидкую фазу.

6. Палеотектонические условия бассейна седиментации, т. е. направленность и режим тектонических движений, в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории

исследуемого бассейна седиментации.

Необходимые для образования нефти и газа термодинамические условия возникают при погружении бассейна седиментации на определенную глубину, т. е. предопределяются направленностью и режимом вертикальных колебательных движений, в том числе амплитудой прогибания бассейна седиментации в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени. Указанные связи образования нефти и газа в различном фазовом состоянии с направленностью, режимом вертикальных колебательных движений, в том числе с амплитудой прогибания бассейна седиментации, подтверждаются во многих нефтегазоносных провинциях СССР и зарубежных стран приуроченностью верхней зоны преимущественно газонакопления к областям сравнительно меньшего прогибания, а зон преимущественно нефтенакопления к сравнительно более прогибавшимся областям. При незначительных амплитудах прогибания потенциально нетегазоматеринских формаций могут не возникнуть необходимые для образования УВ нефтяного ряда термодинамические условия, вследствие чего в таких областях скопления нефти в соответствующих частях разреза, как правило, будут отсутствовать.

В складчатых областях на формирование фазового состояния УВ могут влиять также процессы динамометаморфизма в фазы активизации тектонических движений.

7. Условия, способствующие или препятствующие вертикальной миграции жидких и газообразных УВ, в том числе наличие и особенности распространения над нефтегазопродукующим комплексом отложений покровов, т. е. практически газонепроницаемых толщ пород.

В зависимости от определенного сочетания¹ перечисленных выше геологических, геохимических и геофизических факторов фазовое состояние УВ в разрезе осадочных образований

платформенных и складчатых территорий может колебаться в широких пределах. Поэтому при прогнозировании перспектив обнаружения зон скопления преимущественно нефти и газа как в разрезе литосферы, так и в пространстве необходимо учитывать всю совокупность перечисленных выше факторов в их взаимосвязи и взаимообусловленности с учетом их изменчивости во времени (геологическом) и пространстве.

ГЛАВА 6

СИСТЕМА ГЕОСТРУКТУРНЫХ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ, КОНТРОЛИРУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЕ В ЛИТОСФЕРЕ

До рассмотрения системы геоструктурных, литологических и стратиграфических элементов, контролирующих нефтегазонакопление в литосфере, остановимся на геотектоническом районировании.

§6.1. Геретектоническое районирование. Принципы выделения и классификация геоструктурных элементов

Нефтегеологическое районирование должно основываться прежде всего на геотектоническом районировании исследуемых территорий с выделением различных по геологическому строению и особенностям геологической истории геоструктурных элементов разного ранга. При геотектоническом районировании нередко учитываются особенности строения отдельных типов структурных элементов только в современном структурном плане, главным образом по морфологическому принципу и размерам выделяемых структурных элементов (мелкие, средние и крупные). Такое районирование, однако, не может служить достаточно надежной основой для научно обоснованного прогнозирования и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов и крупных регионов.

Известно, что структурные планы как складчатых, переходных, так и платформенных территорий не оставались стабильными и неоднократно

претерпевали существенные изменения. Каждая геологическая провинция в течение крупных этапов развития тектогенеза расчленилась на ряд крупных геоструктурных элементов, отличавшихся друг от друга режимом геотектонического развития. С наступлением новых этапов нередко планы пространственного размещения структурных элементов и их взаимоотношения менялись. При этом каждый новый этап тектогенеза развивался на основе предыдущего, наследуя в начальной стадии структурные взаимоотношения предыдущего этапа. В процессе дальнейшего развития постепенно возникали новые структурные соотношения с новыми качественными особенностями, характерными для данного этапа.

Изменения тектонических движений во времени (геологическом) и пространстве и обусловленное этим пространственное размещение структурных соотношений крупных геотектонических элементов различных типов приводили к соответствующим изменениям палеогеографических и фациальных условий накопления осадков, а следовательно, и региональных условий развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Изменения в пространственном расположении областей региональных впадин и поднятий во времени (геологическом) и пространстве приводили к соответствующим изменениям направлений регионального наклона слоев, что, в свою очередь, вызвало изменения общих направлений региональной миграции флюидов (пластовых вод, нефти и газа). В связи с этим нередко формировались новые зоны нефтегазонакопления и разрушались некоторые из ранее существовавших.

Таким образом, условия нефтегазонакопления в отложениях отдельных геоструктурных этажей в пределах крупных геотектонических элементов, расположенных даже в одной и той же геологической провинции, могут быть неодинаковы. Следовательно, для правильного, т. е. научно обоснованного, прогнозирования перспектив нефтегазонакопления отдельных крупных элементов

необходимо знать не только современные черты его строения, но и все особенности его формирования в течение отдельных отрезков времени геологической истории.

Рассмотрение условий размещения нефтегазоносных областей на всех континентах нашей планеты показывает, что они приурочены лишь к определенным генетическим типам геоструктурных элементов и связанных с ними формаций. При этом в формировании нефтегазоносных областей первостепенная роль принадлежит режиму геотектонического развития указанных крупных геоструктурных элементов.

Таким образом, выделение крупных геоструктурных элементов при геотектоническом районировании для целей прогнозирования нефтегазоносное™ недр должно производиться по генетическому принципу с учетом особенностей геотектонического режима формирования и развития каждого из выделяемых типов в течение отдельных этапов геологической истории, т. е. на палеотектонической основе.

Примечание. Классификации и определению понятий различных геоструктурных элементов земной коры посвящены работы А. А. Бакирова, В. В. Белоусова, В. Д. Наливкина, Ю. А. Косыгина, А. В. Пейве, Н. С. Шатского, В. Е. Хайна и др.

Рассмотрим на платформенных, складчатых и переходных территориях наиболее крупные геоструктурные элементы, которые выделяются с целью нефтегеологического районирования.

Платформенные территории. Для данных территорий характерны следующие наиболее крупные геоструктурные элементы.

Щиты — обширные области поднятий крупных массивов складчатого фундамента в пределах платформ, характеризующиеся относительной устойчивостью с тенденцией к развитию преимущественно восходящих вертикальных колебательных движений в течение нескольких геологических периодов и вследствие этого отсутствием коренных осадочных образований платформенного покрова на большей части их поверхности.

Типичные примеры щитов: Балтийский, Украинский, Анабарский, Алдан-

ский, Канадский, Аравийский, Индийский.

Плиты — обширные области платформ, в пределах которых складчатый фундамент погружен на различные глубины и перекрыт нормальными осадочными образованиями платформенного покрова, характеризующиеся тенденцией к развитию преимущественно нисходящих движений в течение нескольких геологических периодов. Примеры плит: Туранская, Скифская, Западно-Сибирская.

Сегменты, являющиеся частью плит, — крупные территории, разделенные глубинными разломами, значительно отличающиеся по геотектоническому режиму развития и типу слагающих их геоструктурных элементов меньшего порядка. Например, на территории Туранской плиты А. А. Бакировым были выделены Кызылкумский, Мургабско-Амударьинский, Мангышлак-Карабогаз-Каракумский, Туркменский, Северо-Устьюртский сегменты.

Выступы складчатого фундамента — области поднятых крупных массивов складчатого кристаллического фундамента в пределах платформенной плиты, на территории которых кристаллические породы местами выходят на дневную поверхность. Геотектонический режим развития выступов характеризуется чередованием нисходящих и восходящих движений с преобладанием последних при сравнительно небольших амплитудах и скоростях этих движений. Области выступов фундамента вследствие этих особенностей характеризуются значительным сокращением (по сравнению с прилегающими впадинами) разреза и мощностей осадочных образований, сопровождающимся выпадением ряда ярусов, отделов, а иногда и целых систем. Типичные примеры выступов: Воронежский на Русской платформе; Озарк, Льяно на Северо-Американской платформе.

Мегантеклизы и антеклизы — обширные территории платформ, обычно изометрических очертаний, измеряемые тысячами и сотнями километров в поперечнике, представляющие собой ассоциацию крупных структурных эле-

ментов (сводовых поднятий и впадин), в целом характеризовавшихся значительно меньшими по сравнению с прилегающими к ним территориями синеклиз амплитудами прогибания в течение платформенного этапа их развития. Вследствие указанных особенностей территории антеклизы характеризуются существенно сокращенными мощностями осадочных образований платформенного покрова, выпадением из разреза ряда ярусов и отделов, а иногда и целых систем, развитых в соседних синеклизах. Типичные примеры мегантеклизы и антеклизы — Волго-Уральская на Русской платформе, Непско-Ботуобинская и Байкитская на Сибирской платформе, Кызылкумская на Туранской плите и др.

Мегасинеклизы и синеклизы (гомологи антеклизы и мегантеклизы) — обширные территории платформ обычно изометрических форм, измеряемые тысячами и сотнями километров в поперечнике, представляющие собой в целом ассоциации крупных структурных элементов (сводовых поднятий и впадин), характеризовавшихся значительно большими по сравнению с прилегающими к ним территориями антеклизы амплитудами прогибания в течение платформенного этапа развития. Вследствие этого территории синеклиз характеризуются значительно большими мощностями осадочных образований платформенного покрова и полнотой разреза. Типичные примеры синеклиз: Среднерусская (Московская) и Украинская на Русской платформе; Амударьинская на Среднеазиатской эпипалеозойской платформе; Тунгузская и Вилюйская на Сибирской платформе; Парижская и Аквитанская на Западно-Европейской эпипалеозойской платформе.

Термин «синеклиза», как известно, впервые введен в геологическую науку акад. А. П. Павловым (1903—1909) и обстоятельно разъяснен акад. Н. С. Шатским (1940). Н. С. Шатский отмечал, что синеклиза и связанная с ней антеклиза представляют собой одну полную волну: крылья синеклиз являются также крыльями соседних антеклиз. Вместе с тем он четко

определил и существенную разницу в строении этих гомологических структур одного порядка.

Сводовые поднятия — крупные пологительные структурные элементы антиклинального строения с приподнятым залеганием складчатого фундамента под платформенным покровом, характеризующиеся различным геотектоническим режимом в начальных и последующих этапах платформенного развития, с тенденцией к развитию преимущественно восходящих движений в начальных этапах и чередованием восходящих и нисходящих движений (с преобладанием последних) в последующих этапах тектогенеза. Вследствие этого для сводовых поднятий характерны региональное несогласие верхних и нижних структурных этажей осадочного комплекса платформенного покрова и значительное сокращение разреза и мощностей нижней его части по сравнению с прилегающими областями внутриплатформенных впадин. Для них показательно также относительно более замедленное прогибание, чем в прилегающих областях впадин, даже в фазы регионального развития движений всеобщего прогибания. Поэтому области сводовых поднятий характеризуются сокращением мощностей отдельных стратиграфических подразделений по сравнению с прилегающими впадинами. Типичные примеры сводовых поднятий: в пределах Русской платформы — Белорусское, Токмовское, Котельничское, Башкирское, Татарское, Средне-Волжское; в пределах эпипалеозойской платформы юга СССР — Ставропольское, Карабогазское, Каракумское; на эпипалеозойской платформе Западной Сибири — Нижневартовское, Сургутское, Александровское, Васюганское, Тазовское; на Северо-Американской платформе — Цинциннати, Бенд, Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол.

Среди сводовых поднятий выделяются поднятия унаследованного развития и инверсионного происхождения. Значение их в процессах формирования скоплений нефти и газа в разрезе оса-

дочных образований платформенного покрова различно.

Внутриплатформенные впадины — крупные отрицательные структурные элементы синклинального строения, в пределах которых складчатый фундамент погружен на более значительную глубину по сравнению со сводовыми поднятиями. Геотектонический режим их развития отличается тенденцией преимущественно к погружению в течение нескольких геологических периодов, а иногда и эр, а также сравнительно большими (по сравнению со сводовыми поднятиями) амплитудами нисходящих движений. Вследствие этого внутриплатформенные впадины характеризуются большими мощностями осадочных образований платформенного покрова и полнотой их разреза. Типичные примеры внутриплатформенных впадин: в пределах Русской платформы — Среднерусская, Саратовско-Рязанская, Вятско-Камская, Мелекесско-Радаевская; в пределах эпипалеозойской платформы юга СССР — Мургабская, Южно-Мангышлакская, Ассакеауданская, Северо-Устьюртская, Терско-Каспийская, Азово-Кубанская; на эпипалеозойской платформе Западной Сибири — Ханты-Мансийская, Юганская, Надымская, Усть-Енисейская; на Северо-Американской платформе — Мичиганская, Иллинойсская, Пермская, Додж-Сити, Форест-Сити.

Среди внутриплатформенных выделяются впадины унаследованного развития, инверсионного происхождения и наложенные. Значение каждого из указанных типов впадин в процессах формирования скоплений нефти и газа в разрезе осадочных образований платформенного покрова также неодинаково.

Мегавалы — области развития крупных линейных форм валоподобных поднятий, простирающихся на несколько сотен километров при ширине от нескольких десятков до сотен километров. Примеры мегавалов: на эпипалеозойской платформе юга СССР — кряж Карпинского, Мангышлакская, Центральная-Устьюртская, Чарджоу-Дарганатинская, Бухарская и другие

зоны поднятий; на эпипалеозойской платформе Западной Сибири—Северо-Сосьвинский, Северо-Ямальский, Нижнепурский (Уренгойский), Часельский мегавалы; на Северо-Американской платформе — погребенные кряжи Немаха, Эбилин.

Геотектонический режим областей линейно вытянутых поднятий в течение платформенного этапа развития характеризуется неоднократным чередованием восходящих и нисходящих движений с преобладанием последних. Однако общее прогибание происходит более замедленно и с меньшими амплитудами по сравнению с прилегающими областями впадин, в результате чего разрез осадочных образований платформенного покрова имеет меньшие мощности отдельных литолого-стратиграфических комплексов, чем в соседних впадинах, причем местами ряд свит, а иногда и ярусов, развитых в прилегающих впадинах, выпадает.

Выделяются линейно вытянутые поднятия унаследованного развития и инверсионного происхождения. Примеры линейно вытянутых поднятий унаследованного развития — Чарджоу-Дарганатинская и Бухарская, а инверсионного происхождения — Мангышлакская и Туаркырская зоны поднятий.

Линейно вытянутые грабенообразные впадины (авлакогены) — линейно вытянутые области прогибания складчатого фундамента грабенообразного происхождения протяженностью в несколько сотен километров при ширине от нескольких десятков до сотен километров.

Примеры подобных впадин: Днепровско-Донецкая и Рязано-Саратовская на Русской платформе; Рейнская на Западно-Европейской эпипалеозойской платформе.

Образование этих впадин обычно связано с интенсивным прогибанием отдельных районов платформы вдоль системы крупных региональных разрывных нарушений в течение длительных отрезков времени геологической истории. Вследствие этого для территорий авлакогенов характерны значительные мощности осадочных обоазо-

ваний платформенного покрова по сравнению с прилегающими районами.

Краевые мегасинеклизы (области перикратонных опусканий) — обширные, в несколько сотен, а иногда и тысяч километров в поперечнике, окраинные территории значительного прогибания платформ обычно изометрических очертаний. В их пределах складчатый фундамент погружен на значительно большую глубину по сравнению с остальными областями платформ.

Краевые мегасинеклизы по геологическому строению и условиям формирования существенно отличаются от внутripлатформенных большей мобильностью, большими амплитудами и скоростями нисходящих движений, а также значительным увеличением мощностей осадочных образований платформенного покрова, развитием соляной тектоники и др. Они представляют собой промежуточные (переходные) области между платформенными и геосинклинальными территориями. От прилегающих областей платформ краевые впадины обычно отделяются системами флексур или региональных разрывных нарушений. Примеры краевых мегасинеклиз: Прикаспийская на Русской платформе и Примексиканская на Северо-Американской платформе.

Региональные моноклинали — области пологого моноклиналиного залегания слоев на платформах, обычно нарушенные дополнительными изгибами (флексурами, структурными террасами и т. п.).

Валоподобные поднятия — относительно узкие вытянутые зоны региональных весьма пологих поднятий антиклинального строения, состоящие из ряда локальных структур и осложняющие строение крупных структурных элементов платформ (сводовых поднятий, впадин, авлакогенов и др.). Размеры валоподобных поднятий колеблются в широких пределах, иногда достигая 300—350 км в длину и 30—40 км в ширину. Среди валоподобных поднятий выделяются унаследованные и инверсионные.

Прогибы — вытянутые обычно

вдоль валоподобных поднятий зоны региональных погружений. Прогибы подразделяются на унаследованные и инверсионные.

Складчатые и переходные территории. На данных территориях выделяются следующие структурные элементы.

Складчатые системы — крупная ассоциация складчатых сооружений, связанных общностью геологической истории образования и развития. Примеры: Урал, Альпы, Кавказ, Карпаты, Кордильеры, Анды. Эти системы в целом дифференцируются прежде всего по возрасту складчатости (каледонская, герцинская, мезозойская и т. д.). Их территории характеризуются высокой подвижностью, интенсивным погружением в начальные стадии, мощными складкообразовательными и разрывообразовательными процессами в завершающий тектонический цикл развития.

Геосинклинали (интрагеосинклинали) и геоантиклинали (интрагеоантиклинали) — крупные линейно вытянутые области интенсивного и длительного прогибания (геосинклинали) или поднятия (геоантиклинали) в течение определенных этапов развития тектогенеза в пределах геосинклинальных областей.

Геоантиклинали по сравнению с геосинклиналями имеют меньшие мощности осадочных образований. В их разрезе наблюдается выпадение отдельных стратиграфических подразделений (региональные стратиграфические перерывы и несогласия). Кроме того, по Н. С. Шатскому, существенным отличием геоантиклиналей от соседних геосинклиналей является то, что формации, которыми сложены геоантиклинали, чрезвычайно резко отличаются от формаций сопряженных с ними геосинклиналей. Длина этих структурных элементов измеряется сотнями, а ширина — многими десятками километров. Пространственные размещения их в течение геологической истории могут меняться.

Мегантиклинории — ассоциации горно-складчатых сооружений, состоящие из нескольких антиклинориев и синклинориев, сгруппированных так, что в центральной (осевой) части системы

на дневную поверхность выходят наиболее древние отложения.

Мегасинклинории — ассоциации горно-складчатых сооружений, состоящие из нескольких синклинориев и антиклинориев, сгруппированных так, что в центральной (осевой) части системы развиты сравнительно более молодые отложения.

Антиклинории — крупные, до сотен километров длиной и нескольких десятков километров шириной, системы складок, в целом имеющие антиклинальное строение.

Примеры антиклинориев: отдельные крупные хребты Кавказа, Тянь-Шаня, Сихотэ-Алиня.

Синклинории (гомологи антиклинориев) — крупные, до сотен километров длиной и нескольких десятков километров шириной, системы складок, в целом имеющие синклинальное строение.

Примеры синклинориев: Залаирский на Урале; Чигуро-Дибарский на Кавказе.

Срединные массивы — области ранней консолидации в пределах геосинклинальных (складчатых) территорий, возникшие в конце более ранних циклов геосинклинального развития. Они обычно имеют сильно дислоцированный складчатый фундамент и менее дислоцированный чехол. Очертания срединных массивов имеют, как правило, округлую или овальную форму. Длина некоторых из них измеряется многими сотнями километров, а ширина достигает несколько сотен километров.

Примеры срединных массивов: Центрально-Иранский и Анатолийский.

Межгорные (внутригеосинклинальные) впадины — области относительно прогибания внутри горных складчатых сооружений, образованные в более поздние стадии их развития и заполненные более молодыми отложениями. Межгорные впадины нередко формируются на месте срединных массивов. Примеры межгорных впадин: Ферганская, Прикуринская, Рионская в СССР; Венская, Паннонская в Западной Европе.

Передовые предгорные прогибы — линейно вытянутые территории регио-

нального прогибания, расположенные между платформой и складчатой областью. Для предгорных прогибов характерно асимметричное строение, с наличием крутого крыла, примыкающего к складчатой системе, и пологого — к платформенной. Последнее обычно сложено типичными платформенными отложениями и осложнено структурами платформенного типа, а геосинклинальное — часто мощными молассовыми толщами, осложненными линейной складчатостью, характерной для областей складчатых сооружений. Примеры передовых предгорных прогибов: Предуральский, Предкавказский, Предкарпатский в СССР; Месопотамский на Ближнем Востоке; Предатласский в США; Предандийский в Латинской Америке.

Краевые шовные зоны — линейно вытянутые области непосредственного сочленения платформ со складчатой системой по зонам глубинных разломов при отсутствии предгорного прогиба. Примерами могут служить краевые швы между норвежскими каледонидами и Балтийским щитом, между Салаиро-Саянскими каледонидами и Сибирской платформой.

Зоны глубинных разломов — области регионального развития разрывных нарушений глубинного происхождения, характеризующиеся большой протяженностью, большими глубинами заложения и многофазностью развития. Они встречаются как в платформенных, так и в переходных и складчатых областях.

Нефтегазоносность отдельных литолого-страти графических подразделений, в том числе регионально нефтегазоносных комплексов, в пределах тех или иных крупных геоструктурных элементов зависит прежде всего от направленности геотектонического развития и режима формирования в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени (века, периода и т. д.). Поэтому при геотектоническом районировании для прогнозирования нефтегазоносности недр необходимо геоструктурные элементы земной коры выделять и изучать не только в современном, но и в палеотек-

тоническом структурном плане, т. е. для каждого этапа геологической истории (века, периода и т. д.).

§ 6.2. Геоструктурные элементы, контролирующие нефтегазонакопление

Классификации геоструктурных элементов земной коры с расчленением их на структуры на примере Русской платформы были предложены Н. С. Шатским в 1945 г. и А. А. Бакировым в 1951 г. и позднее Ю. А. Косыгиным, В. Д. Наливкиным, В. Е. Хаиным и др.

А. А. Бакировым структурные элементы платформ были расчленены на структуры I, II и III порядков с учетом их генетической иерархической соподчиненности. При этом генетические соотношения и условия формирования рассматривались в тесной связи с особенностями режима тектонических движений, в том числе складчатого фундамента. В 50-х годах им была разработана и опубликована единая классификация геоструктурных элементов земной коры, контролирующих различные категории нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и локальных скоплений нефти и газа.

С учетом накопленного геологического материала А. А. Бакировым, Э. А. Бакировым, Л. П. Мстиславской в 1982 г. была предложена уточненная классификация геоструктурных элементов, контролирующих нефтегазонакопление в литосфере, которая может служить структурной основой системного анализа при прогнозировании нефтегазоносности недр.

Авторами выделяются структурные элементы в платформенных, складчатых и переходных территориях: надпорядковые, I, II, III и IV порядков (табл. 6.1). Геоструктурные элементы распределены по категориям с учетом геотектонического режима формирования и развития, поскольку этим предопределяются основные факторы, обуславливающие нефтегазоносность. При классификации структурных элементов учтены иерархическая соподчиненность и соразмерность, так как

Ранг (порядок элементов)	Единицы нефте- геологического районирования	А. Платформенных территорий структурные элементы		Б. Складчатых и переходных терри- торий структурные элементы	
		положительные	отрицательные	положительные	отрицательные
Надпо- рядковые	Совокуп- ность нефтега- зоносных про- винций	Платформы		Геосинклиналь- ные системы	(складчатые)
I	Нефтегазо- носные провин- ции и субпро- винции	Платформенные Сегменты		Мегантикли- нории	Мегасинклино- рии
		Мегантеклизы	Мегасинеклизы		
			Антеклизы	Синеклизы (внутриплат- форменные)	Антиклинории
		Системы пред- горных прогибов и краевые шовные зоны			
II	Нефтегазо- носные области	Ассоциация ме- гавалов и кряжи	Авлагены (крупные гра- бены) и рифты	Мегантикли- налы	Мегасинклиналы
			Срединные массивы	Межгорные впа- дины	
		Сводовые под- нятия	Внутриплат- форменные впа- дины		Наложенные прогибы
			На ложбину впадины		Поперечные про- гибы
III	Зоны нефте- газонакопления	Склоны платформ « многомантийные» (региональ- ные)		Ассоциация антиклиналей	
		Зоны поднятий (изометричной формы)			
				Мегавалы	
				Валы	
				Блоковые под- нятия	
		Горстоподобные поднятия	Горстоподобные прогибы	Зоны рифо- вых массивов	
		Зоны региональных разломов)		Зоны региональных и глубинных разломов	
		Зоны рифовых массивов			
Структурные ступени					
Зоны солянокупальных структур					

Ранг (порядок элементов)	Единицы нефте- геологического районирования	А. Платформенных территорий структурные элементы		Б. Складчатых и переходных терри- торий структурные элементы	
		положительные	отрицательные	положительные	отрицательные
IV	Локальные скопления неф- ти и газа	Локальные под- нятия: антиклина- ли и купола про- стого строения; ан- тиклинали и купо- ла сложного стро- ения; соляноку- польные структу- ры; рифовые мас- сивы; эрозионные палеоостанцы; ан- тиклинали, ослож- ненные локальны- ми выступами кристаллических пород Незамкнутые структуры: струк- турные носы; флек- суры Моноклинали, осложненные раз- рывными наруше- ниями		Локальные поднятия: анти- клинали и бра- хиантиклинали нарушенные; антиклинали и брахиантикли- нали сложного строения; анти- клинали, ос- ложненные со- лянокупольной тектоникой; ан- тиклинали, ос- ложненные ди- апиризмом; ан- тиклинали, ос- ложненные гря- зевым вулка- низмом Рифовые массивы	

соблюдение этого принципа необходимо для обоснованного применения метода геологических аналогий при качественной и количественной оценке нефтегазоносности недр. Поэтому при выделении структурных элементов, контролирующих определенные группы нефтегазоносных территорий и скоплений нефти и газа, учитывались следующие признаки: особенности формирования и режим геологического развития структурных элементов; иерархическая их соподчиненность и соразмерность; морфологические особенности.

Геоструктурные элементы, контролирующие регионально нефтегазоносные территории. На рис. 6.1 приведена система геоструктурных, литологических и стратиграфических элементов, контролирующих нефтегазонакопление в литосфере. Указанные объекты делятся на подсистемы региональных и локальных объектов.

Геоструктурные элементы надпорядковые, контролирующие совокупность нефтегазоносных провинций — платформы и геосинклинальные системы.

Для прогнозирования нефтегазоносности недр важно различать платформы по возрасту складчатого основания: с докембрийским, каледонским, герцинским и гетерогенным складчатым основанием. Геосинклинальные системы подразделяются на четыре категории в зависимости от возраста складчатости: с календонской, герцинской, мезозойской и альпийской складчатостью.

Геоструктурные элементы I порядка. К ним приурочены: на платформах — плиты, сегменты, мегантеклизы, внутриплатформенные и краевые мегасинеклизы, антеклизы и синеклизы.

Высокая нефтегазоносность недр типична для плит Западно-Сибирской,



Рис. 6.1. Схема геоструктурных элементов, контролирующих регионально нефтегазоносные провинции

Туранской, Скифской, Русской, Северо-Африканской (Сахарской), Северо-Американской, Мизийской, Аравийской и др. С сегментами плит связаны субпровинции. Нефтегазоносные провинции и субпровинции могут быть приурочены к мегантеклизам и антеклизам, например Волго-Уральская, Ангаро-Анабарская, Непско-Ботуобинская и др.

С краевыми мегасинеклизами Прикаспийской и Примексиканской связаны одноименные нефтегазоносные провинции, в пределах которых выделяются субпровинции. Так, в Прикаспийской мегасинеклизе можно выделить существенно отличающиеся по геологическому строению нефтегазоносные субпровинции южного и юго-восточного бортов, восточного борта, северного борта, западного борта и центральных наиболее прогнутых областей.

В складчатых и переходных территориях к геоструктурам I порядка относятся: мегантиклинории и мегасинклинории, антиклинории и синклинории, системы предгорных прогибов и краевые шовные зоны. В системах предгорных прогибов, являющихся переходными территориями, также выделяются нефтегазоносные провинции (Предуральская, Предкавказская, Предкарпатская и др.).

Геоструктурные элементы II порядка. К ним приурочены: на платформах — ассоциации мегавалов и кряжи, авлакогены (крупные грабены) и рифты, сводовые поднятия и внутриплатформенные впадины, наложенные впадины, склоны платформ (региональные моноклинали).

Ассоциации мегавалов и связанные с ними нефтегазоносные области широко развиты на Западно-Сибирской плите. Так, Васюганская нефтегазоносная область включает Александровский, Средне-Васюганский мегавалы; Надым-Пурская — Пурпейский, Юбилейный, Медвежий и Уренгойский; Пур-Тазовская — Тазовский и Часельский мегавалы. Ассоциации мегавалов установлены в западной и северной бортовых зонах Прикаспийской мегасинеклизы по подсолевому комплексу, которые представляют большой интерес

как возможные области нефтегазоаккумуляции. Погребенные кряжи, типа Карпинского в Предкавказье, Немаха в США, контролируют размещение областей нефтегазоаккумуляции.

С авлакогенами связаны такие нефтегазоносные области, как Днепровско-Донецкая и Припятская, относящиеся к палеозойским крупным грабенам.

К погребенным рифтам, заполненным мощной толщей осадочных пород, приурочены значительные по запасам нефтегазоносные области в шельфовой зоне Северного моря, у берегов Нидерландов, Норвегии и Дании (рифты-грабены: Вайкинг, Мори-ферт, Осло, Северный и Южный Североморские, Северный и Западный Нидерландские и др.). В них обнаружены крупнейшие нефтяные месторождения: Гронинген (Слохтерен), Фортис, Монтроз, Эксфиск и др.

Области нефтегазоаккумуляции выявлены на сводовых поднятиях: в СССР — Татарском, Башкирском, Сургутском, Нижневартовском, Ставропольском, Каракумском, Астраханском, Жаркамышском; в США — на Цинциннати, Бенде, Чоттокве, Центральном Канзасе, Семиноле.

Примерами внутриплатформенных впадин, к которым приурочены нефтегазоносные области, могут служить: в СССР — Мелекес-Абдулинская, Радаевская, Мургабская, Амударьинская, Южно-Мангышлакская, Юганская, Ханты-Мансийская; за рубежом — Восточно-Германская, Западно-Германская, Нидерландская, Аквитанская, Парижская, Джунгарская, Сычуанская, Мичиганская, Иллинойская, Пермская, Альбертская, Сиртская, Восточно-Алжирская, Басра-Кувейтская.

Нефтегазоносные области размещаются также на склонах платформ (региональных моноклиналях), например на юго-восточном склоне Русской плиты.

К геоструктурным элементам II порядка в складчатых территориях относятся мегантиклина́ли и мегасинклина́ли, срединные массивы и межгорные впадины, наложенные и поперечные прогибы, рифты.

Наиболее широко распространены области нефтегазонакопления, приуроченные к межгорным впадинам, например в Андийских горах — Маракайбской, Прибрежно-Карибской, Гуаякильской, Титикакской; в Скалистых горах — Сан-Хуан, Грин-Ривер, Бигхорн, Паудер-Ривер и др. Нефтегазонаносная область Паннонской межгорной впадины — пример впадины, развившейся на срединном массиве, разделившем Альпийский мегантиклинорий на Динаридскую и Карпатскую ветви.

С наложенным прогибом акватории Каспия связаны нефтегазонаносные области Апшеронского и Бакинского архипелагов.

Области нефтегазонакопления рифтового строения выделяются в эпиорогенной части бассейнов и хребтов запада Северной Америки (Лос-Анджелес, Вентура-Санта-Барбара, Грейт-Велли).

Геоструктурные элементы III порядка. К ним приурочены: на платформах — зоны поднятий изометричной формы, валы, мегавалы, блоковые поднятия, горстообразные поднятия и грабенообразные прогибы (горсты, грабены), зоны региональных разломов, зоны рифовых массивов, структурные ступени и зоны солянокупольных структур. С зонами поднятий изометричной формы связаны Ромашкинская и Самотлорская, с одноименными мегавалами и валами — Уренгойская, Бухарская, Чарджоу-Дарганатинская, Оренбургская зоны нефтегазонакопления. При этом нефтегазонасыщенными по отдельным горизонтам оказываются не только локальные поднятия, осложняющие строение упомянутых структур III порядка, но также изометричное поднятие или вал в целом. Наиболее широко проявляется приуроченность зон нефтегазонакопления к валам в Волго-Уральской нефтегазонаносной провинции (на Пермско-Башкирском своде, в Бирской седловине, Татарском своде, Жигулевско-Пугачевском своде, юго-восточном склоне платформы). С мегавалами связаны гигантские зоны нефтегазонакопления на Ближнем Востоке и в

Африке, в том числе уникальные — Гаварская в Саудовской Аравии, зоны Сафания-Хафджи, Манифа, Вафра-Бурган-Магва-Ахмади, Раудатайн-Румейла на территории Ирана, Кувейта и Саудовской Аравии, Амгид-Хасси-Мессауд в Алжире.

На Туранской плите ряд зон нефтегазонакопления приурочен к блоковым поднятиям: Янгиказганскому, Газлинскому, Каганскому, Мубарекскому, Чарджоускому, Денгизкульскому.

С грабенами и горстами связаны зоны нефтегазонакопления Маражо, Сан-Луис, Баррейриньяс, Москейро, Сан-Франсиску, Алагоас, Эспириту-Санту Кампус в пределах Бразильской и Патагонской платформ.

К зоне разрывных нарушений Балконес-Мексия приурочена одноименная зона нефтегазонакопления, выявленная в бортовой части Примексиканской мегасинеклизы.

Зоны нефтегазонакопления, связанные с ассоциацией рифовых массивов, выявлены во многих районах платформенных территорий, в том числе в СССР на бортах Прикаспийской мегасинеклизы, в США на борту Примексиканской мегасинеклизы («Золотой пояс», приуроченный к атоллу Эль-Абра) и на западном борту Пермской впадины (зона, приуроченная к атоллу Хоршу), в Канаде (зона, связанная с барьерным рифом Ледук) и др.

Зоны нефтегазонакопления могут быть приурочены к структурным ступеням, например Ульяновской, Черемуховско-Кадеевской, Нурлатско-Аксубаевской на западном погружении Татарского свода, Бухаро-Газлинской, Чарджоу-Дарганатинской, Багаджинской на **Туранской плите**.

С краевыми мегасинеклизами (Прикаспийской, Примексиканской), авлакогенами (Днепро-Донецким), синеклизами (Хатангско-Оленекской) связаны зоны нефтегазонакопления, приуроченные к зонам солянокупольных структур.

Соляные купола группируются в зону либо изометричной, либо удлиненной формы, что связано, например, в краевых частях Прикаспий-

ской мегасинеклизы с крупными разломами, затрагивающими подсолевое ложе.

К геоструктурам III порядка в складчатых и переходных территориях относятся ассоциации антиклиналей, зоны рифогенных структур, зоны региональных и глубинных разломов.

С ассоциацией антиклиналей связаны нефтегазоносные зоны Апшеронского полуострова, Западной Туркмении, Сахалина. Нефтегазоносные зоны **рифогенных структур развиты в Предуральском прогибе**, где выявлено более 20 продуктивных рифовых массивов.

Связанные с региональными разломами зоны нефтегазонакопления приурочены к системе Шраттенберг-Штайнбергских сбросов, осложняющих северо-западный борт Венской межгорной впадины (Австрия, Чехословакия) Альпийско-Карпатской горной системы. Так, с Штайнбергским и Адеркласским разломами связаны одноименные зоны нефтегазонакопления, в которых установлены многопластовые сложно построенные местоскопления нефти и газа.

Встречаются зоны нефтегазонакопления, контролируемые литологическими, стратиграфическими или литолого-стратиграфическими факторами. Характеристика типичных зон неструктурного типа приведена ниже.

Геоструктурные элементы IV порядка. К ним приурочены локальные скопления нефти и газа (местоскопления и залежи). В платформенных областях выделяются антиклинали и купола простого и сложного строения, солянокупольные структуры, рифовые массивы, эрозионные палеоостанцы, антиклинали, осложненные локальными выступами кристаллических пород, структурные носы и флексуры, а также моноклинали, осложненные разрывными нарушениями.

В складчатых и переходных территориях выделяются антиклинали и брахи-антиклинали нарушенные и сильно нарушенные, осложненные солянокупольной тектоникой, диапиризмом или грязевым вулканизмом, рифовые массивы.

§ 6.3. Литологические и стратиграфические объекты, контролирующие нефтегазонакопление

Региональные элементы литологического и стратиграфического типов, аналогично геоструктурным элементам, контролируют размещение зон нефтегазонакопления, а локальные объекты — размещение отдельных местоскоплений и залежей в пределах зон нефтегазонакопления различного генетического типа (рис. 6.1).

Подсистема региональных объектов

Литологический и стратиграфический факторы как в отдельности, так и в сочетании друг с другом образуют пять типов региональных элементов, контролирующих зоны нефтегазонакопления, которые могут объединяться в нефтегазоносные районы. Среди указанных зон в ряде стран (США, Канаде, Венесуэле, Ливии и др.) выявлены крупнейшие по запасам зоны нефтегазонакопления.

Литологические элементы. Зоны регионального замещения коллекторов неколлекторами и регионального выклинивания коллекторов. Чаще всего они формируются в платформенных областях — на склонах региональных валоподобных и сводовых поднятий, а также в бортовых частях региональных впадин и прогибов; в складчатых и переходных областях — на бортовых частях межгорных впадин и на склонах антиклинорий. В указанных зонах главными факторами формирования зон нефтегазонакопления являются региональное изменение литологического состава и физических свойств продуктивных пластов и выклинивание их вверх по восстановлению слоев. Примером могут служить районы Хьюгтон (США), Пембина (Канада), Боливар-Коастал (Венесуэла), описание строения которых приведено в гл. VII.

В пределах Северо-Американской платформы США и Канады зоны нефтегазонакопления литологического типа обнаружены во многих нефтегазонос-

ных областях. Значительные скопления нефти и газа, приуроченные к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, обнаружены в отложениях каменноугольной системы на склонах сводовых поднятий Бенд, Чоттоква, Центральный Канзас и Семинол и в отложениях силура — на склонах свода Цинциннати и др.

Литологические элементы, связанные с региональным выклиниванием пластов-коллекторов или замещением их вверх по восстанию непроницаемыми слоями, могут быть обнаружены в ряде районов территории СССР, где возможно обнаружение зон нефтегазонакопления указанных типов. В этом отношении интерес представляют зоны выклинивания отдельных литолого-стратиграфических подразделений, например:

терригенной толщи девона и додевонских отложений на склонах Татарского, Пермского, Оренбургского и других сводовых поднятий и на бортах прилегающих к ним впадин;

меловых и юрских отложений на склонах Ставропольского, Прикумского, Адыгейского и других сводовых поднятий и на бортах прилегающих к ним впадин, а также на склонах региональных линейно вытянутых поднятий Бухарском, Дарганатинском, кряжа Карпинского, Центрально-Устюртском и др.;

меловых и юрских отложений на склонах сводовых поднятий и мегавалов в Западной Сибири и на бортах прилегающих к ним впадин и др.

Зоны песчаных образований вдоль прибрежных частей палеоморей. Их подразделяют на два подтипа: 1) приуроченные к погребенным прибрежным песчаным валоподобным образованиям — барам; 2) заключенные в погребенных песчаных прибрежно-дельтовых образованиях палеорек.

Как показали исследования американских геологов, **прибрежные песчаные валы (бары)** некоторых морских бассейнов прошлых геологических эпох по строению и характеру расположения весьма близки к современным

песчаным валоподобным образованиям Приатлантической равнины. Они также вытянуты в длинные полосы протяженностью от 5—8 до нескольких десятков километров при ширине от 0,5 до 4 км. Мощность древних песчаных валов колеблется от 10 до 50 м. Расположены они обычно кулисообразно по отношению друг к другу. Характерные особенности прибрежных песчаных валов: вытянутые узкие формы залегания песчаных валоподобных образований среди слабопроницаемых глинистых толщ; кулисообразное расположение, плоское ложе и выпуклый свод, наличие резкого фациального раздела между песком и глинистыми образованиями со стороны моря. К таким образованиям в ряде нефтегазонасыщенных областей США приурочены значительные зоны нефтегазонакопления рассматриваемого типа. К этому же типу зон нефтегазонакопления относятся многочисленные ассоциации нефтяных и газовых местоскоплений в песчанниках свиты чероки пенсильванского отдела, обнаруженные в ряде районов сводовых поднятий — Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол, на склонах погребенного кряжа Немаха, свода Бенд и др., а также крупные местоскопления, например Бербанк в штате Оклахома.

Другой разновидностью элементов рассматриваемого типа являются погребенные **песчаные прибрежно-дельтовые и русловые образования** палеорек, с которыми связаны зоны нефтегазонакопления.

Совокупность местоскоплений, выявленных в Майкопском районе Северного Кавказа, является классическим примером зоны нефтегазонакопления, относящейся к данному типу литологических объектов, контролирующих нефтегазонакопление. Ряд указанных объектов обнаружен в нефтегазонасыщенных областях США на территории штатов Канзас, Оклахома, Техас и др. Типичным примером может служить обнаруженная в Восточном Канзасе зона нефтегазонакопления, объединяющая местоскопления нефти Гарнет, Буш-Сити, Гудрич, Сент-вилл и др.

Поиски зон регионального нефтегазонакопления, приуроченных к зонам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пластов слабопроницаемыми по восстанию слоев, а также к зонам распространения прибрежно-дельтовых образований погребенных русел палеорек или же валоподобных песчаных образований типа баров, могут быть успешными только на основе соответствующих палеогеографических и палеотектонических реконструкций, с тщательным прослеживанием пространственного расположения и очертаний береговых линий палеоморей в течение каждого изучаемого отрезка времени геологической истории.

По материалам палеогеографических и палеотектонических исследований строятся соответствующие палеогеографические, литолого-фациальные и палеотектонические карты с нанесением на них зон выклинивания или замещения пластов-коллекторов, а также зон возможного развития погребенных русел палеорек или прибрежных песчаных баровых образований. Для построения этих карт должны использоваться данные поисковых скважин, а также региональных геофизических и геохимических исследований. Зоны возможного нефтегазонакопления, выделенные на палеогеографических, литолого-фациальных и палеотектонических картах, разбуриваются профилями поисковых скважин с проведением в них комплекса геофизических и геохимических исследований.

Стратиграфические элементы. Формирование элементов этого класса обусловлено несогласным перекрытием отдельных литолого-стратиграфических комплексов более молодыми по возрасту, практически газонефтепроницаемыми отложениями. К таким элементам приурочены широко развитые в пределах Северо-Американской платформы зоны нефтегазонакопления. Типичными примерами их могут служить ассоциации скоплений нефти и газа, приуроченные к зонам стратиграфических несогласий в пенсильванских, миссисипских и нижнепалеозойских отложениях, обнаруженных в ряде рай-

онов погребенных сводовых поднятий (Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол) и впадин (Примексиканская, Мичиганская, Иллинойсская и др.). В этих зонах обнаружены крупные местоскопления.

Элементы данного типа могут быть подразделены на два подтипа, с которыми связаны зоны нефтегазонакопления, в том числе приуроченные к участкам: 1) региональных стратиграфических несогласий на платформенных поднятиях и моноклиналях и 2) развития вулканогенных пород, несогласно залегающих среди толщ осадочного генезиса. Примером первого подтипа может служить Сарирская зона нефтегазонакопления в Ливии. Примером второго подтипа — местоскопления нефти на Кубе, объединяемые в зону Санта-Мария-Бакуранао.

Литолого-стратиграфические элементы. В земной коре встречаются зоны нефтегазонакопления, связанные с литолого-стратиграфическими элементами. В формировании таких зон в равной мере участвуют литологический и стратиграфический факторы. Региональное нефтегазонакопление в этих случаях бывает приурочено к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, стратиграфически несогласно перекрытых практически газонефтепроницаемыми отложениями более молодого возраста.

Литолого-стратиграфические элементы подразделяются на два подтипа: 1) связанные с региональным выклиниванием и стратиграфическим срезанием коллекторов на склонах платформенных поднятий и бортах впадин; 2) связанные с региональным выклиниванием вблизи эродированных выступов кристаллического фундамента. К таким элементам приурочены соответственно литолого-стратиграфические зоны нефтегазонакопления. Типичными примерами первого подтипа могут служить богатейшие зоны нефтегазонакопления Ист-Тексас, из недр которой уже добыто свыше 800 млн. т нефти и Прадхо-Бей, обнаруженная на Аляске, в 300 км к востоку-юго-востоку от мыса Барроу вблизи побережья Северного Ледовитого океана.

Примером второго подтипа является Шаимская зона нефтегазонакопления, обнаруженная в Западной Сибири.

Перспективы поисков скоплений нефти и газа литолого-стратиграфического типа в некоторых районах нашей страны оцениваются высоко. Наибольший интерес представляют склоны и присводовые части крупных структурных элементов как в пределах Русской платформы (Татарский, Башкирский, Оренбургский своды, бортовые части Прикаспийской мегасинеклизы), так и в пределах эпигерцинской платформы юга европейской части СССР и Западной Сибири, а также отдельные районы складчатых областей.

В ряде нефтегазоносных областей зоны нефтегазонакопления сформировались под влиянием совокупности нескольких геологических факторов, в том числе при наличии благоприятных структурных, литологических и стратиграфических объектов. Такое сочетание разных по генезису элементов геологического строения предопределяет и сложные условия залегания нефти и газа в местоскоплениях указанных зон. Типичным примером зоны нефтегазонакопления, формирование которой обусловлено совокупностью структурных, литологических и стратиграфических факторов, может служить Азовская зона.

Таким образом, региональные литологические, стратиграфические и литолого-стратиграфические элементы аналогично структурным, как видно из приведенных примеров, могут сформировать значительные по запасам зоны нефтегазонакопления. В отличие от региональных структурных элементов они выявляются реже, что связано с недостаточно точной методикой и техникой обнаружения таких зон.

Подсистема локальных объектов

Локальные элементы неструктурного типа образуют местоскопления и залежи нефти и газа, относящиеся к литологическому, стратиграфическому и литолого-стратиграфическому классам. Среди указанных элементов выделяются локальные участки: выклинивания и

замещения коллекторов, песчаных прибрежных образований, стратиграфических несогласий, срезающих антиклинали и моноклинали, и др.

Литологические элементы. Наиболее широко распространенными в платформенных территориях являются локальные элементы, связанные с выклиниванием коллекторов или замещением проницаемых пород непроницаемыми вверх по восстанию слоев. С такими участками связаны местоскопления и залежи нефти и газа литологически экранированного типа. Участки выклинивания и замещения коллекторов формируются обычно в прибрежно-морских условиях, где происходит частая смена палеогеографической обстановки, что приводит к резкой изменчивости состава формирующихся осадков.

Выклинивание и замещение пластов-коллекторов может происходить в пределах моноклинали, структурного носа или антиклинали. Чаще всего участки выклинивания и замещения коллекторов непроницаемыми слоями характерны для периклинальных и крыльевых участков антиклиналей. При этом в ряде местоскоплений превалирующим является литологический фактор. Если же основной ловушкой на местоскоплении является структурная (антиклиналь или купол), то на таком местоскоплении в отдельных пластах наблюдаются литологические экраны, к которым приурочены залежи литологического типа. Наиболее изучены такие ловушки нефти и газа в США и Канаде, где они широко известны и давно эксплуатируются. Ловушки литологического типа обнаружены и в ряде районов СССР.

Приведем несколько примеров местоскоплений СССР с залежами УВ в пластах, связанных с выклиниванием коллекторов или их замещением на непроницаемые породы. На Коробковском местоскоплении, расположенном в пределах Доно-Медведицкого вала (Урало-Поволжье), выявлена газовая залежь в отложениях средней юры в пласте песчаника, выклинивающемся вверх по восстанию (на склоне антиклинали). Мощность пласта 0—12 м; пористость 25%; глубина залегания пласта 235 м; высота залежи ~60 м.

На Ромашкинском местоскоплении Татарского свода нефтяная залежь в пласте кыновского горизонта приурочена к участку выклинивания песчано-алевролитового пласта. Мощность пласта 0—9 м; глубина залегания 1745 м; высота залежи ~70 м. Нефть имеет плотность 0,860 г/см³.

С участками замещения коллекторов вверх по восстановлению пластов связаны залежи нефти и газа на Елшано-Курдюмском (Урало-Поволжье), Покамасовском и Ореховском (Западная Сибирь), Ярактинском (Восточная Сибирь), Ачикулакском и Лесном (Ставрополье) местоскоплениях. Например, на последних двух местоскоплениях выявлены залежи нефти в пластах альбского яруса (КО-Продуктивные песчано-алевролитовые пласты, сравнительно однородные с пористостью соответственно до 25 и 26—28%. Продуктивные пласты замещаются при подъеме непроницаемыми глинами и глинистыми алевролитами.

С локальными участками песчаных образований палеорек, баров, гнездообразно залегающих коллекторов среди неколлекторов связаны залежи и местоскопления литологически ограниченного типа. Эти объекты также формируются в обстановке морского прибрежья и неоднократной смены палеогеографических условий осадконакопления. Примеры местоскоплений, связанных с русловыми песчаниками: в Венесуэле — Мапиру и Мига; в США — местоскопления зоны Осейдж-Лоун-Три-Крик и Чейн-Валли, Саут-Серес, Мидленд; в Канаде — Медисин-Ривер и Гренд-Форк и др. С дельтовыми образованиями связаны местоскопления Кингфиш и Халибут в Австралии.

Широко распространены в США и Канаде нефтяные залежи, приуроченные к баровым песчаникам (например, в США — Мьюзик-Маунтин, Брэдфорд, Гай-Спенсер-Ричардсон, Остин, Мид, Саут-Бербанк и др.) и в Канаде (Эдсон, Гаррингтон, Прово и др.).

Стратиграфические элементы. Среди локальных элементов стратиграфического типа, с которыми связаны местоскопления и залежи нефти и газа, выде-

ляются локальные участки стратиграфических несогласий: 1) на антиклиналях и куполах и 2) вблизи погребенных выступов палеорельефа.

Характерными примерами данных объектов первой подгруппы являются местоскопления Ахтырско-Бугундырское в Краснодарском крае и Казанбулаг в Азербайджане. В Ахтырско-Бугундырском местоскоплении большинство нефтяных залежей приурочено к моноклинально залегающей толще палеоценового возраста под поверхностью несогласия. Коллекторами служат пески, песчаники, алевролиты. На местоскоплении Казанбулаг нефтяная залежь установлена в песчаниках эоценовых отложений в юго-восточной периклинальной части складки, осложненной разрывом, а также под поверхностью несогласия, перекрытой глинистыми отложениями майкопской свиты.

Большое количество скоплений нефти и газа, относящихся к указанной подгруппе, выявлено в США, Канаде, Австралии и др.

Литолого-стратиграфические элементы. К этим элементам относятся локальные участки выклинивания коллекторов, несогласно перекрытых неколлекторами. Типичным примером такого элемента может служить местоскопление Дели в США. Нефтяная залежь установлена в толще выклинивающихся песчаников мелового возраста на моноклинали, перекрытых над поверхностью несогласия непроницаемыми отложениями эоценового возраста.

К указанной группе разнородных элементов относятся так называемые элементы «смешанного типа». Среди них можно выделить элементы, связанные с литолого-дизъюнктивными и стратиграфо-дизъюнктивными экранами. В таких элементах встречаются залежи нефти и газа, контролируемые либо зоной выклинивания или замещения коллекторов в сочетании с разрывными нарушениями, либо поверхностью несогласия и разрывными нарушениями. Например, на местоскоплении Силигсон в США нефтяная залежь с небольшой газовой шапкой приурочена к выклинивавшемуся и нарушенному

сбросом песчанику эоценового возраста.

Примером ловушки, связанной со стратиграфо-дизъюнктивным экраном, является местоскопление Лоун-Стар-Консолидейтед в США. Формирование нефтяных залежей здесь обусловлено латеральным экранированием продуктивных песчаников поверхностью несогласия и разрыва.

Таким образом, в ряде мест с рассмотренными неструктурными элементами регионально-го и локального распространения связаны крупные местоскопления нефти и газа, а также богатые зоны нефтегазоаккумуляции.

ГЛАВА 7

СИСТЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ И ЗОН НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ

Прогнозирование нефтегазоносности недр и выбор направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ должны выполняться на основе предварительного нефтегазового геологического районирования исследуемой территории.

§ 7.1. Нефтегазогеологическое районирование

Нефтегазогеологическое районирование — это расчленение исследуемой территории на отдельные части по степени сходства и различия геотектонического строения, а также состава слагающих их формаций. Основные задачи нефтегазогеологического районирования:

выяснение закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазоаккумуляции с различными типами крупных геоструктурных элементов земной коры и связанными с ними формациями;

выявление геолого-геохимических закономерных связей размещения прогнозных ресурсов УВ в различных частях изучаемой территории, в том числе зон наибольших концентраций этих ресурсов;

сравнительная дифференцированная качественная и количественная

оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории с учетом особенностей строения и формирования ее крупных геоструктурных элементов;

выбор наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Акад. И. М. Губкин в своем труде «Мировые нефтяные месторождения» (1934) впервые разработал принципы выделения крупных нефтегазоносных территорий, подразделив их на провинции, области и районы. При этом в основу выделения перечисленных подразделений им был положен геотектонический принцип. Принципы выделения и классификации нефтегазоносных территорий, предложенные им, получили широкое признание и выдержали проверку временем и всей практикой поисково-разведочных работ на нефть и газ.

После И. М. Губкина в отечественной геологической науке разработкой данных вопросов занимались А. А. Бакиров, И. О. Брод, М. И. Варенцов, Н. Б. Вассоевич, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий, Н. А. Еременко, А. Я. Креме, В. Б. Оленин, Г. Е. Рябухин, А. А. Трофимук, А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хайн и др. Однако к разработке принципов и классификации нефтегазоносных территорий названные исследователи подошли с принципиально разных позиций. Одни, придерживаясь взглядов И. М. Губкина, в качестве основных подразделений крупных нефтегазоносных территорий выделяют нефтегазоносные провинции, области и районы, хотя нередко в указанные подразделения отдельные исследователи вкладывают различное содержание. Другие в качестве основного подразделения крупных нефтегазоносных территорий выделяют нефтегазоносные бассейны.

Для сравнительного изучения перспектив нефтегазоносности различных частей каждой исследуемой геологической провинции и повышения научного уровня прогнозирования нефтегазоносности недр необходимо иметь общепризнанные унифицированные принци-

пы нефтегеологического районирования. При этом нефтегеологическое районирование, как и всякая классификация природных процессов, должно исходить из выявленных наукой и практикой объективных закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий с различными геологическими факторами. Они могут быть глобального значения, т. е. быть характерными для всех континентов нашей планеты, и регионального значения, т. е. быть характерными для тех или иных отдельных геологических провинций и областей.

Разработка общих принципов нефтегеологического районирования, естественно, должна основываться на закономерных связях формирования и размещения регионально нефтегазоносных территорий, имеющих глобальное значение.

«/При проведении нефтегазогеологического районирования в качестве главных предпосылок необходимо учитывать следующие факторы:

региональную тектонику и палеотектонику, т. е. современное и прошлое геотектоническое строение региона, а также особенности формирования слагающих регион геоструктурных элементов;

литолого-стратиграфическую характеристику разреза, в том числе палеогеографические, формационные и фациальные условия накопления осадков в различных частях бассейна седиментации;

гидрогеологические условия оцениваемого региона, в том числе палеогидрогеологические и палеогидродинамические условия изменения в пространстве и времени расположения областей питания и разгрузки пластовых вод, их состава и напоров;

геохимические условия оцениваемого региона, в том числе результаты определения нефтегазоматеринского потенциала пород, концентрации и состава содержащихся в них битумов, ОБ и т. п.»

Однако среди перечисленных факторов, контролирующих процессы генерации, миграции и аккумуляции угле-

водородов, основным является геотектоника, так как ею предопределяются условия формирования и размещения областей регионального нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции; образование структурных форм, служащих ловушками в процессах аккумуляции; распределение береговых линий, зон выклинивания пластов, стратиграфических несогласий и литологических замещений, с которыми связано образование неантиклинальных ловушек; возникновение и развитие процессов миграции и аккумуляции; изменение региональных наклонов, влекущих изменение расположения зон питания и разгрузки пластовых вод и переформирование залежей.

Таким образом, нефтегазогеологическое районирование должно проводиться на геотектонической основе с выделением в пределах исследуемых регионов геоструктурных элементов, с которыми могут быть связаны элементы нефтегазогеологического районирования разного ранга, являющиеся объектами оценки ресурсов УВ.

В природе встречаются различные категории и типы скоплений нефти и газа. В большинстве опубликованных работ рассматривается классификация залежей и местоскоплений нефти и газа, т. е. локальных скоплений. Что касается региональных скоплений нефти и газа, то разработке их классификации было посвящено сравнительно небольшое количество работ. Между тем для прогнозирования нефтегазоносности недр и эффективного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо иметь единую генетическую классификацию различных категорий, в том числе региональных скоплений нефти и газа.

В СССР различные классификации скоплений УВ приводились в работах И. М. Губкина, А. Г. Алексина, А. А. Бакирова, Б. К. Баба-заде, И. О. Брода, М. И. Варенцова, И. В. Высоцкого, Н. А. Еременко, К. П. Маслова, М. Ф. Мирчинка, Г. П. Ованесова, А. А. Трофимука, А. В. Ульянова, Н. Ю. Успенской, В. Е. Хайна, Г. А. Хельквиста и др.

Классификация нефтегазоносных

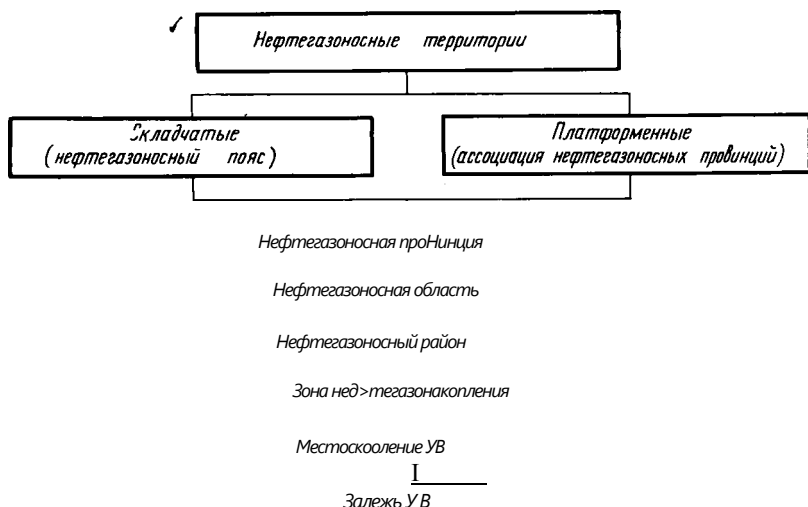


Рис. 7.1. Общая схема нефтегеологического районирования

территорий заключается в расчленении их и объединении в отдельные родственные категории, группы и классы, сходные по главным определяющим особенностям геологического строения и условиям их формирования. При этом необходимо соблюдать принцип выделения их по иерархической соподчиненности.

Учитывая фактически наблюдаемые на всех континентах Земли структурные условия формирования и распространения регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазоаккумуляции и локальных скоплений УВ, А. А. Бакиров в 1959 г. разработал единую классификацию, которая была доложена на XXII сессии Международного геологического конгресса (Дели, 1964) и опубликована в трудах конгресса (рис. 7.1).

Выделяемые им подразделения нефтегазоносных территорий и скоплений УВ находятся между собой в теснейшей структурной и генетической взаимосвязи и в совокупности представляют собой целостную единую историческую систему, возникающую и развивающуюся в составе нефтегазовой геологической мегасистемы. Поэтому закономерности формирования и размещения каждого из них могут быть выявлены только лишь на основе познания

генетических и структурных связей формирования и развития всей системы в целом во времени (геологическом) и пространстве.

Приведенная выше схема использовалась при составлении карты перспектив нефтегазоносности СССР, изданной Мингео, Миннефтепромом и Мингазпромом в 1983 г., а также при составлении методического руководства по количественной оценке прогнозных ресурсов УВ. Согласно этой схеме, при пространственном (латеральном) нефтегазогеологическом районировании выделяются следующие основные подразделения.

Нефтегазоносная провинция — целостная геологическая провинция, сложенная совокупностью различных крупных геоструктурных элементов, характеризующихся общностью геологической истории формирования и развития, в том числе общностью стратиграфического диапозона региональной нефтегазоносности.

Смежные нефтегазоносные провинции, помимо различия по эпохам регионального нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, т. е. по диапозону нефтегазоносности разреза осадочных образований, могут различаться также возрастом консолидации складчатого

фундамента на платформах и возрастом формирования складчатости и интенсивного погружения краевых частей платформ в складчатых областях и краевых прогибах.

С учетом сказанного выделяют: на платформах — нефтегазоносные провинции с докембрийским, каледонским, герцинским, мезозойским или гетерогенным складчатым основанием; в складчатых областях — нефтегазоносные провинции палеозойской, мезозойской, альпийской складчатости.

Нефтегазоносная область — территория, приуроченная к одному целостному крупному геоструктурному элементу, характеризующемуся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая региональные палеогеографические и палеотектонические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение отдельных геологических периодов и эпох.

Нефтегазоносный район — часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления, выделяющаяся или по геоструктурному, или географическому признаку.

Зона нефтегазонакопления — ассоциация смежных и сходных по геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных в целом к единой группе генетически связанных между собой ловушек структурного или литолого-стратиграфического типов.

Местоскопление — ассоциация залежей, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенным на одной локальной площади.

Залежь — естественное локальное единичное скопление УВ в одном или группе пластов, контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК. ■

Нефтегазогеологическое районирование проводится не только пространственно, но и в геологическом разрезе исследуемых территорий. Основными единицами нефтегазогеологического расчленения разреза нефтегазоносных территорий являются нефтегазоносная формация, региональный, субрегиональный, зональный нефтегазоносный комплексы.

V Нефтегазоносная формация — естественно-историческая ассоциация горных пород, генетически связанных между собой во времени и пространстве по региональным палеогеографическим и палеотектоническим условиям, благоприятным для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Детальная характеристика нефтегазоносных формаций дана в гл. 5.

Региональный нефтегазоносный комплекс — это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, характеризующийся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих ряд смежных крупных структурных элементов (своды, впадины и др.) и нередко развитых в пределах целых геологических провинций.

Субрегиональный нефтегазоносный комплекс — это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, который нефтегазоносен только в пределах одной нефтегазоносной области, приуроченной к одному из крупных структурных элементов.

Зональные нефтегазоносные комплексы — определенные литолого-стратиграфические комплексы, нефтегазоносные только в пределах отдельных районов или зон нефтегазонакопления. ••

Некоторые геологи основным подразделением нефтегеологического районирования рекомендуют считать «нефтегазоносные бассейны», понимая под этим термином области крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры, с которыми связаны многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтесборные площади. Однако указанный принцип выделения основного подразделения нефтегазогеологического районирования вызвал возражения со стороны многих исследователей. Как было показано (А. А. Бакиров, 1959, 1973), выделение крупных нефтегазоносных территорий по признаку приуроченности их лишь к впадинам в современной структуре земной коры неприемлемо как с научной, так и с практической

точек зрения по следующим соображениям.

1. Термин «бассейн» (basin) в буквальном переводе означает «впадину», «депрессию» или «мульду». Следовательно, термин «нефтегазоносный бассейн» охватывает только одну группу разнообразных нефтегазоносных территорий, а именно приуроченную к впадинам. Однако регионально нефтегазоносные территории бывают приурочены не только к впадинам, но и к областям крупных поднятий, например на платформах — к обширным антеклизам, сводовым поднятиям, мегавалам и т. д. Указанные подразделения крупных нефтегазоносных территорий, которые по размерам и нефтегазонасыщенности нередко значительно превышают нефтегазоносные территории, приуроченные к впадинам или грабенам, в классификациях нефтегазоносных бассейнов даже не упоминаются. Между тем к сводовым поднятиям типа Татарского, Средне-Волжского, Ставропольского и других на Русской платформе; типа мегавалов бассейна р. Оби на Западно-Сибирской платформе; Чоттоква, Центральный Канзас, Цинциннати на Северо-Американской платформе; Ханза на Ближнем Востоке, как известно приурочены обширные и богатейшие регионально нефтегазоносные территории.

Следовательно, принцип нефтегеологического районирования с выделением в качестве основного его подразделения лишь впадин крайне односторонен и не вскрывает в полной мере генетических связей регионально нефтегазоносных территорий с различными типами крупных геоструктурных элементов земной коры. Выяснение же этих связей имеет большое значение не только для выявления общих закономерностей формирования и пространственного размещения различных типов крупных нефтегазоносных территорий, но и для разработки теоретических основ прогнозирования нефтегазоносности недр, в том числе оценки еще не выявленных ресурсов нефти и газа с определением условий возможной максимальной концентрации их в различных частях исследуемой территории.

Поэтому при нефтегеологическом районировании необходимо выделять все встречающиеся в природе генетические типы регионально нефтегазоносных территорий, в том числе приуроченных как к региональным впадинам, так и к региональным поднятиям (антеклизам, сводовым поднятиям, мегавалам и др.).

2. Ограничение выделения нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к впадинам, выраженным лишь в современной структуре земной коры, не отражает действительных условий их размещения. Крупные регионально нефтегазоносные территории нередко бывают приурочены не только к областям длительного погружения в современной структуре земной коры, но и к областям палеовпадин, которые в верхнем, т. е. в современном, структурном плане выражены в виде региональных поднятий, вплоть до антеклиз.

Следовательно, принципы выделения нефтегазоносных бассейнов по приуроченности их к впадинам в современной структуре земной коры не учитывают решающей роли палеотектоники в образовании и размещении регионально нефтегазоносных территорий в земной коре. Как было показано в работах, посвященных описанию нефтегазоносных территорий Америки и Ближнего Востока (А. А. Бакиров, 1959), размещение крупных геотектонических элементов земной коры, в том числе внутриматериковых впадин и сводовых поднятий, в течение геологической истории не оставалось постоянным, а нередко претерпевало существенные изменения. При этом каждый новый крупный этап тектогенеза развивался на основе предыдущего, наследуя в начальной стадии структурные соотношения предыдущего этапа. Но в процессе дальнейшего развития постепенно возникали новые структурные соотношения с новыми качественными особенностями, присущими лишь данному этапу.

В ходе этих перестроек происходили весьма существенные изменения в пространственном размещении крупных геоструктурных элементов, а также в структурных их соотношениях, в связи с чем существенно менялись палео-

географические, литофациальные и геохимические условия накопления осадков, а также палеогидрогеологические условия, в том числе пространственное расположение областей питания и разгрузки, а местами и направление региональной динамики подземных вод.

С указанными изменениями в пространстве и во времени в пределах крупных геологических провинций в течение отдельных этапов развития геологической их истории происходило и перемещение (миграция) областей нефтегазообразования (палеовпадин) и нефтегазонакопления. Следовательно, познание генетических связей формирования и размещения регионально нефтегазоносных территорий невозможно лишь на основе изучения современного структурного плана, а требует всестороннего анализа палеотектонических, палеогеографических и палеогидрогеологических условий развития каждой рассматриваемой геологической провинции и изменений этих условий в пространстве и во времени (геологическом).

3. Существенным недостатком рассматриваемого принципа нефтегеологического районирования является объединение в единые нефтегазоносные бассейны различных по своему геологическому строению и геологической истории крупных геотектонических элементов платформенных и складчатых областей. Такое произвольное объединение генетических разнородных нефтегазоносных провинций недопустимо, во-первых, потому, что они приурочены к совершенно различным геотектоническим элементам земной коры (одни — к платформам, другие — к предгорным впадинам, а третьи — к складчатым территориям), а во-вторых, потому, что условия формирования и размещения **регионального нефтегазонакопления** как в разрезе, так и в пространстве перечисленных территорий существенно различны.

Такое произвольное объединение не способствует раскрытию закономерных генетических связей регионально нефтегазоносных территорий с различными типами геоструктурных элементов и связанными с ними формациями и

не обеспечивает геологическую практику достаточно надежной научной основой для выбора наиболее оптимальных направлений и рационального комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ применительно к отдельным типам крупных геоструктурных элементов земной коры.

С учетом изложенного нефтегазогеологическое районирование должно основываться прежде всего на выделении в пределах каждой исследуемой провинции по определенной системе соподчиненности и градации различных генетических типов крупных геоструктурных элементов, характеризующихся особенностями строения и геологической истории, а также особенностями состава осадочных формаций, участвующих в их строении. Кроме того, в пределах каждой изучаемой геологической провинции должно одновременно производиться районирование территорий палеобассейнов седиментации по каждому крупному циклу осадконакопления с расчленением их на области, отличающиеся по палеотектоническим, палеогеографическим, литофациальным и палеогидрогеологическим условиям накопления осадков рассматриваемого цикла.

Несоблюдение указанных принципов выделения и классификации нефтегазоносных территорий мешает познанию общих закономерных связей их формирования и размещения и выбору наиболее рационального комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ применительно к каждой генетической группе регионально нефтегазоносных территорий.

§ 7.2. Глобальная тектоника в связи с нефтегазогеологическим районированием и прогнозированием нефтегазоносности

Развитие процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в решающей мере зависит от тектоники. Поэтому изучение закономерностей формирования и размещения скоплений УВ, а также прогнозирование нефтегазоносности недр всегда строится на тектонической основе.

Широкое распространение в последние годы получила «новая глобальная тектоника», или теория литосферных плит. С позиций «глобальной тектоники» учеными решаются важнейшие теоретические вопросы, такие, как образование океанов и континентов, строение Мирового океана, восстановление истории и эволюции литосферы Земли и др. Наряду с этим тектоника плит может дать ключ к познанию закономерностей формирования месторождений полезных ископаемых, в том числе выявлению наиболее благоприятных условий для их максимальной концентрации. Поэтому дальнейшее развитие и подтверждение новыми фактическими данными теории литосферных плит приобрело практическое значение.

Примечание. Эволюция взглядов на тектонику литосферных плит рассмотрена в работах А. В. Пейве, Ю. М. Пушаревского, Е. Е. Милановского, А. Л. Яншина, В. Е. Хайна и др.

Основные положения новой глобальной тектоники заключаются в следующем. Земля имеет жесткую внешнюю оболочку — литосферу, состоящую из нескольких плит и покрывающую лежащую ниже астеносферу. Считается, что вся литосфера разбита на семь крупных плит (мегаплит): Евразийская, Северо-Американская, Южно-Американская, Африканская, Тихоокеанская, Индо-Австралийская и Антарктическая. Кроме того выделяется ряд мезоплит (Наска, Карибская, Филиппинская и др.) и микроплит (Турецкая, Эгейская, Горда и др.). Микроплиты располагаются между сходящимися мега- и мезоплитами. Большинство плит имеют гетерогенное строение. Они, как правило, сложены корой различного типа. Так, Африканская плита на западе от Срединно-Атлантического хребта до Африканского континента имеет океаническую кору, далее — континентальную, а восточнее Африки — вновь океаническую до Срединного хребта Индийского океана. Однако Тихоокеанская мегаплита и мезоплита Наска несут только океаническую кору. Литосферные плиты расчленяются внутриплитными глубинными разломами на литосферные блоки. Некоторыми исследова-

телями литосферные плиты рассматриваются как временно существующие системы разномасштабных, менее крупных, чем континенты, литосферных блоков. В целом различные по величине блоки образуют многоэтажное глыбовое строение литосферы Земли. При этом более крупные глубокозалегающие блоки обуславливают развитие вышележащих структур.

Дрейф континентов и разрастание морского дна есть результат движения жестких литосферных плит по мягкой астеносфере. Взаимодействие этих плит является причиной не только землетрясений, но и вулканической деятельности, горообразования, образования глубоководных желобов и океанических хребтов.

Плиты внешней оболочки Земли разделяются границами трех типов. Граница первого типа образуется, когда две плиты расходятся. Обычно такая граница проходит вдоль срединно-океанического хребта, где образуется новая океаническая кора. Эту границу называют границей *нарастания (аккреции)* или границей раздвижения (раздвигания) или *дивергенции*. Часто такую границу называют также конструктивной границей плит. Процесс, происходящий в срединно-океаническом хребте, называется *спредингом (расширением)*. Из рифтовой зоны хребта за счет спрединга поступают все новые и новые порции мантийного вещества, формирующие по обе стороны хребта молодую океаническую кору. По мере раздвигания литосферных плит далее от хребта оказываются более древние части океанического дна и соответственно ближе к хребту — более молодые.

Граница второго типа возникает, когда две плиты движутся навстречу друг другу. Эту границу называют *границей схождения (конвергенции)*. Вдоль таких границ проходят океанические желоба и горные хребты, например Анды, или только горные хребты, например Гималаи. Считается, что в районах желобов океанические плиты погружаются или испытывают субдукцию, уходя вглубь Земли. Поэтому эти границы называют также *граница-*

ми поглощения (или деструктивными границами плит).

Участок, где литосферная плита уходит в глубь Земли, на поверхности литосферы имеет глубоководный желоб, а в глубоких слоях представляет собой наклонно направленную часть литосферной плиты, называемую **зоной Беньофа** (или Заварицкого-Вадати-Беньофа). Она известна как зона глубоководных землетрясений. Здесь происходит как бы заталкивание океанической коры (или поддвижение) под континентальную. При столкновении двух плит происходят землетрясения, вулканизм и орогенические процессы. Причем в зонах субдукции происходят сильнейшие землетрясения, возникают горы, формируются островные дуги, на континентальной стороне которых часто происходят вулканические извержения. Примерами таких зон является оконечность Тихого океана (Индонезийский сектор, районы Японии, Камчатки и др.).

В зонах субдукции происходит как бы соскабливание осадков океанического дна, когда океаническая плита погружается под континент. Осадки нагромождаются в сильно нарушенном, смятом и расщепленном надвигами виде на континентальной стороне желобов. Такие толщи известны под названием аккреционной призм. Примером может служить толща, формирующая острова в Андаманском море у берегов Индии.

Зона Беньофа — наклоненная в сторону континента часть движущейся литосферы, которая погружается в мантию. Учеными установлено, что холодная океаническая плита толщиной 70—100 км, погружаясь в мантию со скоростью несколько сантиметров в год, в средней своей части может оставаться холодной до глубины 600—700 км, а это как раз **уровень самых глубоких очагов землетрясений**, возникающих как результат перемещения частей холодной литосферы, обладающей хрупкостью. Под срединно-океаническими хребтами, где горячий мантийный материал находится в процессе непрерывного подъема, наоборот, возникают только мелкофокусные землетрясения, так как горные породы оказываются

там текущими уже на небольших глубинах.

Вулканическая деятельность вблизи зон субдукции проявляется на континентальной стороне островных дуг, что связано с подъемом горячей астеносферы над надвигающейся холодной литосферной плитой и перемещением магмы под влиянием разрывов литосферы. В результате столкновения плит, поддвигающей окраины одной плиты под другую происходят интенсивное смятие коры, образование сложных складок, нарушенных надвигами, формирование горных цепей. Примером могут служить складчатые системы Анд, сформировавшиеся в зонах субдукции Тихоокеанской и Южно-Американской плит.

К границам схождения (конвергенции) относят также границы сталкивающихся континентов или континентов и островных дуг. При столкновении континентов происходит формирование высочайших складчатых систем. Примером служат Гималаи и Альпы. Горные вершины Гималаев образовались в результате столкновения Индийской и Азиатской плит (поддвижение Индии под Тибетское плато). Еще в конце мелового периода (65 млн. лет назад) Индостан представлял собой самостоятельный континент, окруженный океаном, и двигался по направлению к Лавразии (это единый некогда континент, объединяющий Северную Америку, Европу и Азию). Столкновение произошло значительно позже (в альпийскую фазу орогенеза).

Границы третьего типа менее распространены и называются **трансформными**, так как плиты скользят по трансформным разломам одна относительно другой. Такие горизонтальные перемещения происходят в Калифорнии по разлому Сан-Андреас. Калифорния как бы отделяется от Северной Америки.

Исследователей интересует вопрос: какая же сила движет континенты? Пока этот вопрос однозначно не решен. Многие в качестве движущей силы считают конвекцию в мантии. Конвекционный поток направлен вверх в зонах спрединга и уходит вниз, в глубь Земли, в зонах субдукции. В качестве движу-

щих сил предлагаются и другие, в том числе сила тяги опускающейся литосферной плиты в зоне Бенюфа, сила давления хребта, в результате которой плиты расходятся, и др.

Подсчитано, что скорость опускания плиты в зоне Бенюфа составляет 6—10 см/год. С такой скоростью движутся плиты, соединяющиеся с желобами (Тихоокеанская, Наска, Кокос, Филиппинская и др.). Все остальные плиты движутся со скоростью менее 4 см/год. Большинство из них несут на себе крупные материи, которые скреплены с грубокой мантией более прочно.

Итак, мнения многих ученых склонны к мобилистскому взгляду на Землю, хотя ряд сторон концепции тектоники литосферных плит еще недостаточно обоснован и требует дальнейших всесторонних исследований.

Существенный вклад в разработку этой концепции внесли исследования советских ученых. Так, А. В. Пейве считает, что литосферные плиты не пассивно смещаются по поверхности Земли, а активно движутся под действием «гравитационно-инерционных сил Земли», возникая вследствие неравномерного ее вращательного и орбитального движений. По мнению А. В. Пейве, Ю. М. Пушаровского, сжатие и растяжение в литосфере происходят одновременно.

По Ю. М. Пушаровскому, горизонтальные движения происходят не только по астеносфере, но и по многим другим слоям относительно пониженной вязкости и тектоническим разделам, находящимся внутри литосферы. Говоря о подвижности ложа океана, он приводит в качестве примеров поднятия Шатского и Хесса в северо-западной части Тихого океана, на которых установлены мелководные осадки, что свидетельствует о вертикальных движениях блоков океана. Поднятие Шатского в конце юры, по-видимому, находилось на небольших глубинах моря и поднималось над прилегающими участками океанского ложа на 1,5 км, а поднятие Хесса в альбе выступало над уровнем моря.

Однако в настоящее время и другими исследователями принимаются в

равной мере как горизонтальные, так и вертикальные движения в развитии и строении отдельных блоков земной коры.

В работе А. А. Ковалева предложена классификация основных типов структурных элементов земной коры с позиций тектоники плит. Среди них выделено три класса структур: I — тафрогены — пояса раздвижения земной коры; II — кратогены — области транзита и скольжения литосферных плит; III — орогены — зоны сдвига, продвижения и столкновения литосферных плит.

Изучение тектоники внутриконтинентальных складчатых поясов (Уральский, Центрально-Азиатский, Верхояно-Колымский и др.) привело ученых к выводу о развитии в этих районах древних зон субдукции. Несмотря на различия в строении, неизменным остается приуроченность их к зонам сближения литосферных плит и образование поясов на месте древних океанических бассейнов в результате столкновения континентов (Л. П. Зоненшайн, 1984).

Вопросы глобальной тектоники обсуждались на XXVII Международном геологическом конгрессе (Москва, 1984) в докладах советских и зарубежных ученых (А. В. Пейве, Ю. М. Пушаровский, А. А. Яншин, В. Е. Хайн, Е. Е. Милановский, Б. В. Баранов, Л. П. Зоненшайн, Ж. Обуэн, Э. Билла, И. Рамберг, П. Морган, К. Крук и др.). В результате исследований советских ученых по проблемам геотектоники поставлен ряд задач, в том числе по дальнейшей разработке теории литосферных плит. Среди них первоочередными являются:

- накопление дальнейших геологических и геофизических доказательств крупных горизонтальных смещений глыб литосферы;

- поиск механизма движения литосферных плит;

- дальнейшее изучение обнаруженных взаимосвязей между поверхностными, глубинными и сверхглубинными процессами;

- создание глобальных палеотектонических реконструкций по расположению

литосферных плит и определению направлений движения плит, времени их разрыва или спаивания (столкновения);

составление неомобилистских геодинамических моделей развития основных типов структур земной коры и др.

В. Е. Хайн считает, что «разработка новой глобальной тектоники несомненно представляет выдающееся достижение в развитии геотектоники». Однако, по его мнению, эта теория пока еще не учитывает все многообразие тектонических процессов на Земле, т. е. многопричинности тектогенеза, и требует дальнейших исследований и доказательств.

Дальнейшая детальная разработка этой концепции необходима с целью познания закономерностей формирования и размещения месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. В работах советских и зарубежных ученых отражены определенные связи между нефтегазоносностью и глобальной тектоникой, в частности зависимость между размещением повышенных концентраций УВ в зонах высокого теплового потока Земли, а также связь скоплений УВ с древними рифтовыми системами раздвигающихся плит.

В палеорифтовых системах могли создаваться благоприятные условия для нефтегазообразования. Рифтообразование связано с движением высоко-разогретого мантийного вещества, что приводит к расколу и раздвижению земной коры и впоследствии к образованию грабенообразных впадин, заполненных мощными толщами осадков. Эти впадины могли явиться очагами нефтегазообразования, так как для них характерны мощное осадконакопление и интенсивный прогрев.

В спрединговых зонах, например Северного моря, в рифтах-грабенах (Вайкинг, Осло и др.), выполненных мощной осадочной толщей, выявлены крупные скопления нефти и газа (Фортис, Экофиск, Леман и др.).

Большинство сверхглубоких депрессий (СГД) СССР, где мощность осадочного чехла превышает 4,5 км, испытали рифтовый путь развития в дале-

кие этапы геологической истории, например Прикаспийская, Западно-Сибирская, Лено-Вилуйская мегасинеклизы. В последних обнаружены значительные концентрации нефти, газа и конденсата.

Результаты некоторых исследований показывают, что при наличии всех необходимых для аккумуляции нефти параметров в районах, характеризующихся относительно высоким геотермическим градиентом и повышенным тепловым потоком, скорее всего следует ожидать наличия крупных залежей УВ.

По имеющимся данным, зависимость приуроченности наибольших концентраций УВ к зонам повышенного теплового потока наиболее всего выражена на территориях, характеризующихся корой промежуточного типа. Такие нефтегазоносные территории располагаются вдоль континентальных окраин, где океаническая плита пододвинута под континентальную, т. е. в зонах субдукции. Обычно эти районы характеризуются высокой тектонической активностью. Примерами могут служить районы Индонезийской островной дуги, Карибского моря, западной части США и др.

Высокие значения геотермических градиентов отмечены: на Центральной Суматре (Индонезийская зона субдукции), в окрестностях гигантского местоскопления Минае ($7,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$); в нефтегазоносной территории Лос-Анджелес (Калифорнийское побережье США на местоскоплении Уилмингтон — $5,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$); в нефтегазоносных областях Предкавказья, Бакинском архипелаге, Венском бассейне Австрии и др.

Взаимосвязь между процессами тектоники плит и закономерностями распространения нефти и газа можно проследить на примере Красного моря. Этот район испытал двойное рифтообразование, что обусловило наличие чрезвычайно высоких тепловых потоков (часто выше $4\text{ км}/\text{кал}$), а геотермические градиенты в южной части Красного моря варьируют от $28^{\circ}\text{C}/\text{км}$ до величин свыше $50^{\circ}\text{C}/\text{км}$. При очень высоком температурном воздействии УВ могут находиться в газовом состоянии. Выброс газа из подсолевой толщи

частично подтверждает предположение, что данный район может рассматриваться' как газоносный, по крайней мере до глубин 3 км и более. В то же время в южной части Красного моря установлены нефтепроявления, связанные преимущественно с относительно не глубоко залегающими толщами осадков выше миоценовой соли. В этом случае повышенные температуры могли способствовать ускоренному созреванию ОВ и переходу его в нефть.

На примере Красного моря видна роль плитной тектоники и в образовании ловушек нефти и газа. Здесь преобладающими элементами являются присобросовые складки и соляные купола, непосредственно образовавшиеся в связи с разрывом литосферных плит.

По заключению некоторых исследователей, в соответствии с глобальной тектоникой наиболее благоприятные условия для нефтегазообразования и нефтегазонакопления существовали на континентальных окраинах вследствие накопления мощных осадочных толщ и благоприятного термодинамического режима. По периферии океана установлены огромные мощности осадков (до 15—16 км), а общий объем осадков оценивается в 130 млн. км³ (Л. П. Лисицин, 1984). Среди окраин различают современные и древние пассивные и активные окраины.

Современные пассивные окраины (атлантического типа), формировавшиеся в конце палеозоя и в мезозое, в начальном периоде испытывали рифтообразование, которое впоследствии сменялось интенсивным погружением с накоплением мощных (до 12—14 км) толщ осадков. Нефтегазообразованию в осадочных толщах на пассивных окраинах континентов благоприятствовали наличие карбонатных и глинистых нефтематеринских толщ, обогащенных ОВ, а также мощных терригенных коллекторов, высокая геостатическая нагрузка, обеспечивающая отжим пластовых вод с УВ и их миграцию в пласты-коллекторы. Нефтегазоносность современных пассивных окраин доказана в западном и восточном побережьях Атлантического океана — местоскопления Канады, Бразилии, Аргентины,

Нигерии, Габона, Конго, Анголы, а также в северо-западной части Австралии, в северной окраине Африки, на арктическом шельфе Северной Америки (Аляска) и др.

Высокой продуктивностью отличаются надвиговые окраины складчатых горных сооружений. По заключению некоторых исследователей, эти территории относятся к древним пассивным континентальным окраинам. К указанным территориям отнесены нефтегазоносные районы Скалистых гор Канады и прилегающих равнин, Предаппалачского прогиба, Персидского залива и периферии Индостанской платформы, Алжира, Предкавказья и др.

Однако, по другим представлениям, районы Персидского залива, северо-западного склона Индостанской платформы и Кавказа относятся к активным континентальным окраинам, характеризующимся высокой тектонической активностью, сейсмичностью и вулканизмом, что обусловлен наличием глубинных наклонных разломов (зон Беньофа), по которым происходит надвигание плит.

Самый богатейший нефтеносный регион земного шара находится в зоне надвигания Персидской плиты на Аравийскую. Здесь выявлены крупнейшие зоны нефтегазонакопления, в том числе во внутренней части Месопотамского прогиба: Киркукская, Ахвазская, Гечаранская и др. На внешнем борту Месопотамского прогиба и соседнем Восточно-Аравийском прогибе, в том числе в акватории Персидского залива — Большой Бурган, Гаварская, Сафания-Хафджи и др.

Скопления нефти и газа выявлены и в ряде других участков активных континентальных окраин, где более достоверно установлено существование зон субдукции с четко выраженными глубоководными желобами и надвиговыми окраинами складчатых горных сооружений. Так, в зонах субдукции Тихоокеанской плиты в Калифорнии (США) расположены нефтегазоносные территории, связанные с межгорными впадинами: Грейт-Валли (Сан-Хоакин), Санта-Мария, Вентура-Санта-Барбара,

Лос-Анджелес и др., — в которых выявлено несколько сотен местоскоплений нефти, в том числе крупные: Санта-Инес, Уилмингтон, Хайтингтон-Бич, Керн-Ривер, Элк-Хилс, Мидуэй-Сансет и др.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что нефтегазонакоплению способствуют процессы: 1) рифтообразования (спрединга литосферных плит); 2) субдукции (поглощения и столкновения плит). В первом случае нефтегазообразованию и нефтегазонакоплению благоприятствуют повышенный тепловой поток и мощные толщи терригенных и карбонатных осадков, в результате чего создается оптимальный термодинамический режим.

Во втором случае на активных окраинах континентов в процессе субдукции также происходит значительное прогибание земной коры и накопление огромных толщ в зонах прогибов, часто перед горными сооружениями. При этом в прогибах образуются мощные седиментационные призмы, в которых накапливаются осадки, богатые ОВ (нефтематеринские толщи). По мере углубления бассейна и возрастания мощности осадков геостатическая нагрузка вызывает отжим пластовых флюидов и возникновение градиента пластовых давлений в сторону материка. Таким образом, в зонах субдукции также создаются благоприятные условия для нефтегазонакопления вследствие образования мощных осадочных толщ, огромного бокового давления (сжатия), которое способствует дополнительному разогреву пород и миграции флюидов в латеральном и вертикальном направлениях.

Концепция новой глобальной тектоники объясняет очень динамичное развитие земной коры, особенно на участках, расположенных на окраинах континентов. С континентальными окраинами связываются основные перспективы открытия богатейших скоплений нефти и газа. Уже сейчас со дна океанической акватории извлекается 1/3 мировой добычи УВ (материалы XXVII сессии Мирового геологического конгресса. Москва, 1984).

Таким образом, ряд выявленных за-

кономерных связей между новой глобальной тектоникой и нефтегазонакоплением позволяет прогнозировать нефтегазонакопительность малоизученных территорий и глубокопогруженных этажей нефтегазонакопительных регионов на основе мобилистских представлений о развитии земной коры.

С точки зрения тектоники плит высокие перспективы нефтегазонакопительности связаны с континентальными окраинами, палеорифтовыми впадинами, зонами скрытых передовых прогибов, образовавшихся в завершающую стадию столкновения плит, надвиговыми окраинами складчатых горных сооружений и др. Вместе с тем ввиду еще недостаточной изученности взаимосвязей нефтегазонакопительности с тектоникой плит нельзя на данном этапе выявить четкие закономерности в размещении и условиях образования крупных концентраций УВ в земной коре. Для выявления таких закономерностей необходимо выполнить комплекс разносторонних исследований как по дальнейшей разработке теории тектоники плит на основе теоретических и экспериментальных данных, так и по установлению более четких связей глобальной тектоники с формированием и размещением крупных концентраций полезных ископаемых, в том числе УВ.

В заключение следует отметить, что наряду с учеными, признающими главенствующую роль горизонтальных перемещений блоков литосферы, ряд ученых признают преобладающую роль вертикальных движений (например, В. В. Белоусов). Их точка зрения сводится к существованию процесса образования океанической литосферы на месте ранее существовавшей континентальной и при этом без дрейфа и раздвижения последней. Этот процесс получил название «базификации» или «океанизации» континентальной литосферы.

В. В. Белоусов допускает, что процесс базификации литосферы проявлялся в прошлом на месте современных океанов, хотя неопровержимых данных в пользу такого заключения пока недостаточно. С этой целью необходимо дальнейшее изучение истории

развития океанов в домезозойский период.

Примечание. Существуют и другие гипотезы на развитие тектонической истории земной коры, в том числе гипотеза расширяющейся Земли и др. Однако в настоящее время нет достаточных оснований придерживаться крайних точек зрения (либо горизонтальные, либо вертикальные движения и т. д.).

Как показывает анализ тектонического развития различных регионов Земли, земная кора в течение геологической истории испытывала разнонаправленные движения, которые оказывали влияние на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Исходя из сказанного при нефтегеологическом районировании исследуемых территорий и прогнозировании нефтегазонасыщенности недр следует учитывать возможность как горизонтальных, так и вертикальных перемещений отдельных мегасегментов литосферы в течение отдельных этапов развития геологической истории.

§ 7.3. Нефтегазоносные пояса и провинции. Классификация и основные генетические типы

Нефтегазоносные пояса. Они выделяются в складчатых областях и представляют собой совокупность нефтегазоносных провинций, расположенных в пределах той или иной системы складчатости и генетически связанных с формированием этого складчатого пояса. Следовательно, можно выделить, например, нефтегазоносные пояса, приуроченные к системам герцинской складчатости Аппалачей и Урала, мезозойской складчатости Скалистых гор, Юго-Восточной Азии, Альпийской складчатости Альп, Гималаев, Анд, Кордильер и т. д.

В платформенных областях выделяются ассоциации нефтегазоносных провинций, расположенных на платформах с разным возрастом складчатого фундамента, например докембрийским, герцинским, мезозойским и т. д.

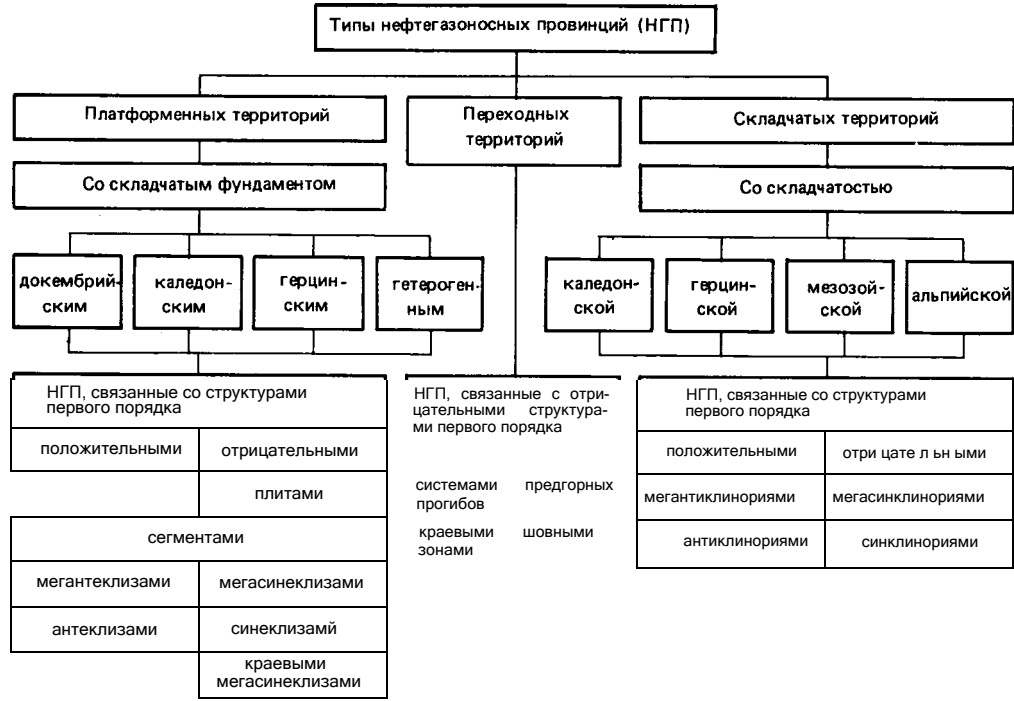


Рис. 7.2. Схема классификации нефтегазоносных провинций (по А. А. Бакирову)

Нефтегазоносные провинции. Основными критериями выделения нефтегазовых провинций, по А. А. Бакирову, являются:

на платформах — геологический возраст консолидации складчатого фундамента; стратиграфический диапазон региональной нефтегазоносности осадочного покрова; характерные особенности региональной тектоники.

В складчатых областях — геологический возраст формирования складчатых сооружений; стратиграфический диапазон региональной нефтегазоносности осадочного покрова; характерные особенности региональной тектоники.

Схема классификации нефтегазовых провинций (по А. А. Бакирову) приведена на рис. 7.2.

Помимо различия по возрасту складчатого основания указанные нефтегазоносные провинции различаются главными чертами региональной геотектоники вследствие их приуроченности к определенным структурам первого порядка: плитам, сегментам, мегантеклизам и мегасинеклизам, антеклизам и синеклизам. Например, выделяются:

нефтегазоносные провинции плит (Западно-Сибирская, Туранская);

нефтегазоносные провинции мегантеклиз (Волго-Уральская, Непско-Ботубинская и др.);

нефтегазоносные провинции мегасинеклиз (Прикаспийская, Тунгусская, Лено-Вилуйская, Примексиканская и др.);

нефтегазоносные провинции крупных авлакогенов (Днепровско-Донецкая);

нефтегазоносные провинции системы предгорных прогибов (Предуральская, Предкавказская, Предкарпатская, Преаппалачская, Предандийская, Предзагорская, Предальпийская и др.);

нефтегазоносные провинции межгорных впадин (на Кавказе, Скалистых горах, Кордильерах и др.).

§ 7.4. Нефтегазоносные области.

Классификация и основные генетические типы

Классификация нефтегазовых областей (по А. А. Бакирову) приведена в табл. 7.1. Рассмотрим наиболее широко распространенные нефтегазоносные области платформенных, переходных и складчатых территорий.

Таблица 7.1. Типы нефтегазовых областей

Области платформенных территорий	Области переходных и складчатых территорий
Сводовые поднятия	Мегантиклинали
Ассоциации мегавалов и кряжей	—
Авлакогены (крупные grabены и рифты)	Рифтовые системы
Внутриплатформенные впадины	Межгорные впадины
Наложённые впадины	Наложённые и поперечные прогибы
Региональные моноклинали (склоны платформ)	—
—	Мегасинклинали
—	Срединные массивы
Нефтегазоносные области платформенных территорий	

Нефтегазоносные области сводовых поднятий. Сводовые поднятия платформ представляют собой единые крупные области приподнятого залегания складчатого фундамента под платформенным покровом, измеряемые сотнями километров в ширину и длину. Для начальных этапов их формирования обычно характерны тенденции к развитию преимущественно восходящих форм движения, а для последующих — чередование восходящих и нисходящих форм движений с преобладанием последних. Вследствие этого для областей сводовых поднятий нередко характерны региональное несогласие верхних и нижних структурных этажей осадочного

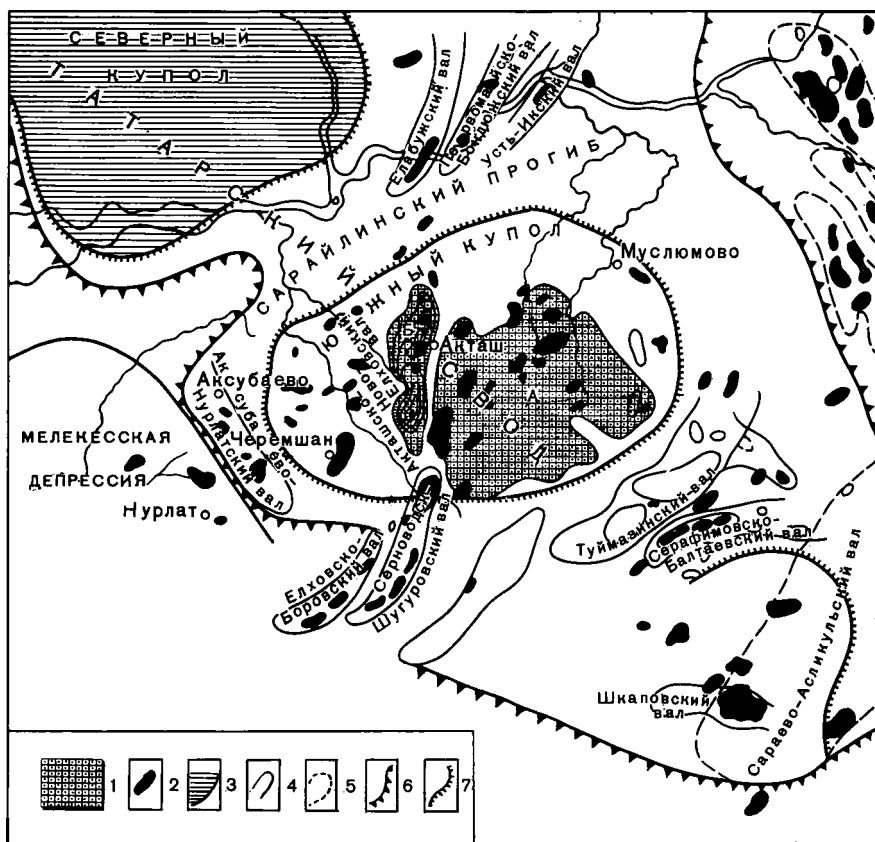


Рис. 7.3. Нефтегазоносная область Татарского сводового поднятия:

1 — залежи нефти в девонских отложениях (А — Ромашкинское местоскопление, Б — Ново-Елховская, Акташская, Поповская площади); 2 — нефтяные местоскопления и площади; 3 — зона преимущественного отсутствия терригенных пашийских и живетских отложений; 4 — валообразные поднятия в девонских отложениях; 5 — валообразные поднятия по каменноугольным и пермским отложениям; 6 и 7 — границы сводового поднятия и куполов внутри сводового поднятия

комплекса платформенного покрова и значительное сокращение разреза и мощностей нижней его части по сравнению с прилегающими областями внутриплатформенных впадин. Для сводовых поднятий характерно также более замедленное прогибание по сравнению с прилегающими областями впадин даже в фазы регионального развития движений всеобщего прогибания. Вследствие этого области сводовых поднятий характеризуются сокращением мощностей отдельных стратиграфических подразделений по сравнению с прилегающими областями впадин.

Типичными примерами нефтегазоносных областей, приуроченных к сводовым поднятиям, могут служить сле-

дующие: в пределах Русской платформы — Татарский (рис. 7.3), Пермско-Башкирский, Средне-Волжский своды; в пределах эпипалеозойской платформы юга СССР (Скифско-Туранской) — Ставропольский и Каракумский своды; на территории Западно-Сибирской эпипалеозойской платформы — Нижневартовский, Сургутский (рис. 7.4), Александровский, Тазовский, Пудинский своды; в пределах Северо-Американской платформы — Цинциннати, Бенд, Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол и другие сводовые поднятия.

Необходимо различать сводовые поднятия унаследованного развития и сводовые поднятия инверсионного происхождения. Для правильной оценки перспектив нефтегазоносности разреза

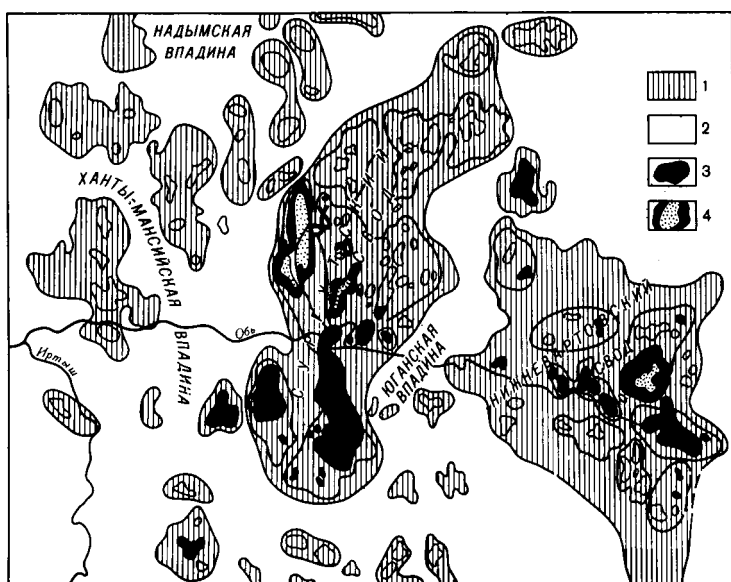


Рис. 7.4. Нефтегазоносная область Сургутского и Нижневартовского сводовых поднятий:

1 и 2 — области поднятий и впадин; 3 — местоскопления нефти; 4 — газовые шапки

выяснение условий формирования сводовых поднятий имеет первостепенное значение.

Примером нефтегазоносной области, связанной со сводовым поднятием унаследованного развития, является область Сургутского свода в Западной Сибири. Сургутский свод как положительная структура развивался с послепермского времени, причем максимум его развития относится к неокому и альбскому периодам раннего мела, а также к неогену. В настоящее время Сургутский свод имеет размеры 110X270 км и занимает площадь ~23 тыс. км². Свод осложняют валы и куполовидные поднятия.

К Сургутскому сводовому поднятию примыкает на юго-западе Салымское куполовидное поднятие, с которым связаны залежи нефти баженовской свиты на Салымском и Западно-Лемпинском местоскоплениях.

По условиям размещения скоплений нефти и газа различают несколько типов сводовых поднятий. В большинстве случаев зоны нефтегазонакопления приурочены к наиболее приподнятым центральным частям поднятий, как это имеет место, например, в пределах Та-

тарского (см. рис. 7.3) и группы Среднеобских сводовых поднятий (см. рис. 7.4) в СССР, в пределах погребенных сводовых поднятий Канзас, Чоттоква, Семинол и других в США. Встречаются сводовые поднятия, где зоны нефтегазонакопления сосредоточены в основном лишь в краевых частях, в местах сочленения с прилегающими к ним впадинами, что наблюдается, например, в пределах центрального поднятия Пермской синеклизы США (рис. 7.5), а также сводовые поднятия, где зоны нефтегазонакопления обнаруживаются на их периклинальных погружениях, а наиболее приподнятые (сводовые) части не содержат скоплений нефти и газа промышленного значения. Типичным примером таких сводовых поднятий может служить свод Цинциннати, расположенный в восточной части Северо-Американской платформы (рис. 7.6).

Для большей части платформенных сводовых поднятий характерно расположение зон газонакопления преимущественно в более приподнятых, а зон нефтегазонакопления — в более погруженных частях, как это имеет место, например, в пределах Ставропольского, Каракумского сводовых поднятий в

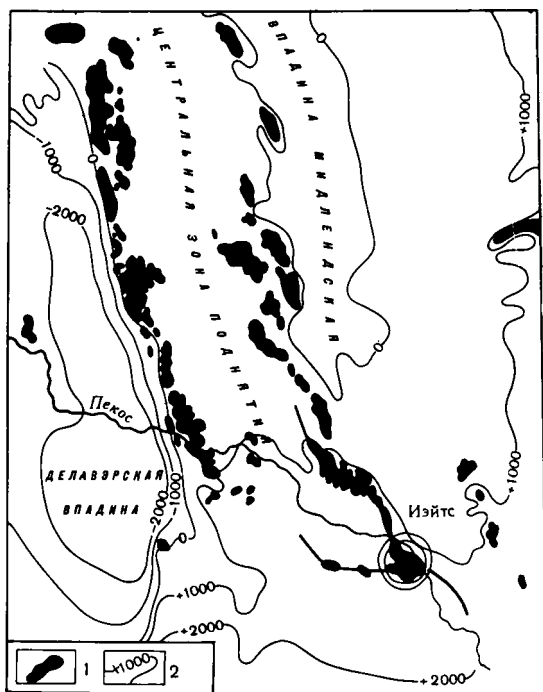


Рис. 7.5. Нефтегазоносная область Пермской впадины США (по Вер-Вибе, 1952):

1 — нефтяные местоскопления; 2 — стратонизогипсы

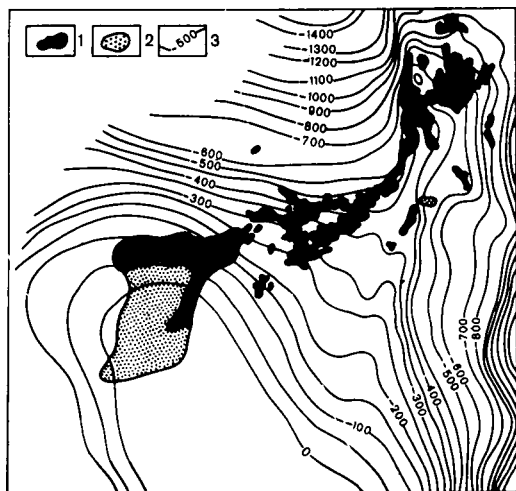


Рис. 7.6. Нефтегазоносная область Цинциннатского сводового поднятия, США (по Стоуту и Кармену):

1 — нефтеносные площади; 2 — газоносные площади; 3 — изогипсы по кровле известняка трентон

СССР, сводовых поднятий Цинциннати, Сабин в США.

Нефтегазоносные области внутри-платформенных впадин изометрического строения. Внутриплатформенные впадины представляют собой обширные области погружения складчатого фундамента в пределах платформенных плит. Эти впадины измеряются сотнями километров в ширину и длину и имеют обычно изометрические очертания.

Примерами нефтегазоносных областей, приуроченных к платформенным впадинам, могут служить следующие: на Русской платформе — нефтегазо-

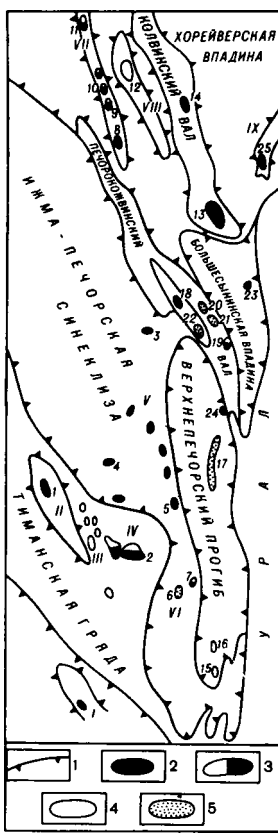


Рис. 7.7. Схема размещения местоскоплений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции:

1 — контуры тектонических элементов.

Местоскопления: 2 — нефтяные; 3 — газонетфяные; 4 — газонетфяные; 5 — газоконденсатные.

Тектонические элементы и районы: I — Кельтминский вал; II — Ухто-Ижемский вал; III — Верхнеижемская зона; IV — Омра-Сойвинский уступ; V — Табук-Савиноборский район; VI — Джебольский район; VII — Юрьянско-Шапкинский вал; VIII — Лайский вал; IX — Макарихинское поднятие.

Местоскопления: I — Ярегское; 2 — Нижне-Омринское; 3 — Лузское; 4 — Западно-Тэбукское; 5 — Пашнинское; 6 — Джебольское; 7 — Восточно-Пальское; 8 — Верхнегубешорское; 9 — Южно-Шапкинское; 10 — Шапкинское; II — Василковское; 12 — Лаявожское; 13 — Усинское; 14 — Хрьяганское; 15 — Курьинское; 16 — Рассохинское; 17 — Вуктыльское; 18 — Каменское; 19 — Аранецкое; 20 — Печоро-Кожвинское; 21 — Печорогородское; 22 — Кыртаюльское; 23 — Сынинское; 24 — Андроновское; 25 — Макарихинское

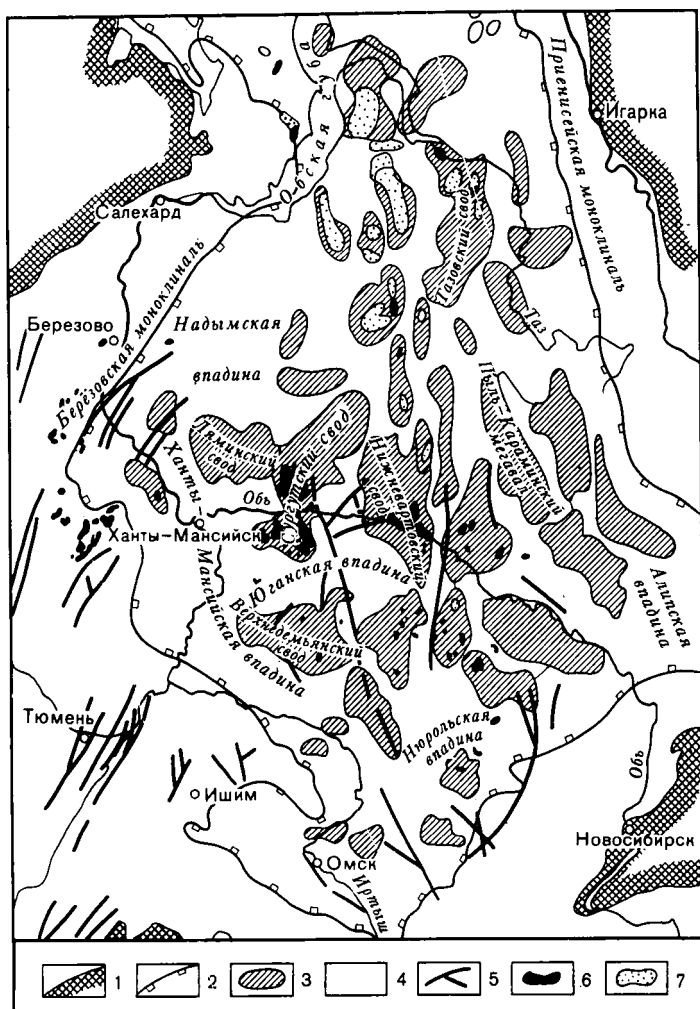


Рис. 7.8. Схема структурного размещения регионально нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по М. Я. Рудкевичу, Н. Н. Ростовцеву, И. И. Нестерову и др.):

1 — границы плиты; 2 — граница между внешним поясом и внутренней областью; 3 — контуры региональных сводовых поднятий и мегавалов; 4 — области региональных впадин и прогибов; 5 — дизъюнктивные нарушения; 6 — местоотложения нефти; 7 — мест скопления газа

носные области Тимано-Печорской провинции (рис. 7.7), Вятско-Камской, Мелекесс-Абдулинской впадин; на эпипалеозойской платформе юга СССР — Мургабской, Амударьинской, Южно-Мангышлакской, Восточно-Кубанской и других впадин; на Западно-Сибирской платформе — Ханты-Мансийской, Юганской, Надымской, Усть-Енисейской и других впадин (рис. 7.8); в пределах эпипалеозойской платформы Западной Европы — Восточно-Герман-

ской, Западно-Германской, Нидерландской, Аквитанской и Парижской впадин; на территории Китая — Джунгарской, Таримской, Сычуанской и других впадин; на Северо-Американской платформе — Иллинойской (рис. 7.9), Мичиганской, Делавэр, Додж-Сити (США), Альбертской (Канада) и других впадин; на Африканской платформе — Сиртской (Ливия) (рис. 7.10), Восточно-Алжирской (Алжир) впадин (рис. 7.11); на Аравийской платфор-

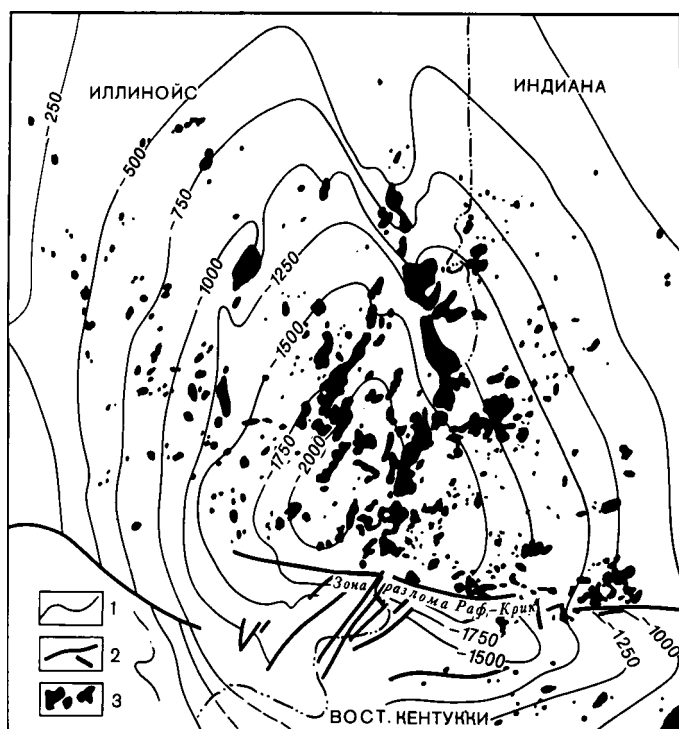


Рис. 7.9. Нефтегазоносная область Иллинойской впадины США:
1 — стратизогипсы по кровле отложений трентон; 2 — сбросы; 3 — местоскопления нефти

ме—Басра-Кувейтской, Руб-Эль-Халийской впадин и др.

Среди рассматриваемой группы выделяются нефтегазоносные области, приуроченные к впадинам унаследованного развития, инверсионного и наложенного происхождения. Для правильного направления поисково-разведочных работ и выбора методики их проведения выяснение указанных условий формирования изучаемых впадин имеет очень большое значение.

В нефтяной геологической литературе имеется немало работ, в которых утверждается, что в пределах платформенных и межгорных впадин основные зоны нефтегазонакопления могут формироваться только в бортовых их частях, а центральные, наиболее погруженные части впадин рассматриваются лишь как нефтеборные площади, из которых УВ мигрируют в более приподнятые прибортовые части впадин.

Ошибочность такого крайне одностороннего понимания региональных условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления А. А. Бакиров отмечал в ряде ранее опубликованных работ (1954, 1957).

Практика нефтегазопроисковых работ показывает, что на платформенных территориях формирование зон нефтегазонакопления действительно часто происходит в пределах крупных положительных структурных элементов (сводовых и линейных поднятий) и приподнятых бортовых частей впадин. Однако наряду с этим богатейшие зоны нефтегазонакопления при наличии подходящих структурных и прочих условий нередко обнаруживаются также в относительно более погруженных центральных частях внутриплатформенных впадин и прогибов.

Следует отметить, что в работах А. А. Бакирова рекомендовались для поисков новых зон местоскоплений

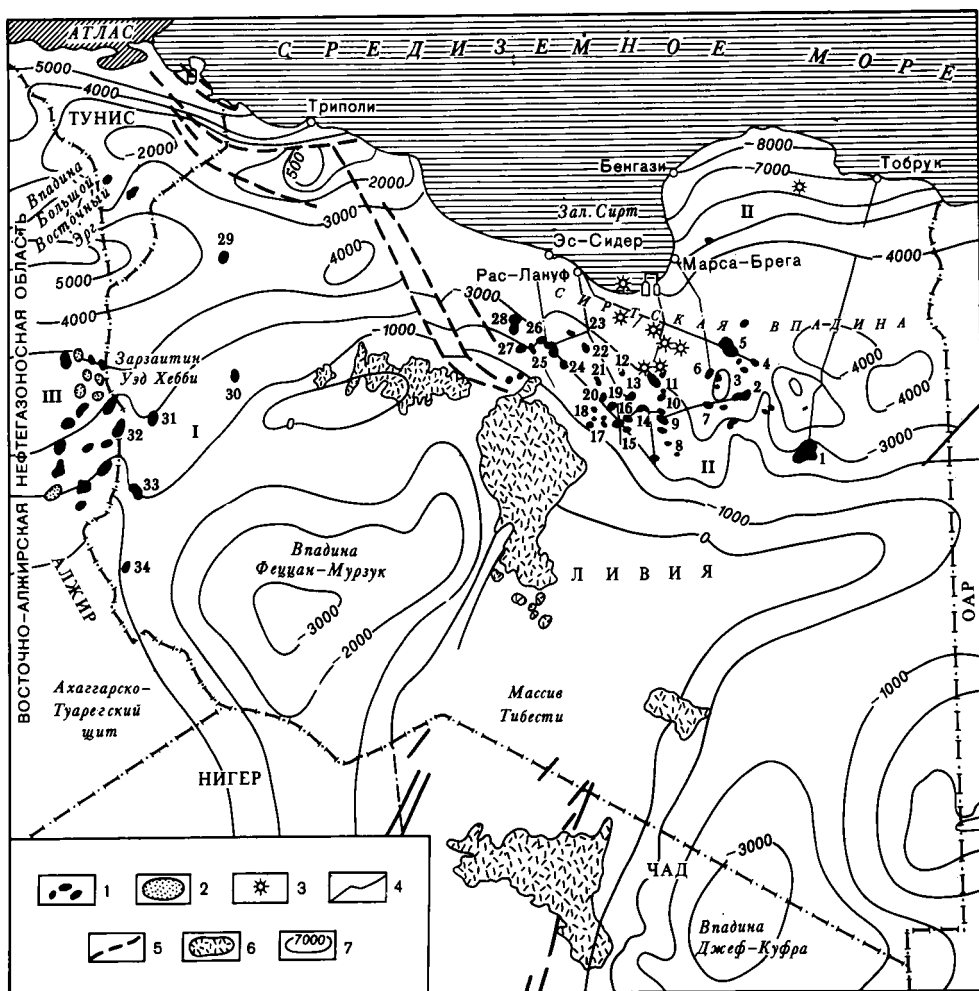


Рис. 7.10. Обзорная тектоническая схема Ливии (по Джиллесси и Санфорду, 1967): 1 — нефтяные местоскопления; 2 — газовые местоскопления; 3 — газовые скважины; 4 — трубопроводы; 5 — разломы; 6 — эффузивы; 7 — изогипсы по поверхности фундамента. Нефтегазоносные области: I — Триполитанская; II — Киренайская; III — восточной части Алжирской Сахары. Местоскопления нефти: 1 — Сарир; 2 — Гиало; 3 — Ауджила; 4 — Нафура; 5 — Амаль; 6 — Идрис; 7 — Харош; 8 — Дефа; 9 — Ваха; 10 — Джебел; 11 — Зельтен; 12 — Рагуба; 13 — Ора; 14 — Заргут; 15 — Бельхедан; 16 — Самах; 17 — Халифа; 18 — Хуфф; 19 — Беда; 20 — Котла; 21 — Хорам; 22 — без названия; 23 — Балузи; 24 — Фарруд; 25 — Хофра; 26 — Дахра; 27 — Бахр; 28 — Мабрук; 29 — Бир-Тлаксин; 30 — Эмгейт; 31 — Уэд-Тахара; 32 — Эдзеле; 33 — Атшан; 34 — Эль-Хаге

нефти и газа погруженные части таких крупных внутриплатформенных впадин, как например, Печорская на Русской платформе; Ханты-Мансийская, Усть-Енисейская на Западно-Сибирской платформе; Амударьинская, Южно-Мангышлакская, Мургабская на Туранской плите среднеазиатских республик. Последующая практика поисково-разведочных работ на нефть и газ полностью подтвердила справедливость

этих выводов. Открытие новых местоскоплений УВ в центральных, наиболее погруженных частях Печорской, Южно-Мангышлакской, Мургабской, Ханты-Мансийской, Усть-Енисейской и других впадин показало, что внутриплатформенные впадины платформенных областей, в том числе наиболее погруженные их части, при наличии соответствующих палеогеографических и палеотектонических условий весьма бла-

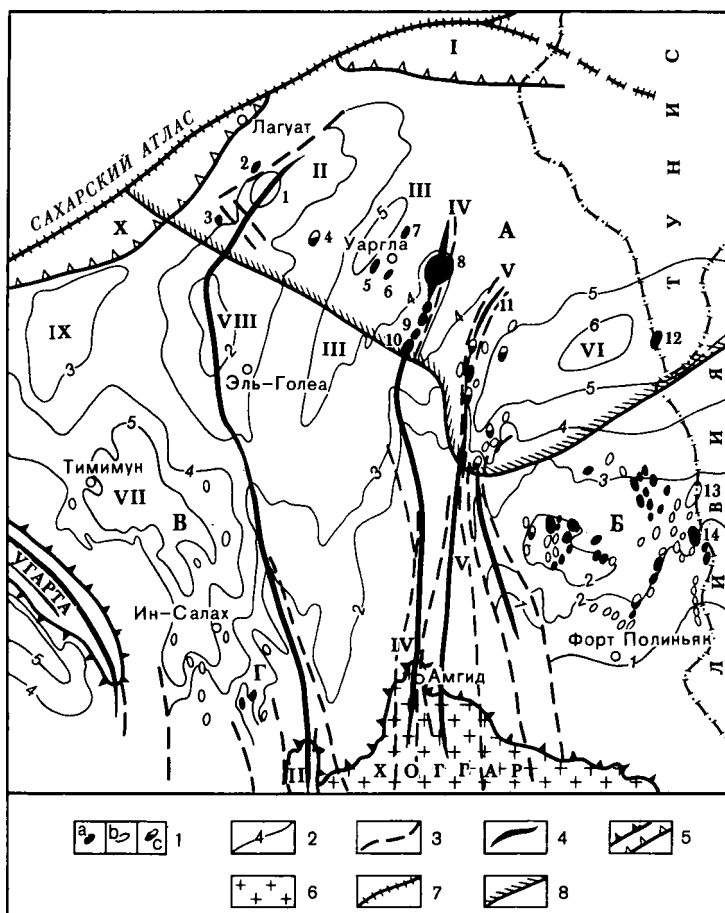


Рис. 7.11. Схема нефтегеологического районирования Алжирской Сахары (по А. Н. Шарданову, 1969):

I — местоскопления (*a* — нефтяные; *b* — газовые и газоконденсатные; *c* — нефтегазовые); *2* — изогипсы поверхности фундамента, км; *3* — основные разломы; *4* — оси основных поднятий; *5* — границы некоторых тектонических элементов; *6* — выходы фундамента на поверхность; *7* — глубинные разломы; *8* — южная граница триасовой нефтегазоносной области. **Нефтегазоносные области:** *A* — Триасовая; *B* — Полиньяк; *B* — Западно-Алжирская; *Г* — газоносный район Ахмет. **Нефтяные и газовые местоскопления:** *1* — Хасси-Р'Мель; *2* — Бордж-Нили; *3* — Белькстайф; *4* — Уэд-Нумер; *5* — Хауд-Беркауи; *6* — Бен-Кала; *7* — Улугга; *8* — Хасси-Мессауд; *9* — Эль-Гасси; *10* — Эль-Агреб; *11* — Рурд-эль-Багель; *12* — Эль-Борма; *13* — Альрар; *14* — Зарзантин. **Основные структурные элементы:** *I* — прогиб Мельрир; *II* — гряда Иджерак-Мзаб; *III* — впадина Муйдир; *IV* — гряда Амгид-Хасси-Мессауд; *V* — поднятие Эль-Биод-Хасси-Туарег; *VI* — впадина Радамес; *VII* — впадина Тимимун; *VIII* — свод Аллал; *IX* — свод Уэд-Наумс; *X* — прогиб Бену

гоприятны не только для нефтегазообразования, но и для нефтегазонакопления.

Имеется немало примеров, когда наиболее богатые зоны нефтегазонакопления приурочены к структурам, расположенным в наиболее погруженных частях впадин, а структуры, расположенные в прибортовых частях, содер-

жат значительно меньшие по запасам нефтегазовые скопления. В этом отношении весьма показательна Иллинойская впадина США (см. рис. 7.9).

Крупные зоны нефтегазонакопления обнаружены в центральных частях платформенных впадин Северной Америки (США, Канада), Западной Европы, Африки, КНР. Зоны нефтегазо-

накопления обнаружены в центральных частях Печорской, Азово-Кубанской и Ханты-Мансийской впадин СССР. Поэтому при планировании и производстве нефтегазопроисловых работ на территории платформенных впадин должно быть уделено соответствующее внимание как прибортовым, так и центральным их частям.

Нефтегазоносные области линейно-вытянутых внутриплатформенных поднятий. На территории платформ встречаются нефтегазоносные области, приуроченные к внутриплатформенным линейно вытянутым поднятиям, представляющим собой области развития линейных форм складчатого фундамента, погребенных под отложениями платформенного покрова с простираением на сотни километров и отражающихся в осадочном чехле в виде крупных мегавалов.

Примерами подобных структурных элементов платформенных областей могут служить: на эпипалеозойской платформе юга СССР — кряж Карпинского, Центрально-Устьюртская, Чарджоу-Дарганатинская, Бухарская зоны поднятий; в Западной Сибири — Нижнепурский (Уренгойский), Вель-Карамышский, Северо-Ямальский, Северо-Сосьвинский мегавалы; на Северо-Американской платформе — погребенные кряжи Немаха, Амарильо; на Африканской платформе — система мегавалов Амгит-Хасси-Мессауд, Джебель, Аллан-Тильрент.

Геотектонический режим областей указанных поднятий в течение платформенного этапа развития характеризовался неоднократным чередованием восходящих и нисходящих движений с преобладанием последних. Однако общее прогибание происходило медленнее по сравнению с прилегающими областями впадин и с меньшими амплитудами. Вследствие этого разрез осадочных образований платформенного покрова в пределах линейно вытянутых поднятий характеризуется уменьшением мощностей отдельных литолого-стратиграфических комплексов по сравнению с соседними областями впадин и местами выпадением руда

свит, а иногда и ярусов, развитых в прилегающих впадинах.

Встречаются линейно вытянутые поднятия унаследованного и инверсионного происхождения. Примерами поднятий унаследованного развития могут служить кряж Карпинского, Чарджоу-Дарганатинская и Бухарская зоны поднятий, а примерами поднятий инверсионного происхождения — Мангышлакская и Туаркыская зоны поднятий.

С ассоциацией мегавалов связана, например, Надым-Пурская нефтегазоносная область в Западной Сибири (Пурпейский, Медвежий, Юбилейный и Уренгойский мегавалы). В пределах этой области обнаружены значительные скопления УВ, в том числе Уренгойское, Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское, Комсомольское, Вэнгапурское, Ярайнерское и др.

С кряжем Карпинского в Предкавказье связана одноименная нефтегазоносная область, в пределах которой выделено несколько зон нефтегазонакопления (Промысловско-Цубукская, Ачинеро-Каспийская, Краснокамышанская и др.). В этих зонах выявлены местоскопления нефти, газа и конденсата в терригенных коллекторах нижнего мела (Промысловское, Олейниковское, Цубукское и др.).

К рассматриваемой группе относятся нефтегазоносные области, приуроченные к зонам линейно вытянутых погребенных кряжей Амарильо и Немаха в США. К поднятию Амарильо приурочен один из богатейших нефтегазоносных районов США — Панхэндл (см. рис. 5.15). Общая протяженность продуктивной зоны этого района достигает 200 км при ширине в среднем 20—25 км. Здесь зоны преимущественно газонакопления общей площадью свыше 600 тыс. га расположены в сводовой, наиболее приподнятой части погребенного поднятия, а зоны преимущественно нефтенакопления — на северо-восточном склоне, обращенном в сторону прилегающей к нему обширной впадины Анадарко. На юго-западном склоне Амарильо имеются лишь единичные местоскопления нефти с незначительными залежами.

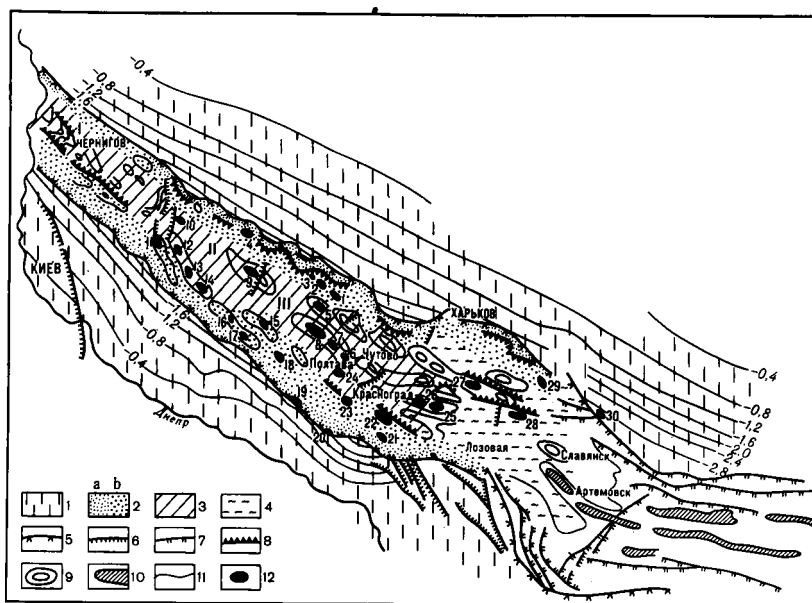


Рис. 7.12. Тектоническая схема Днепровско-Донецкой впадины (по М. В. Чирвинской, 1962):

/ — бортовые части (северная и южная) — склоны Воронежского и Украинского кристаллических массивов; 2 — зоны краевых дислокаций (*а* — более приподнятая часть; *б* — более погруженная часть); 3 — центральная часть grabena — приподнятые блоки фундамента (*I* — Черниговский, *II* — Лохвицкий, *III* — Лютеньский); 4 — зона сочленения (восточное окончание впадины или северо-западная окраина Донбасса); 5 — зона краевых разломов (граница Днепровско-Припятского палеозойского grabena); 6 — сбросы; 7 — надвиги; 8 — флексуры; 9 — контуры поднятий; 10 — антиклинальные складки Донбасса; 11 — изогипсы поверхности кристаллического фундамента; 12 — местоскопления нефти и газа. Основные места скопления нефти и газа: Качановская зона (1 — Рыбальское; 2 — Качановское; 3 — Новотроицкое; 4 — Роменское); Вельская зона (5 — Бельское); Солоховско-Диканьское поднятие (6 — Руновщинское, 7 — Большебузданское; 8 — Солоховское); Глинско-Розбывское поднятие (9 — Глинско-Розбывское; 10 — Парафиевское); Прилукская зона (11 — Прилукское); Лебяковско-Озерная зона (12 — Лебяковское); Гнедищевско-Чернухинская зона (13 — Гнедищевское; 14 — Чернухинское); Радченковская зона (15 — Радченковское); Исачковско-Кибинцевская зона (16 — Ромодановское; 17 — Кибинцевское; 18 — Сагайдакское); Голубовско-Колайдинская зона (19 — Зачепиловское; 20 — Михайловское; 21 — Перещепинское; 22 — Октябрьское; 23 — Новогригорьевское; 24 — Машевское); Беляевская зона (25 — Павловское; 26 — Кегичевское); Шебелинская зона (27 — Шебелинское; 28 — Сиваковское; 29 — Северо-Голубовское; 30 — Краснопоповское)

ния приурочены к линейно вытянутым поднятиям субмеридионального простирания, образовавшимся у разрывов, осложняющих прибортовые части грабена (Штаффельфельден и др.). Местами нефтяные местоскопления обнаружены также в центральной части грабена (Офенбах, Хайна, Донау, Ширхейн и др.)

Суэцкий грабен протягивается в северо-западном направлении на расстояние свыше 350 км при ширине 40—50 км. Системой разрывных нарушений он разбит на отдельные блоки, ступенчато погружающиеся в сторону его центральной части. Основные зоны нефтегазонакопления приурочены к линейно вытянутым поднятиям, протягивающимся параллельно грабенообразующим сбросам на северо-восточном и юго-восточном бортах грабена. Кроме того, в пределах Суэцкого грабена обнаружены зоны нефтенакпления, связанные с рифовыми образованиями миоценового возраста, сформировавшимися на гранитных выступах докембрийского фундамента.

Типичным примером указанного типа нефтегазоносных областей являются богатейшие области, выявленные в рифтовых системах континентального шельфа северо-западной Европы (районы Северного моря, шельфа у Британских островов и Нидерландов). Например, с системой сочленения рифтов-грабенов связаны местоскопления нефти в продуктивных горизонтах пермского и мезозойского возрастов: Фортис, Монтроз, Пайнер, Экофиск, Ок, Арджилл и др.

Нефтегазоносные области региональных моноклиналей. Нефтегазоносная область данного типа, например, выявлена на юго-восточном склоне Русской плиты. Здесь на фоне общего регионального погружения палеозойских пород выделяется ряд валов, простирание которых совпадает с простиранием граничащего на востоке Предуральского прогиба (Сергеевский, Тавтимановский, Загорский и др.). С локальными поднятиями указанных валов связаны местоскопления нефти (Сергеевское, Благовещенское, Шакшинское, Тавтимановское, Загорское и др.).

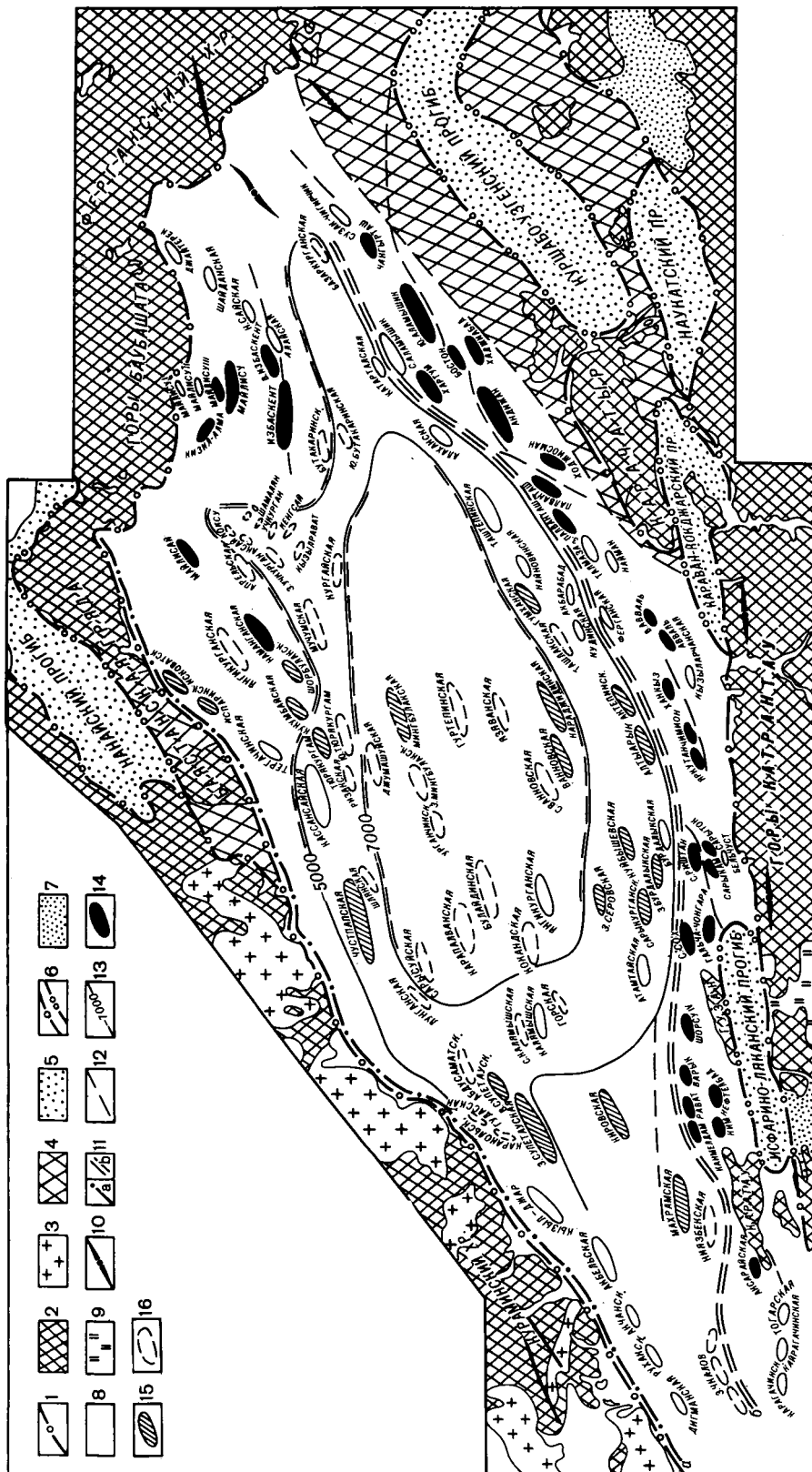
Нефтегазоносные области переходных и складчатых территорий

В пределах переходных и складчатых территорий выделяются нефтегазоносные области, приуроченные к мегантиклиналям, мегасинклиналям, межгорным впадинам, срединным массивам, наложенным и поперечным прогибам, рифтовым системам. Наиболее широко встречаются нефтегазоносные области, связанные с межгорными впадинами.

Нефтегазоносные области внутри-складчатых (межгорных) впадин. Типичными примерами этой группы являются: в СССР — Апшеронская, Прикуринская, Западно-Туркменская, Ферганская нефтегазоносные области (рис. 7.13) и Западно-Таджикская впадина; в Западной Европе — Венская, Паннонская и Трансильванская впадины; в Юго-Восточной Азии — Бирманская впадина и впадина Индонезийских островов; в Северной Америке — межгорные впадины Калифорнии и Скалистых гор (рис. 7.14); в Южной Америке — межгорные впадины Западной Венесуэлы, Колумбии, Эквадора и Перу.

Осадочные образования, участвующие в строении межгорных впадин, дислоцированы и смяты в крупные складки, расположенные кулисообразно и нарушенные системой продольных и поперечных сбросов различной амплитуды. Региональные поднятия, развитые в пределах межгорных впадин, в свою очередь, состоят из многочисленных локальных структур, как правило, асимметричного строения с углами падения слоев на крутых крыльях, превышающими местами 60—70°. При этом более крутые крылья обычно обращены в сторону центральных частей впадины.

Для некоторых внутрискладчатых впадин типа Западно-Туркменской и Апшеронской характерно широкое развитие диапиризма и грязевого вулканизма, имеющих большое значение при прогнозировании перспектив нефтегазоносности. Для межгорных впадин характерно также широкое развитие региональных разрывных нарушений.



Примером наложенных прогибов, к которым приурочены нефтегазоносные области, может служить впадина акватории Каспия. Нефтяные и газовые местоскопления обнаружены здесь в районе Апшеронского и Бакинского архипелагов, на многочисленных морских структурах, сложно построенных, сильно нарушенных и нередко осложненных грязевым вулканизмом и диапиризмом (Нефтяные Камни, Гюрганы-море, Банка Дарвина, Камни Григоренко, остров Жилой, Грязевая сопка, Сангачалы-море, Дуванный-море, остров Булла и др.).

территории. В некоторых опубликованных работах термин «зона нефтегазоаккумуляции» употребляется произвольно и в него вкладывается различное содержание.

Правильное определение понятия зоны нефтегазоаккумуляции, а также разработка классификации их должны способствовать, с одной стороны, выяснению общих закономерностей формирования генетически различных типов регионального нефтегазоаккумуляции в различных геологических условиях, а с другой — научно обоснованному выбору наиболее перспективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ с постановкой их в первую очередь в районах, которые расположены в условиях, наиболее благоприятных для формирования соответствующих зон нефтегазоаккумуляции. Следует отметить, что отечественная и зарубежная практика нефтегазописковых работ знает немало случаев, когда ввод в разведку многочисленных локальных структур без должного изучения условий размещения региональных зон нефтегазоаккумуляции приводила к задержке на многие годы открытия в пределах этих территорий нефтегазовых местоскопления и к резкому снижению общей эффективности поисково-разведочного бурения.

Учитывая фактически наблюдаемые на всех континентах Земли геоструктурные связи регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазоаккумуляции, А. А. Бакиров впервые разработал целостную их классификацию. В этой классификации, следуя учению акад. И. М. Губкина, автор выделил в иерархической последовательности различные категории регионально нефтегазоносных территорий (нефтегазоносные пояса, провинции и области), **зоны нефтегазоаккумуляции** и локальные скопления нефти и газа (залежи и местоскопления).

Зонами нефтегазоаккумуляции им было рекомендовано называть ассоциацию (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой ло-

кальных ловушек. В основу классификации положен принцип выделения генетически различных их типов с учетом особенностей геологических факторов, которым принадлежит главная роль в формировании каждого из выделяемых классов и групп.

Указанные генетически различные категории регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазоаккумуляции и локальных скоплений УВ в совокупности представляют собой целостную систему, в которой системообразующие элементы структурно и генетически связаны между собой. Вследствие этого познание закономерностей образования и размещения локальных скоплений УВ в том или ином районе невозможно без знания закономерностей формирования и развития соответствующей зоны нефтегазоаккумуляции, к которой приурочены изучаемые локальные скопления УВ.

В свою очередь, научно обоснованный прогноз нефтегазоносности той или иной зоны нефтегазоаккумуляции невозможен без познания региональных условий образования и развития процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в пределах крупных геоструктурных элементов (нефтегазоносных областей), к которым приурочены изучаемые зоны нефтегазоаккумуляции.

А. А. Бакировым были выделены зоны нефтегазоаккумуляции структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и смешанного литолого-стратиграфического классов; в составе каждого класса — отдельные генетические группы этих зон (табл. 7.2).

Поиски зон нефтегазоаккумуляции требуют прежде всего выявления перечисленных геологических факторов, с которыми связаны их различные генетические типы.

Зоны нефтегазоаккумуляции структурного класса. Зоны нефтегазоаккумуляции линейно вытянутых валоподобных поднятий платформенных территорий наиболее широко распространены во всех нефтегазоносных провинциях и областях как в СССР, так и за рубежом.

Т а б л и ц а 7.2. Основные генетические типы зон нефтегазонакопления
(по классификации А. А. Бакирова)

Класс	Г р у п п а	П о д г р у п п а
1	2	3
Структурный	Зоны, формирование которых связано: 1 — с линейно вытянутыми валоподобными поднятиями на платформах и антиклинальными зонами в складчатых и переходных областях	Скопления УВ, приуроченные к отдельным локальным поднятиям, участвующим в строении вала. Единое скопление УВ, контролируемое структурой валоподобного поднятия в целом
	2 — с изометричными куполовидными поднятиями	Скопления УВ, приуроченные: к отдельным локальным поднятиям, участвующим в строении зоны поднятия. Единое скопление УВ, контролируемое структурой зоны поднятия в целом
	3 — с региональными разрывными нарушениями	Скопления УВ, приуроченные: к системе локальных поднятий, группирующихся вдоль региональных разрывных нарушений; к моноклиналям, нарушенным региональными разрывами
	4 — с зонами развития солянокупольной тектоники	к системам линейно вытянутых соляных куполов; к системе соляных куполов, концентрически округлых очертаний
	5 — с региональным развитием трещиноватости пород	к участкам тектонической трещиноватости; к участкам седиментационной трещиноватости
Рифогенный	с рифогенными образованиями	к атоллам; к барьерным рифам
Лито-логический	1 — с региональным изменением литологического состава и выкли-	к участкам регионального замещения коллекторов на непроницаемые породы; к участкам регио-

Класс	Г р у п п а	П о д г р у п п а
1	2	3
	ниванием коллекторов вверх по восстановлению слоев	нального выклинивания пластов-коллекторов на склонах поднятий и бортах впадин
	2 — с песчаными образованиями вдоль прибрежных частей древних морей	к участкам развития; песчаных валоподобных поднятий типа баров в прибрежных частях палеоморей; к участкам развития песчаных прибрежно-дельтовых образований палеорек (шнурковых, рукавообразных)
Стратиграфический	Скопления, приуроченные к зонам регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов относительно непроницаемыми слоями	к участкам, региональных стратиграфических несогласий на платформенных поднятиях и моноклиналях; к участкам развития вулканогенных пород, несогласно залегающих среди толщ осадочного генезиса
Лито-стратиграфический	к зонам выклинивания коллекторов, несогласно перекрытых непроницаемыми отложениями более молодого возраста	к участкам регионального выклинивания и стратиграфического срезания коллекторов на склонах поднятий и бортах впадин; к участкам регионального выклинивания вблизи эродированных выступов кристаллического фундамента

Местоскопления нефти и газа здесь группируются в определенные линейно вытянутые зоны нефтегазонакопления, приуроченные к отдельным валоподобным поднятиям. Следовательно, формирование зон нефтегазонакопления рассматриваемого типа обуславливается наличием региональных линейно вытянутых поднятий, состоящих из целого ряда (ассоциации) локальных антиклиналей и куполов, тесно связанных между собой условиями формирования. Среди этой группы зон по морфологическому признаку и степени нефте-

газонасыщения выделяются две под-
группы.

К первой подгруппе относятся
зоны нефтегазонакопления, в которой
расположены сходные по строению
и условиям нефтегазонакопления
местоскопления, приуроченные к от-
дельным локальным поднятиям, участ-
вующим в строении вала; ко второй
подгруппе — зоны нефтегазонакопле-
ния, представляющие собой единое
крупное местоскопление, контролируе-
мое структурой вала в целом.

Валоподобные поднятия, с которы-
ми связаны зоны нефтегазонакопления,
могут быть как унаследованного,
так и инверсионного развития.
Валоподобные поднятия унаследован-
ного развития характеризуются обычно
соответствием структурных поверх-
ностей регионально нефтегазоносных
этажей и ареалов нефтегазоносности,
приуроченных к отложениям различ-
ных крупных литолого-стратиграфиче-
ских комплексов, участвующих в
их строении. Валоподобные поднятия
инверсионного развития characterizu-

ются несоответствием и большей частью
обратным соотношением структурных
поверхностей. Вследствие этого в пре-
делах поднятий инверсионного проис-
хождения ареалы нефтегазоносности
различных литолого-стратиграфиче-
ских комплексов, как правило, про-
странственно не совпадают.

Анализ имеющихся фактических
данных показывает, что валоподобные
поднятия унаследованного раз-
вития при прочих равных условиях
характеризуются сравнительно более
оптимальными условиями для образо-
вания многоэтажных зон регионально-
го нефтегазонакопления. Валоподобные
поднятия, к которым приурочены зоны
регионального нефтегазонакопления,
в большинстве случаев имеют бло-
ковое строение и бывают осложнены
дизъюнктивными нарушениями. При
этом амплитуды, а иногда и знаки
движений отдельных блоков по указан-
ным нарушениям в различные отрезки
времени геологической истории этих
поднятий нередко были неодинаковы.
Поэтому в пределах одного и того же

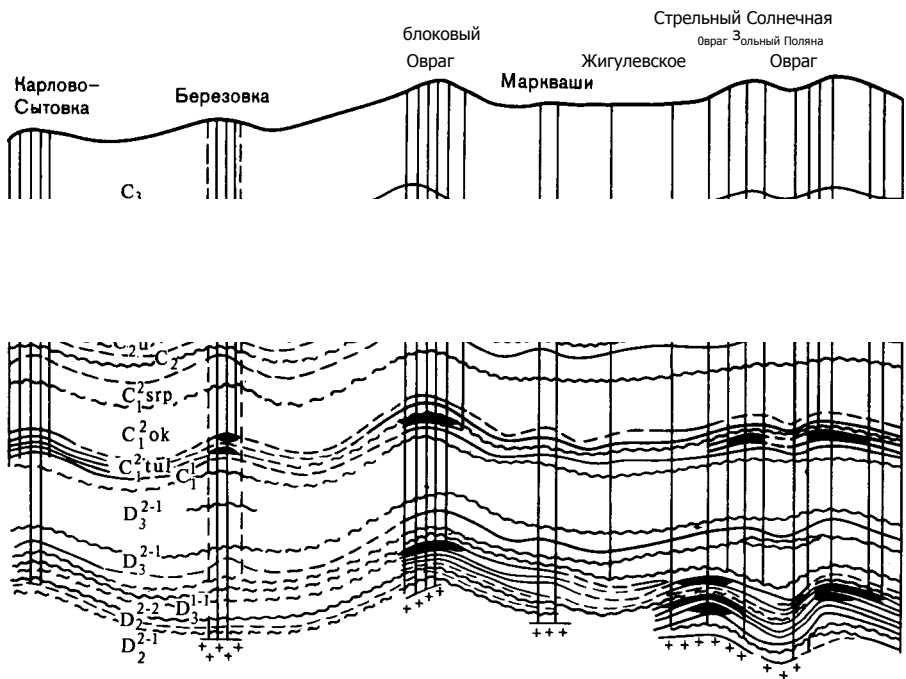


Рис. 7.15. Продольный разрез через зону Жигулевских поднятий

валоподобного поднятия одновозрастные регионально нефтегазные комплексы на участках отдельных блоков нередко имеют различное строение и мощности и, как следствие этого, различную степень нефтегазонасыщенности.

Наглядным примером сказанного может служить характер нефтенасыщенности каменноугольных и девонских отложений в зоне нефтегазоаккумуляции, приуроченной к Жигулевскому валообразному поднятию Среднего Поволжья (рис. 7.15). Локальные структуры, расположенные в западной части этой зоны, содержат залежи нефти лишь в отложениях каменноугольной системы; в девонских отложениях залежи нефти отсутствуют (Сызранская, Губино, Карлово-Сытовка и др.). Локальные структуры, расположенные в восточной части Жигулевского вала (Яблоновый Овраг, Зольный Овраг и др.), характеризуются наличием в них залежей как в каменноугольных, так и в девонских отложениях. По мере движения на восток степень нефтенасыщенности этих отложений возрастает, что находится в теснейшей связи с палеотектоническими и фациальными условиями накопления осадков в течение девонского и каменноугольного периодов в восточной и западной частях зоны Жигулевских поднятий, а также с характером движения отдельных ее частей в указанные геологические периоды.

Чтобы обеспечить получение наиболее полной фактической информации, характеризующей нефтегазоносность вводимых в поисковую разведку новых валообразных поднятий или антиклинорий, необходимо проводить комплексные геолого-геофизические исследования и бурение поисковых скважин одновременно в нескольких блоках, расположенных в различных геоструктурных условиях, в том числе в более приподнятых и погруженных частях этих поднятий.

Большинство выявленных зон нефтегазоаккумуляции, связанных с валообразными поднятиями на платформах, относится к первой подгруппе. Типич-

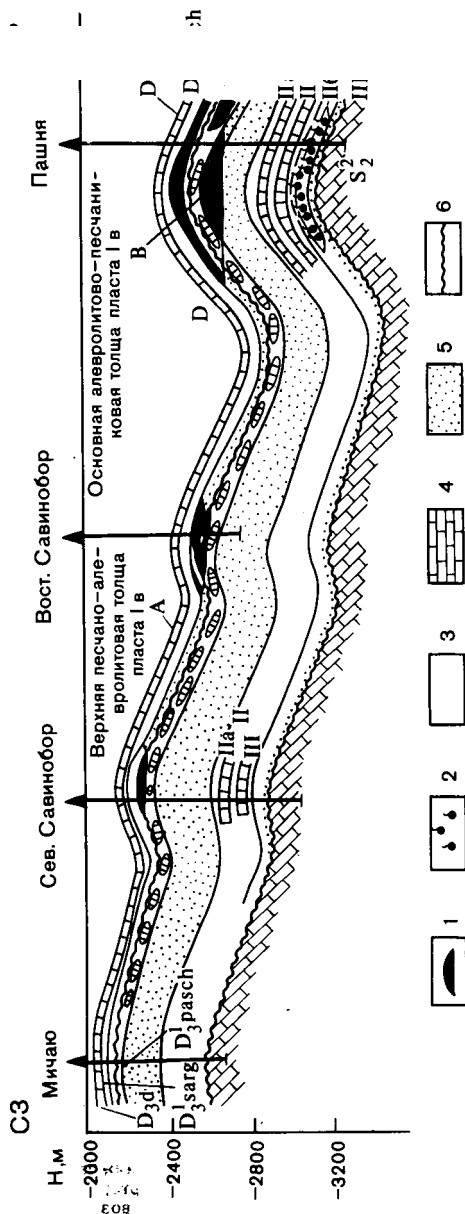


Рис. 7.16. Мичаю-Пашинская зона нефтегазоаккумуляции структурного класса, связанная с валообразным поднятием (по А. Я. Крейсу, Б. Я. Вассерману, Н. Д. Матвеевской, 1974):

1 — нефть; 2 — газ; 3 — глины; 4 — известняки; 5 — песчаники; 6 — пористость неогласия; А — верхняя песчано-алевритовая толща пласта Iв; В — основная алевритово-песчаная толща пласта Iв

а)



ными примерами являются зоны валов, осложняющие строение сводов и впадин Урало-Поволжья, Тимано-Печоры, Западной Сибири и среднеазиатских республик, Мангышлака и др. (рис. 7.16, 7.17).

За рубежом примером гигантской зоны нефтегазоаккумуляции такой подгруппы является Гаварская зона в Саудовской Аравии, расположенная в восточной краевой части Аравийской платформы. Зона Гавар приурочена к мегавалу, состоящему из пяти структурных осложнений, отделенных друг от друга небольшими седловинами (рис. 7.18). Общая протяженность мегавала достигает 225 км, ширина колеблется от 16 до 25 км. Высота структуры по продуктивному пласту формации араб (J₃) достигает 370 м. падения слоев на более крутом восточном крыле структуры составляют

Рис. 7.17. Шапкино-Юрьяхинская зона нефтегазоаккумуляции структурного класса, связанная с валообразным поднятием:

а — структурная карта по кровле киммерийской перми; б — геологический профиль по линии I—I: 1 — флексурно-разрывная зона по структурной карте; 2 — поверхности несогласия; 3 и 4 — залежи нефти и газа; 5 — тектонические нарушения; 6 — граница. . можно, связанная с поверхностью фундамента (по данным КМПВ)

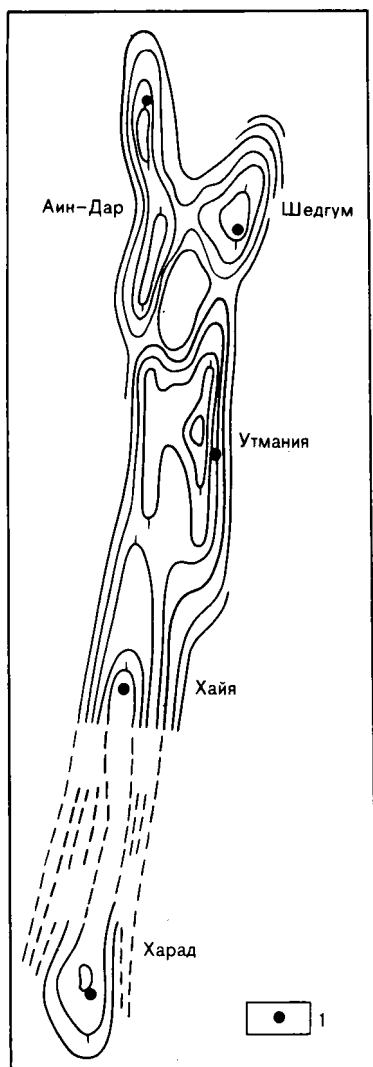


Рис. 7.18. Структурная карта уникальной зоны нефтенакпления Гавар по кровле горизонта формации араб (сечение стратонизогипс 75 м) (по У. Тролзу и Р. Хассону, 1956):

1 — продуктивные скважины

5—10°. Главные продуктивные горизонты приурочены к карбонатным отложениям верхней юры (формации араб и джубейль) общей мощностью до 550 м. В пределах восточного погружения Аравийской платформы кроме Гаварской зоны выявлен ряд крупнейших зон нефтегазонакопления, связанных с валоподобными подня-

тиями, в том числе Абкаик-Хатиф, Сафания-Хафджи, Манифа^и др.

К северо-востоку от зон нефтенакпления Сафания-Хафджи и Манифа^и находится одна из колоссальных зон нефтегазонакопления Вафра-Бурган-Магва-Ахмади, расположенная на территории Кувейта (рис. 7.19). В пределах этой зоны установлено гигантское местоскопление мира Бурган-Ахмади, приуроченное к локальному нарушенному сбросами поднятию длиной 40 км, шириной 12—15 км, амплитудой от 100—120 до 350 м и углами наклона слоев до 3—5°. Основные продуктивные горизонты приурочены к песчаникам формации бурган (альб) и вара (сеноман), в которых выделяется четыре продуктивных горизонта с эффективной нефтенасыщенной мощностью от 30—70 до 150 м.

К первой подгруппе зон структурного класса относится гигантская зона нефтегазонакопления Алжира Амгид-Хасси-Мессауд на Африканской платформе. Эта богатейшая зона приурочена к крупному пологому (1—2°) мегавалу длиной более 600 км при ширине от 30—40 до 70—80 км. Строение мегавала осложнено системой продольных и косесекущих разломов различной амплитуды. В пределах мегавала выделяется ряд брахиантиклиналей и куполов различных размеров. К одному из локальных поднятий приурочено гигантское местоскопление нефти Алжира Хасси-Мессауд (рис. 7.20). Южнее в этой же зоне находятся местоскопления Рурд-Эль-Багуэл, Эль-Хасси и др. Скопления нефти на Хасси-Мессауде связаны с песчаной толщей кембрия, в которых выделяются четыре продуктивных горизонта общей мощностью около 400 м. Они перекрыты мощной (до 400 м) соленосной толщей триаса.

К северу от зоны нефтенакпления Амгид-Хасси-Мессауд расположена также гигантская зона газонакопления, приуроченная к Тильремт-Аллалскому мегавалу (длиной более 500 км и шириной от 50 до 70—80 км). В пределах данной зоны выявлено гигантское местоскопление газа Хасси-Р'Мель, связанное с крупным локальным подня-

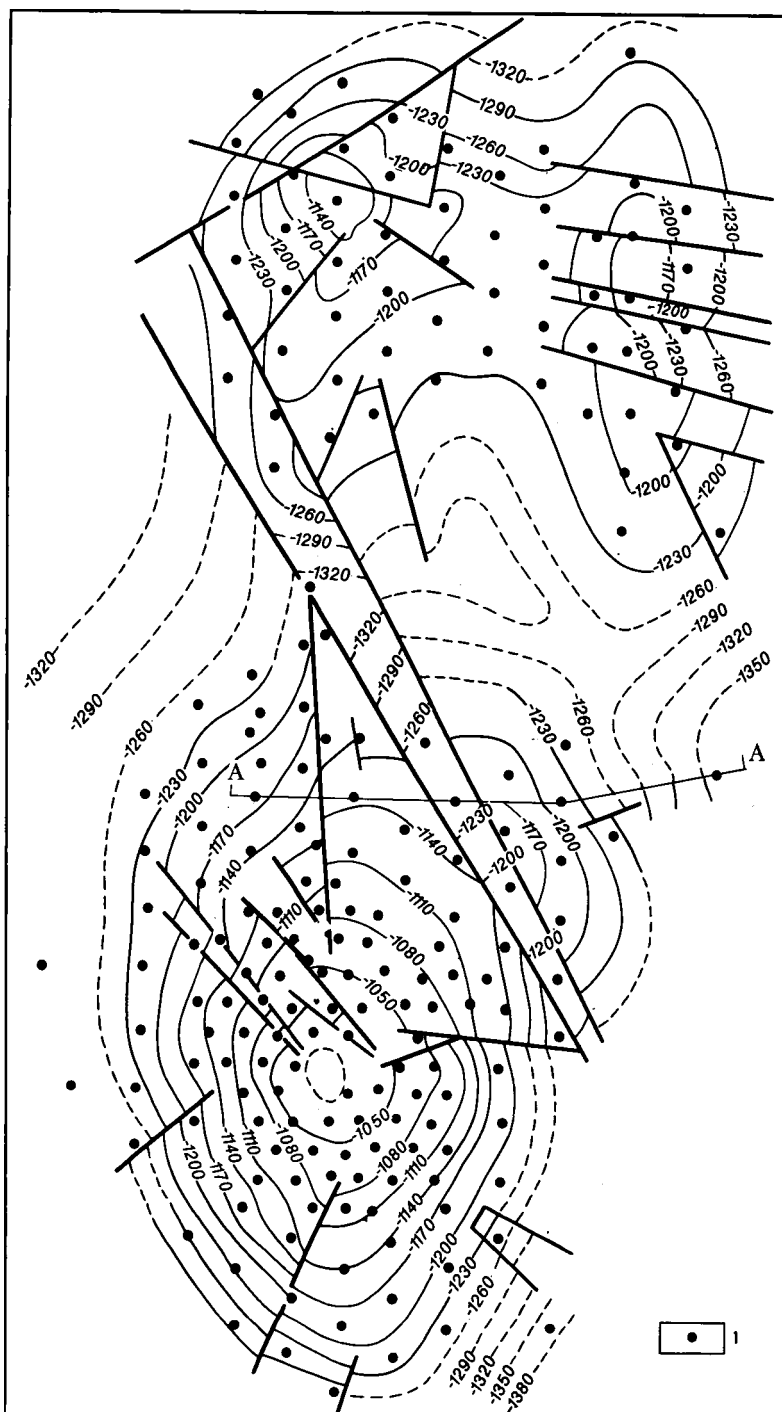


Рис. 7.19. Структурная карта уникальной зоны нефтенакопления Бурган-Магва-Ахмади по кровле секоманских известняков маудлуд (сечение стратозигпис 30 м) (по А. Фоксу):
 / — скважина

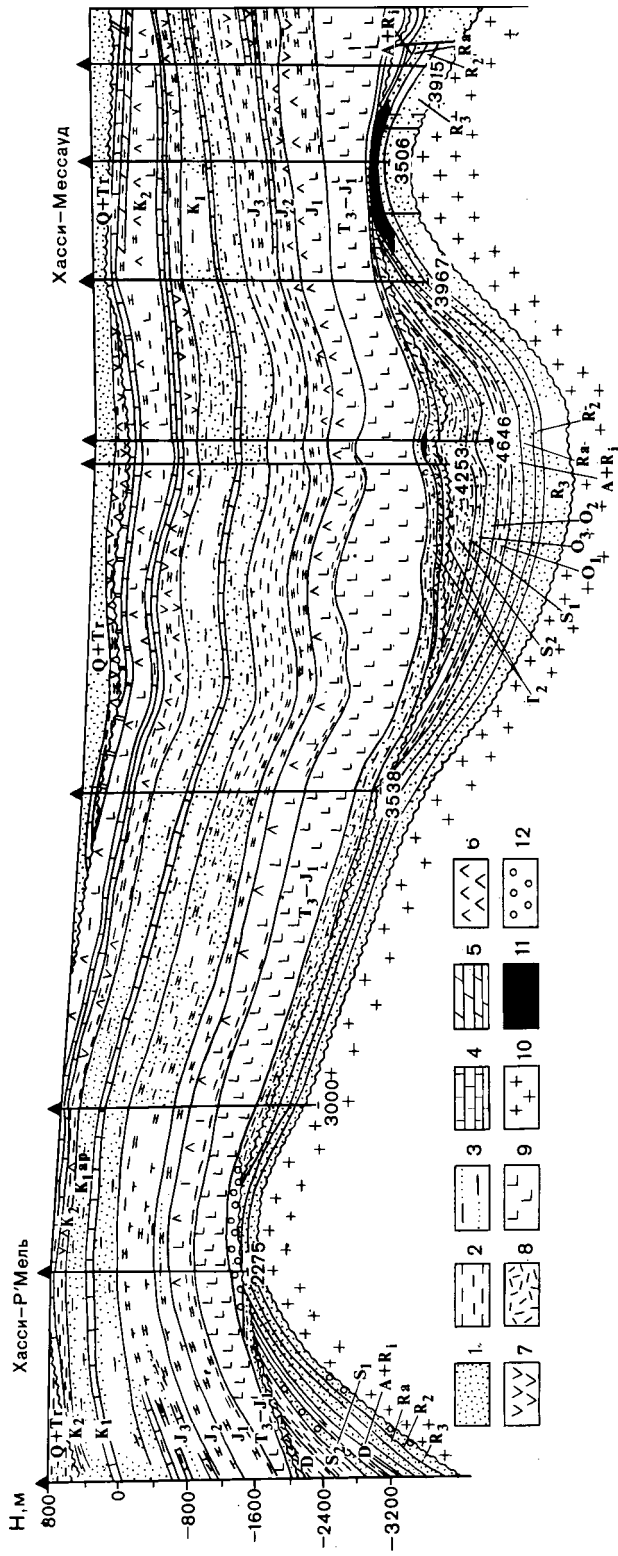


Рис. 7.20. Геологический профильный разрез через впадину Уэд-Миа:

1 — песчаники и кварциты; 2 — глины и аргиллиты; 3 — песча но-глинистые породы; 4 — известняки; 5 — доломиты; 6 — ангидриты; 7 — андезиты; 8 — андезиты; 9 — соли; 10 — фундаменты; 11 — залежи нефти; 12 — залежь газа

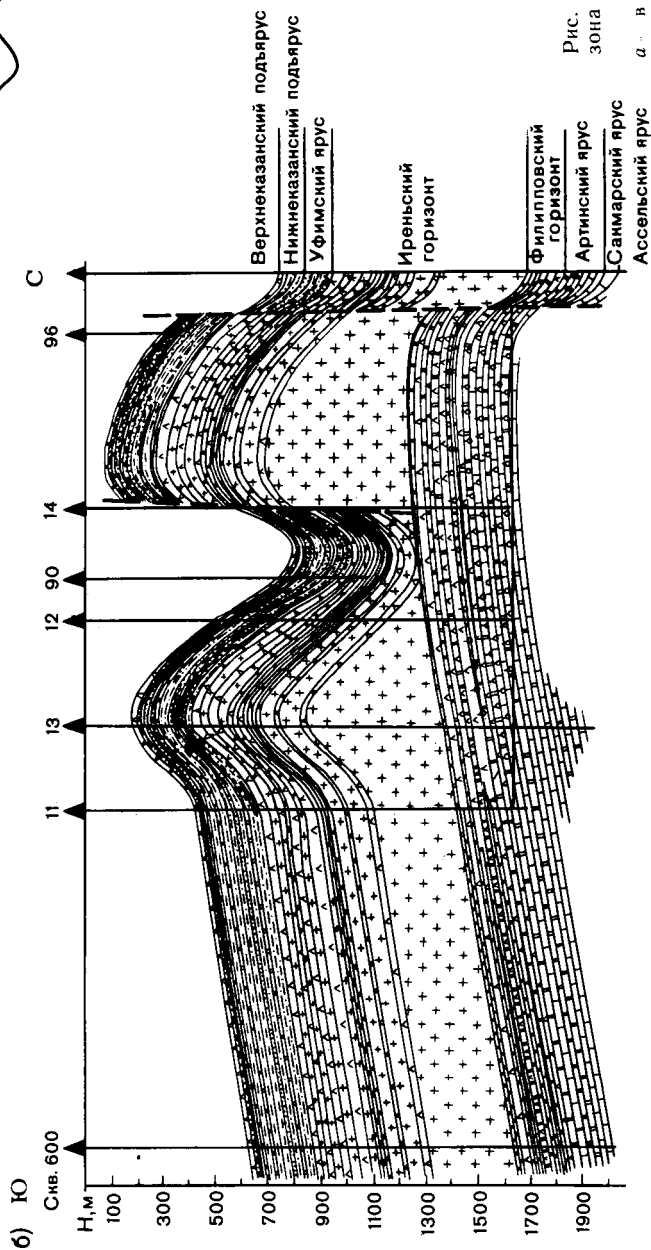
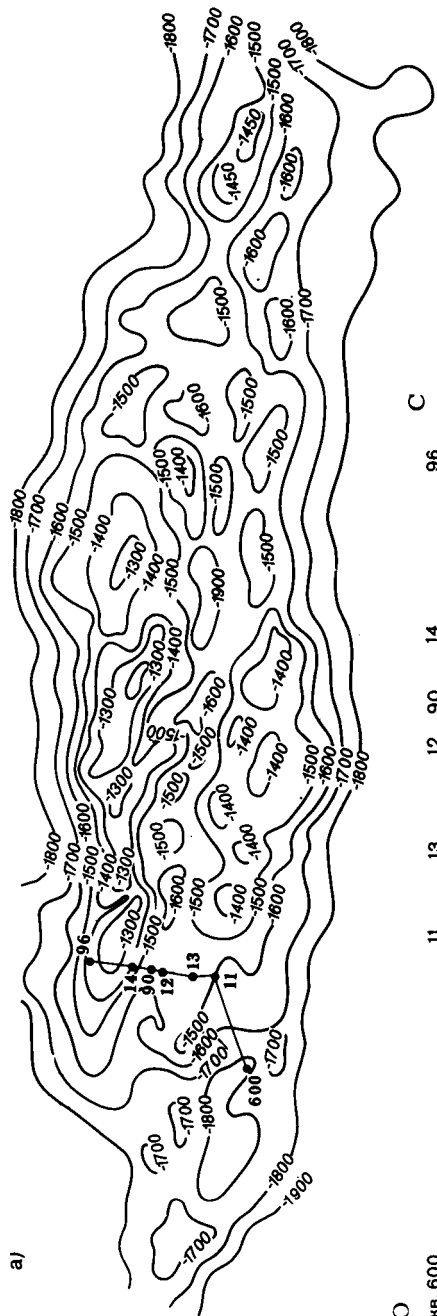


Рис. 7.21. Оренбургская зона газоконденсата-копления:
а — в плане; б — в разрезе

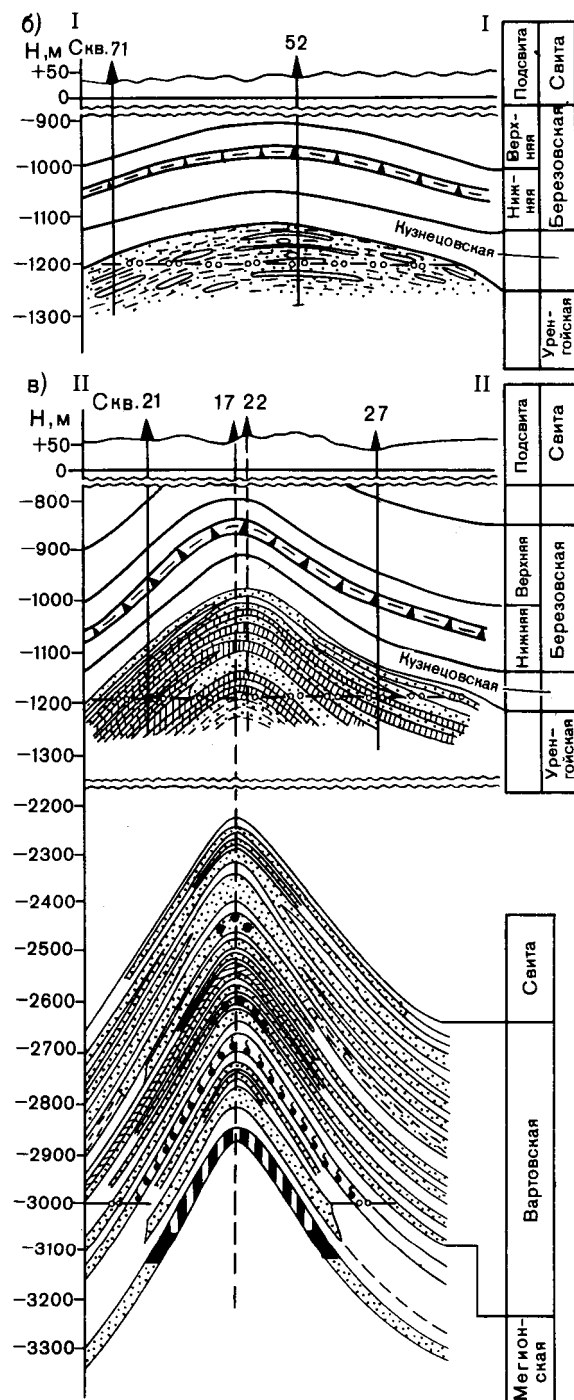
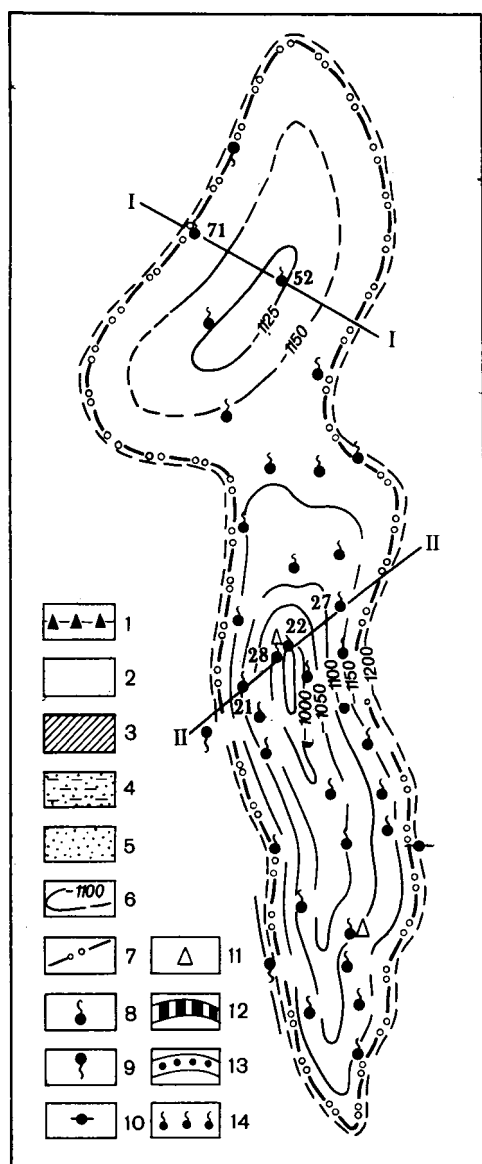


Рис. 7.22. Структурная карта (а) и геологические разрезы (б, в) Уренгойской зоны газоконденсатонакопления (по Н. Х. Кулахметову):

1 — опоковидные глины; 2 — глины и аргиллиты; 3 — алевролиты; 4 — песчаники с прослоями глин и алевролитов; 5 — песчаники; 6 — изогипсы кровли уренгойской свиты, м; 7 — внешний контур газоносности. Скважины 1—72: 8 — с промышленными притоками газа из пласта ПК; 9 — с притоками воды из пласта ПК; 10 — ликвидированные без испытания по геологическим причинам; II — вскрывшие неокомские отложения; 12 — пласты песчаников с признаками нефти; 13 — газоконденсатная залежь; 14 — нефтепроявления в керне

тием 75 X (40—50) км, амплитудой около 150 м. Огромные запасы газа здесь связаны с песчаной толщей свиты хасси-р'мель триаса общей мощностью от 60—70 до 120—130 м. Продуктивные горизонты залегают на глубине 2100—2200 м и перекрываются глинисто-соленосной толщей мощностью 350—400 м, являющейся надежной покрывкой.

Ко второй подгруппе зон, связанных с валоподобными поднятиями на платформах, относятся зоны нефтегазонакопления, где скопление УВ контролируется структурой валоподобного поднятия в целом, а не отдельными локальными поднятиями. Примерами таких зон могут служить Оренбургская в Урало-Поволжье, Уренгойская и Медвежьевская в Западной Сибири.

Оренбургская зона приурочена к одноименному мегавалу, протягивающемуся на 130 км при ширине около 20 км (рис. 7.21). В пределах Оренбургского мегавала обнаружена единая залежь газоконденсата с небольшой нефтяной оторочкой массивного типа в карбонатных коллекторах нижней перми и частично карбона. Высота залежи превышает 500 м. Залежь перекрыта мощной (500—1300 м) толщей хемогенных образований (каменная соль, ангидрит) кунгурского возраста (Р, к[^]). Глубина залегания продуктивной толщи 1200—1900 м. Газ метановый (до 83%).

Уренгойская зона газонакопления связана с Нижнепурским (Уренгойским) мегавалом размерами 180x25 км и амплитудой от 400 (по юрским отложениям) до 100 м (по палеогеновым отложениям) (рис. 7.22). В пределах зоны выявлено 15 залежей газа и газоконденсата. Наиболее крупная залежь газа установлена в отложениях покурской (уренгойской) свиты сеномана" (Кгст) на глубине 1110—1200 м, охватывающая площадь всего вала. Залежь пластово-массивного типа приурочена к песчаникам, имеющим гидродинамическую связь между собой. Общая мощность проницаемых пластов, насыщенных газом, более 100 м. Высота залежи 213 м. Помимо описанной залежи в данной зоне выявle-

ны залежи газоконденсата в мегионской и вартовской свитах нижнего мела, а также в юрских отложениях. Три из них охватывают всю площадь Уренгойской зоны, остальные развиты в северной или южной частях мегавала.

Зоны нефтегазонакопления. изометричных куполовидных поднятий платформенных территорий связаны с изометричными куполовидными поднятиями (структурами II порядка), осложняющими своды и региональные впадины. Характерными примерами таких зон могут служить зоны нефтенакпления, обнаруженные в Урало-Поволжье (Ромашкинская) и Западной Сибири (Самотлорская).

Ромашкинская зона нефтенакпления связана с крупным пологим ($< 1^\circ$) куполовидным поднятием (65X75 км), располагающимся в центральной части Альметьевской вершины Татарского свода (рис. 7.23). Поднятие осложнено рядом мелких куполов и прогибов. Основная залежь нефти, охватывающая поднятие в целом, связана с пашийским горизонтом франского яруса (D₃fr). Коллекторами являются песчаники мощностью до 30 м с высокими коллекторскими свойствами. Кроме того, выявлены залежи нефти в терригенных отложениях живетского (D₂gv) и визейского ярусов (Civ), а также в известняках верейского горизонта (Crgty), башкирского (Crgb) и турнейского (Qt) ярусов.

Самотлорская зона нефтенакпления связана с крупным куполовидным поднятием изометричной формы (размерами 40X40 км), осложненным рядом локальных поднятий, находящихся как бы на едином цоколе Нижневартовского свода. В этой зоне выявлено семь основных залежей нефти (рис. 7.24). Основные залежи связаны с песчаниками аптских, готерив-барремских и валанжинских отложений. Основные типы залежей — пластово-сводовые и пластово-массивные сводовые частично с литологическими экранами (замещением и выклиниванием коллекторов непроницаемыми слоями).

Зоны нефтегазонакопления л и-

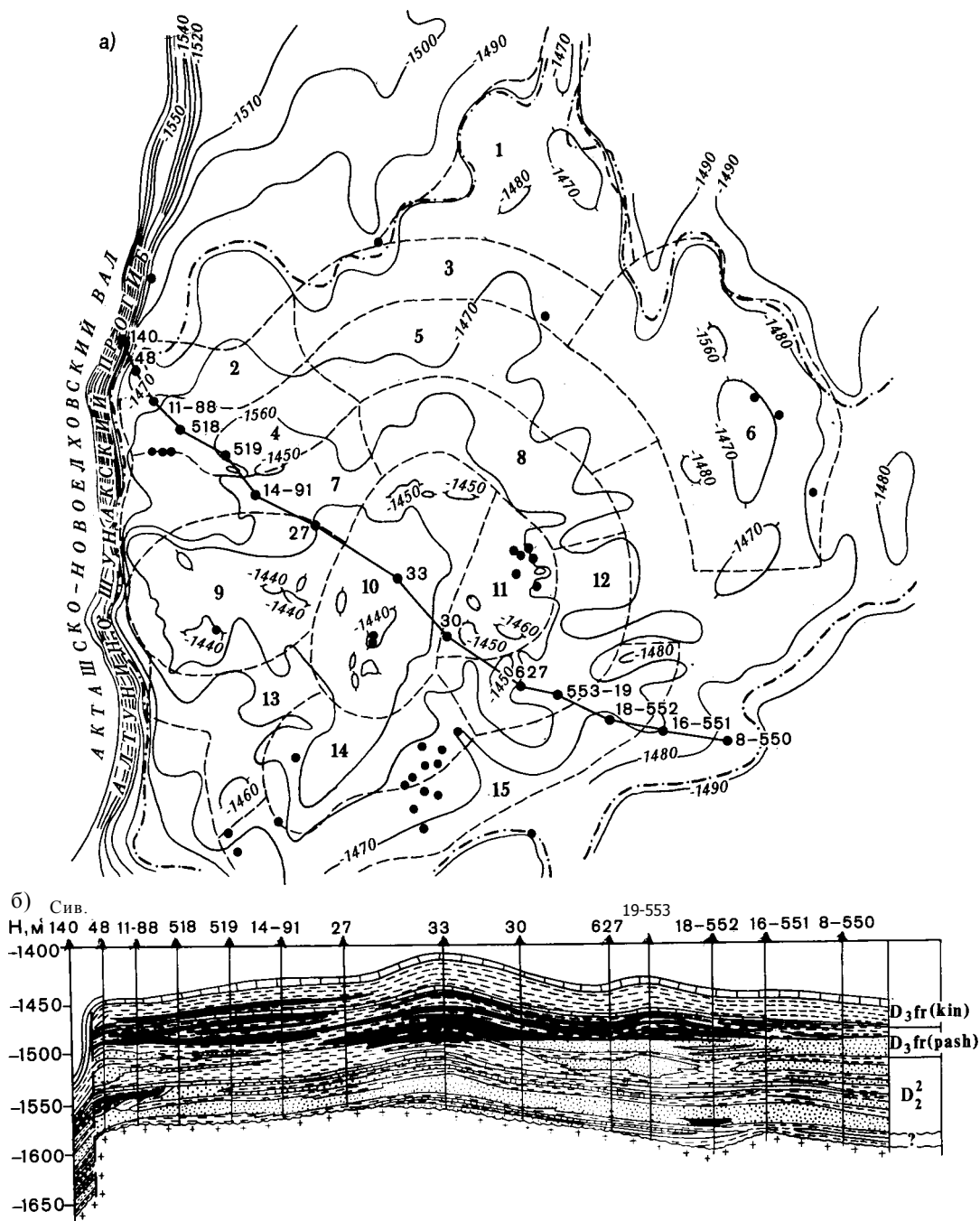


Рис. 7.23. Структурная карта кровли пашийского горизонта верхнего девона (а) и геологический профиль (б) Ромашкинской зоны нефтенакопления (по П. И. Лангуеву и др.): Промысловые площади: 1 — Ташляйская; 2 — Березовская; 3 — Чишминская; 4 — Северо-Альметьевская; 5 — Альшевская; 6 — Азнакаевская; 7 — Альметьевская; 8 — Восточно-Сулиевская; 9 — Миннибаевская; 10 — Абдрахмановская; 11 — Павловская; 12 — Зеленогорская; 13 — Зай-Каратайская; 14 — Южно-Ро(чашкинская); 15 — Лениногорская

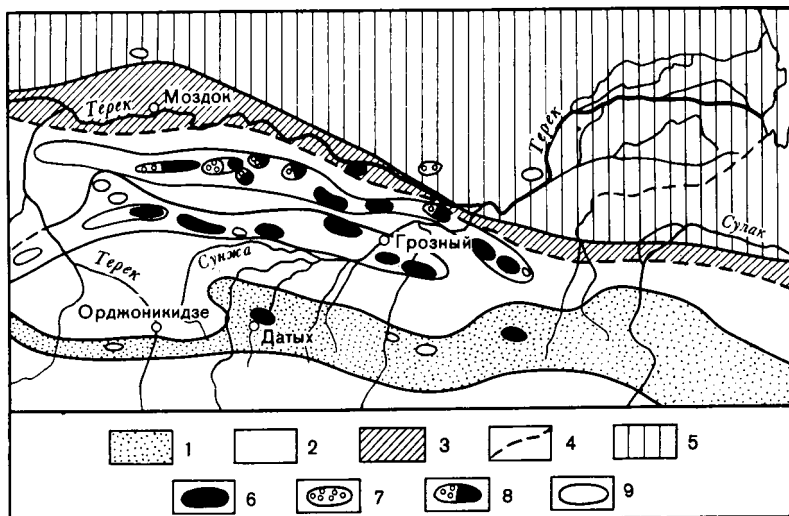


Рис. 7.25. Зоны нефтегазоаккумуляции района передовых хребтов Предкавказья:

1 — зона доакчагыльской складчатости (Черногорская); 2 — зона предапшеронской и постапшеронской складчатости борта краевого прогиба; 3 — северный борт Предкавказского краевого прогиба; 4 — осевая линия Предкавказского краевого прогиба; 5 — южный склон платформы. Местоскопления: 6 — нефтяные, 7 — газовые; 8 — газонефтяные; 9 — перспективные площади

нейно вытянутых поднятий складчатых и переходных территорий связаны с антиклинальными зонами, осложняющими борта предгорных и межгорных впадин, антиклинорий и синклинорий. Характерные для этой группы зоны нефтегазоаккумуляции известны на Северном Кавказе, в Закавказье, Западной Туркмении и других регионах СССР и во многих складчатых областях зарубежных стран.

В Терско-Каспийской нефтегазоносной области, приуроченной к одноименному предгорному прогибу, выявлены Терская и Сунженская зоны нефтегазоаккумуляции, связанные с одноименными антиклинальными зонами (рис. 7.25). Эти зоны в целом подчинены простираию Кавказа и осложнены локальными высокоамплитудными (до 0,5—1 км) поднятиями с крутыми крыльями (25—80°), нарушенными разломами, в том числе надвигами, нередко с опрокинутым залеганием слоев и характеризующимися инверсионным развитием (Старо-Грозненская, Малгобек-Вознесенская и другие складки). Для складок характерно резкое несоответствие

структурных поверхностей в мезозойско-палеогеновом и неогеновом структурных этажах. При этом нередко наблюдается смещение сводов складок с глубиной. Наиболее крупными по мезозойским отложениям складками являются Малгобек-Вознесенско-Алиюртовская (до 65 км длиной), Грозненская (до 30 км). Ширина складок 3—4 км. В неогеновом этапе складки интенсивно нарушены разломами и надвигами с амплитудой последних до 1 км и более.

В пределах Терской и Сунженской зон нефтегазоаккумуляции все местоскопления — многопластовые (до 25 залежей). Основные продуктивные горизонты — чокракский и караганский. Основные типы залежей в них — пластовые сводовые и тектонически экранированные. В этих зонах из юрских и меловых отложений получены высокодебитные притоки нефти из карбонатных коллекторов (Старо-Грозненское, Карабулак-Ачалукское, Малгобек-Вознесенско-Алиюртовское и др.).

К рассматриваемой группе относятся и богатейшие зоны нефтегазоаккумуляции продуктивной толщи Апшеронского п-ва Азербайджана (Ба-

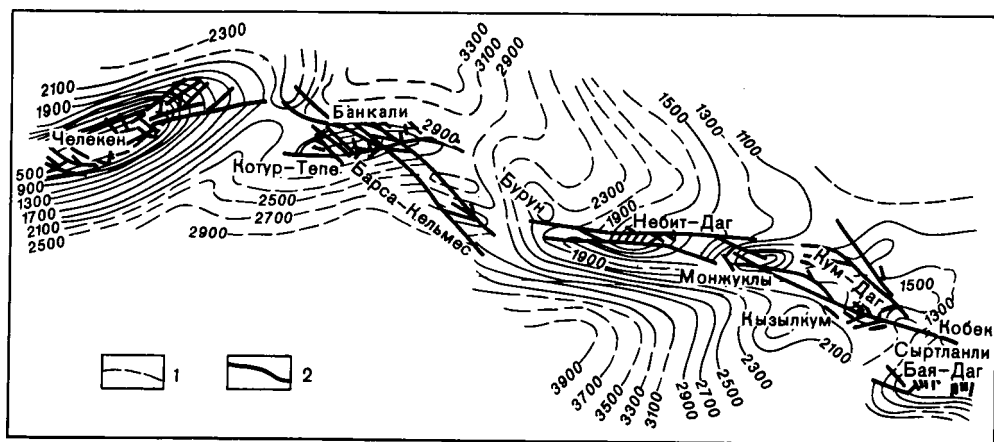


Рис. 7.26. Прибалханская зона нефтегазоаккумуляции. Схематическая структурная карта (по М. Аширмамедову, 1965):

1 — изогипсы кровли красноцветной толщи; 2 — разломы

нагады — Балаханы — Сабунчи — Карачухурзых; Маштаги — Кала — Зары; Банка Дарвина — Гюрганы-море—Южное; Камни Григоренко — Нефтяные Камни и др.), а также зоны красноцветной толщи (стратиграфические аналоги) Западной Туркмении. Местоскопления нефти и газа в пределах названных зон связаны с локальными антиклиналями, осложненными поперечными и продольными нарушениями.

Для них характерно смещение сводовых частей поднятий по отдельным стратиграфическим комплексам. Некоторые из этих структур осложнены диапиризмом и грязевым вулканизмом. Местоскопления нефти — многопластовые. Основные залежи связаны с «продуктивной толщей» (средний плиоцен), общая мощность которой в восточных районах Апшеронского п-ва и в акватории Каспия достигает 3500 м. Кроме «продуктивной толщи» местами установлена промышленная нефтегазоносность в отложениях верхнего мела, палеогена, миоцена и верхнего плиоцена.

Залежи указанных зон относятся к различным типам структурного, литологического, а местами и стратиграфического классов, но преобладают пластовые сводовые и тектонически экранированные.

В Западной Туркмении типичным примером зон нефтегазоаккумуляции,

связанных с линейно вытянутыми антиклинальными зонами, может служить Челекен-Кумдагская зона (Прибалханская), расположенная в пределах Прибалханской системы складок Западно-Туркменской части обширной межгорной впадины (рис. 7.26). Прибалханская зона протягивается на 150 км при ширине 25—30 км, сочленяясь с Апшеронской тектонической зоной Азербайджана, образуя единый тектонический порог. Эта зона включает в себя ряд антиклиналей и брахиантиклиналей, например Котур-Тепе, Челекен, Кум-Даг в Западной Туркмении и Банку Жданова, Банку Губкина в Каспийском море. Размеры складок Прибалханской зоны возрастают с востока на запад от 3—5 до (10—15) X (30—40) км. Часть складок отчетливо выражена в рельефе местности, образуя возвышенности (Челекен, Боя-Даг и др.). В пределах зоны установлены многопластовые сложно построенные местоскопления, где выявлены в основном блоковые и тектонически экранированные залежи нефти и газа в песчано-алевролитовых отложениях «красноцветной толщи» (средний плиоцен, N1), а также в акчагыльских и апшеронских слоях верхнего плиоцена (N1).

Локальные поднятия сильно нарушены сбросами продольного и поперечного направлений, амплитуда смещения по сбросам составляет от де-

сятков до сотен метров (на Котур-Тепе от 40 до 350 м). Наиболее высокодебитные нефтяные и газоконденсатные пласты установлены в красной толще.

В группе зон нефтегазонакопления, связанных с антиклинальными зонами в складчатых областях, встречаются гигантские и крупнейшие по запасам нефти и газа. Примером таких зон, образовавшихся в предгорных впадинах, в зарубежных странах являются зоны нефтегазонакопления Месопотамской (Предзагросской) предгорной впадины в Юго-Западном Иране и Северном Ираке, в том числе зоны Гечсаран-Агаджари и Киркукская, включающие ряд крупных нефтяных местоскоплений (Гечсаран, Марун, Агаджари, Ахваз, Били-Хакиме, Киркук и др.).

Основные региональные продуктивные горизонты в этих зонах приурочены к карбонатной толще асмари (миоцен-олигоцен), мощность которой составляет 300—400 м, а также к отложениям эоцена и мела (неоком, альб, сеноман-турон), юры (араб). Кроме того, скопления нефти обнаружены также в карбонатных отложениях триаса и миоцена. Местоскопления связаны с крупными антиклиналями (от 20—40 до 50—60 км длиной и 5—7 км шириной при амплитуде от 450 до 650 м). Для поднятий характерно несоответствие структурных поверхностей различных стратиграфических горизонтов. При этом карбонатная толща асмари характеризуется сравнительно простым строением и развитием крупных пологих антиклиналей иногда сундучного типа. Выше лежащие отложения фарса (миоцен), наоборот, характеризуются сильной дислоцированностью, развитием дисгармоничной складчатости и наличием надвигов. Погребенные структуры в отложениях асмари, как правило, совершенно не отражаются в строении отложений фарса.

Следует отметить, что такие резкие несоответствия строения верхнего и нижнего структурных этажей встречаются во многих зонах нефтегазонакопления, развитых в предгорных и межгорных впадинах складчатых террито-

рий. Как показывает анализ геологического строения приведенных зон нефтегазонакопления, обильная нефтегазоносность зон Ближнего Востока связана с нижним структурным этажом, который в районах Предкавказья еще недостаточно изучен, но, по-видимому, является перспективным.

Зоны нефтегазонакопления региональных разрывных нарушений формируются вдоль крупных региональных разрывных нарушений, встречающихся на бортах региональных поднятий и впадин. Среди них выделяются подгруппы зон: 1) охватывающих систему локальных поднятий, группирующихся вдоль региональных разрывных нарушений; 2) приуроченных к моноклиналям, нарушенным региональными разломами.

Примером первой подгруппы зон может служить ассоциация многочисленных нефтегазовых местоскоплений, приуроченных к зоне сбросов Балконес-Мексия (рис. 7.27), расположенных на западном и северо-западном бортах Примексиканской впадины. Нефтегазовые скопления приурочены к локальным поднятиям, протягивающимся вдоль системы сбросов на сотни километров. Наиболее крупные скопления связаны с опущенными крыльями системы сбросов, обращенными в сторону центральной части прилегающей к ним впадин. Другим примером зон нефтегазонакопления, тяготеющих к региональным разрывным нарушениям, может служить зона, приуроченная к системе Шраттенберг-Штайнбергских сбросов на северо-западном борту Венской межгорной впадины (Австрия, Чехословакия). Названная система сбросов состоит из ряда разрывных нарушений общей протяженностью более 100 км. Нефтегазовые скопления (Гайзельберг, Раг, Гестинг и др.) приурочены к сильно нарушенным брахиантиклиналям, расположенным вдоль опущенных частей сбросов (рис. 7.28).

С Штайнбергским и Адерклааским разломами связаны зоны нефтегазонакопления, в которых установлены многопластовые сложно построенные местоскопления нефти и газа. Залежи здесь тектонически-экранированные



Рис. 7.27. Расположение нефтяных местоскоплений в сбросовой зоне Балконес-Мексия в США (по Лахи, 1929):

1 — тектонические нарушения;
2 — продуктивные площади

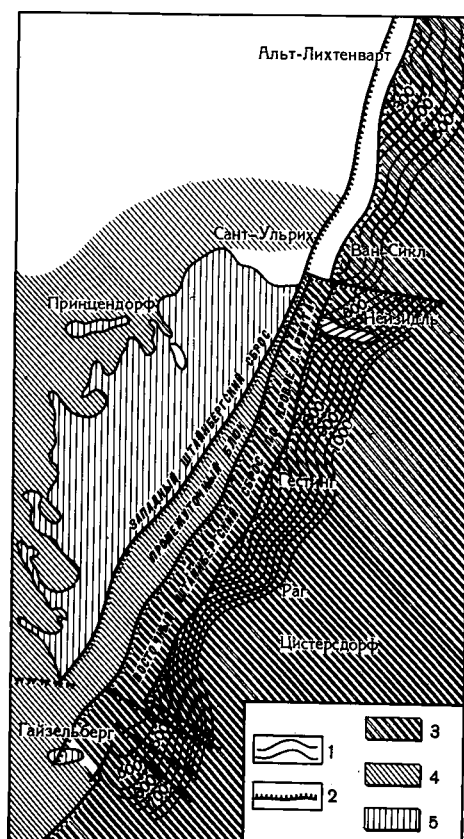


Рис. 7.28. Присбросовые зоны нефтегазо-накопления Венской впадины, Чехословакия и Австрия (по Р. Яношеку):

1 — изолинии кровли кармат; 2 — линия сбросов; 3 — верхний паннон; 4 — кармат; 5 — тортон

и пластовые сводовые, приуроченные к сильно нарушенным складкам.

Вблизи региональных разломов могут образоваться зоны нефтегазоаккумуляции даже при отсутствии локальных поднятий в условиях моноклиального залегания пластов. Типичным примером такого типа зон является зона Годонинско-Гбельского сброса в Чехословакии, осложняющего северо-восточную часть Венской впадины.

Анализ условий размещения нефтегазовых местоскоплений, выявленных в зонах региональных сбросовых нарушений системы Балконес-Мексия на северозападном борту Примексиканской впадины (США) и системы Шраттенберг-Штайнбергских сбросов на северо-западном борту Венской впадины (Австрия и Чехословакия), показыва-

ет, что в формировании регионального нефтегазоаккумуляции в этих зонах ведущая роль принадлежала наличию систем разрывных нарушений, которые, с одной стороны, служили в качестве структурообразующего фактора, способствующего образованию ассоциации локальных структур, благоприятных для формирования местоскоплений УВ вдоль разрывных нарушений, а с другой стороны, региональным экраном в процессе миграции нефти и газа из центральных частей впадин. Кроме того, в зонах развития региональных нарушений часто наблюдается повышенная трещиноватость карбонатных пород или же сцементированных песчаников. Участки повышенной трещиноватости указанных пород являются весьма благопри-

ятными для формирования богатых зон нефтегазонакопления.

В приведенных примерах региональные разрывные нарушения играли роль экранирующего фактора, способствовавшего формированию описываемого генетического типа зон регионального нефтегазонакопления. Но в природе встречаются случаи, когда разрывные нарушения способствуют миграции нефти и газа из сформировавшихся скоплений, что нередко приводит к их разрушению.

Следовательно, при прогнозировании и изучении зон нефтегазонакопления, приуроченных к районам развития региональных разрывных нарушений, необходимо детально изучить в данных конкретных геологических условиях значение и возможную их роль, с одной стороны, в качестве фактора, способствующего образованию локальных структур и повышенной трещиноватости пород-коллекторов, благоприятных для формирования скоплений УВ, или же экранирующего фактора, непосредственно способствующего формированию зон нефтегазонакопления этого типа, с другой стороны, в качестве фактора, создающего условия для разрушения ранее сформировавшихся скоплений УВ.

Зоны нефтегазонакопления районов развития соляной тектоники приурочены к отдельным группам солянокупольных структур. Зоны нефтегазонакопления этой группы, расположенные в краевых впадинах платформ типа Прикаспийской и Примексиканской, имеют изометрические и внешне несколько беспорядочные очертания. Исследованиями ряда авторов показано, что пространственное расположение солянокупольных структур и их развитие находятся в теснейшей связи с очертаниями и условиями формирования вмещающих их крупных структурных элементов, в пределах которых они находятся (рис. 7.29).

В некоторых нефтегазоносных областях встречаются зоны нефтегазонакопления, связанные с ассоциацией солянокупольных структур, имеющих линейно вытянутые формы, например в Днепровско-Донецкой впадине Восточ-

ной Украины. Поэтому в стадии поисковых работ необходимо уделять большое внимание выяснению характера генетических связей обнаруженных солянокупольных структур с региональными структурными элементами, что существенно облегчает оконтуривание всей зоны возможного нефтегазонакопления в целом и разведку отдельных ее частей минимальным количеством скважин.

Для рассматриваемого типа зон нефтегазонакопления характерны местоскопления, приуроченные к солянокупольным структурам. Вместе с тем в пределах этих зон крупные скопления нефти и газа могут быть приурочены также к погребенным структурам, расположенным в межкупольных пространствах. Как показывают данные по Примексиканской впадине в США, с такими межкупольными погребенными структурами местами могут быть связаны весьма значительные ресурсы нефти и газа.

Зоны нефтегазонакопления районов регионального развития повышенной трещиноватости пород. Характерным примером этого типа зон нефтегазонакопления может служить богатейший нефтегазоносный район, приуроченный к так называемой формации спраберри, распространенной на восточном борту впадины Мидлэнд (США), залегающей моноκлиально (рис. 7.30) на глубине 1800—2100 м (зона Спраберри-Тренд).

Чтобы судить о значении этого типа зон, достаточно сказать, что общая площадь доказанной нефтегазоносности формации спраберри в данном районе превышает 2500 км². Скопления нефти здесь приурочены к отложениям спраберри (нижняя пермь), сложенным толщей чередующихся алевролитов и сланцев, переслаивающихся с известняками. Общая средняя мощность их составляет около 300 м; средняя пористость пород не превышает 10—12%; средняя проницаемость менее 1 мД. Нефтегазонасыщенность их полностью предопределяется степенью трещиноватости, а ширина трещин колеблется в пределах 0,005—0,001 см.

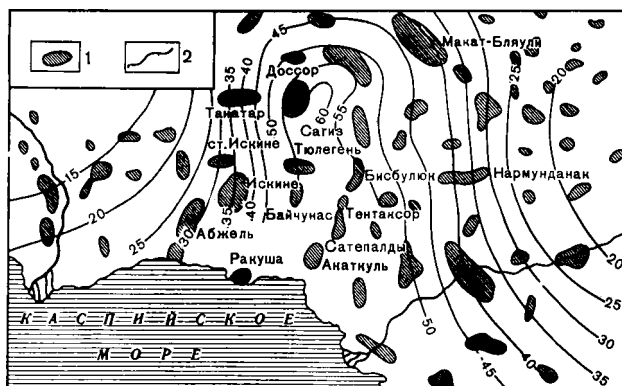


Рис. 7.29. Байчунасский меловой прогиб:
/ — соляные купола; 2 — изопакиты нижнего альба

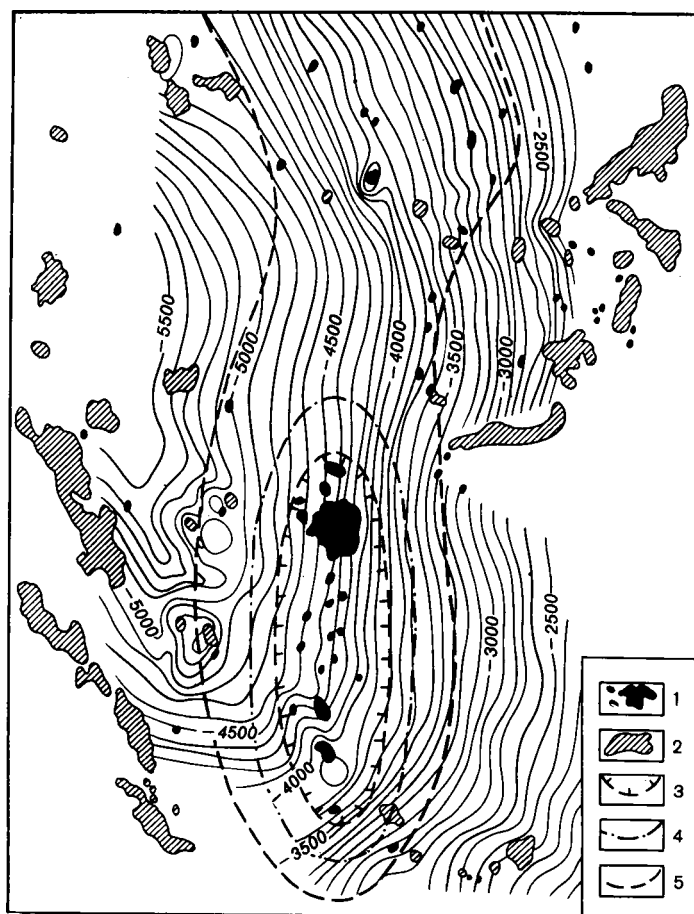


Рис. 7.30. Структурная карта по кровле формации спрабери,
США (по Карлсону):

1 — продуктивная площадь формации спрабери; 2 — прочие продуктивные площади; 3 — достоверная продуктивная площадь; 4 — вероятно продуктивная площадь; 5 — возможная продуктивная площадь

Как показали исследования Уилкинсона и др., в отложениях спраберри в указанном районе главные системы трещин простираются с СВ 25° на ЮЗ 205°. Примерно в таком же направлении расположена и зона наиболее высокодебитных скважин. В связи с неравномерностью распространения трещиноватости пород начальные дебиты скважин из отложений спраберри колеблются в широких пределах даже на одной и той же площади. В зонах развития главных систем трещин начальные дебиты скважин достигают сотен тонн в сутки, а на участках, где трещиноватость пород снижается, составляют всего несколько тонн в сутки.

Вследствие указанных особенностей в этом районе при разработке залежей нефти формации спраберри широко применяется метод гидравлического разрыва, благодаря которому многие, даже первоначально «сухие», скважины начинают давать промышленные притоки нефти.

Зона нефтегазонакопления рифогенного класса. Формирование зон нефтегазонакопления рифогенного класса происходит в районах развития рифогенных образований. Среди этих образований выделяются барьерные рифы, атоллы, пинаклы и биогермы.

Зоны нефтегазонакопления барьерных рифов встречаются во многих нефтегазоносных провинциях мира. Они представляют собой линейно вытянутые рифогенные постройки, общая протяженность которых колеблется от нескольких десятков до нескольких сотен километров при ширине от нескольких километров до нескольких десятков километров.

Барьерные рифы чаще всего развиты на стыке мелководного шельфа и относительно глубоководной части бассейна. Они имеют обычно асимметричное строение с более крутыми углами падения в сторону относительно глубоководной части бассейна.

Локальные местоскопления УВ в пределах барьерных рифов приурочены или к относительно приподнятым вы-

ступам биогермных пород или же к литологически экранированным ловушкам в местах, где рифогенные карбонатные коллекторы замещаются более плотными разностями или же слабо-нефтегазонепроницаемыми породами.

В этих зонах рифовые массивы цепочкой протягиваются параллельно господствующим простираниям вмещающих их крупных структурных элементов (Предуральской, Альбертской и Пермской впадин), в совокупности образуя крупные зоны регионального развития рифогенных образований. В пределах каждой зоны рифовые массивы залегают на различных гипсометрических отметках. Среди них встречаются как погребенные, так и выведенные на дневную поверхность одиночные и групповые массивы, связанные между собой перешейками. В одних случаях рифовые массивы расположены на месте относительных поднятий подстилающих отложений, а в других — на гомоклиналях без видимой связи с локальными положительными структурами.

Типичными примерами зон нефтегазонакопления барьерных рифов являются ассоциации рифогенных образований в Башкирском Приуралье СССР (рис. 7.31) и в Альбертской впадине Канады (рис. 7.32).

В Башкирском Приуралье рифогенная зона нефтегазонакопления, приуроченная к пермским отложениям, цепочкой протягивается параллельно господствующим простираниям Предуральской предгорной впадины (рис. 7.31). Здесь обнаружено свыше 40 местоскоплений с залежами нефти в нижнепермских отложениях. Ловушками служат биогермные выступы. Высота их колеблется от 300 до 1000 м при диаметре 1—7 км и более. Коллекторы — пористые, кавернозные и трещиноватые известняки и доломиты. Региональной покрывкой служит галогенная толща кунгурского яруса. Рифогенные массивы здесь расположены в одних случаях на месте относительных поднятий подстилающих отложений, а в других — на гомоклиналях без видимой связи с локальными положительными структурами.



еев1Чд[/ БЫНШИЦ Ё

ИТНЯНС^И
ВМ89ТВ1с1в^

Н0ОС1£ГНВОН91/у

вмаос!моу
нвнв^ц
Авх-ивао) №оJ
Ав1-тац вс*с^
Ав1~хвгп edoJ 1

Ав1-вdJ_vdo J
овоиАяивоА^

ив9^ити
оезвнвиуу

внаоди^/OIQ

внаонэО^эад
влг^вдэJ.
вмаэвдJ
вмаомнвевн 10

и^эео
ОНИОА^

он^Аьнвн
АвидэwАу^
зоньвуу

оаэвднвнАн
14

<u —V

§§Г
таГ
хГ?} с\} «: ? 1
9<й
Гй+ 5

l°
си ^O *
* £"
- 3- *

с:

я й г: Г
с > * ar I

л ^ . n
я £ 50. ± *
аа 0 =

х н 5
■ © mf
* BI

<и
* 50
^ 9
та 9

?£

1 1 > ^2
л О 5 1£
а: та о > ■>

2^ Б

о. и - 5
и 0 = 0 о

^ X b-
3 о c
Q. о. f
C. н f

о. и - 5
и 0 = 0 о

^ X b-
3 о c
Q. о. f
C. н f

о. и - 5
и 0 = 0 о

^ X b-
3 о c
Q. о. f
C. н f

о. и - 5
и 0 = 0 о

^ X b-
3 о c
Q. о. f
C. н f

о. и - 5
и 0 = 0 о

^ X b-
3 о c
Q. о. f
C. н f

о. и - 5
и 0 = 0 о

^ X b-
3 о c
Q. о. f
C. н f

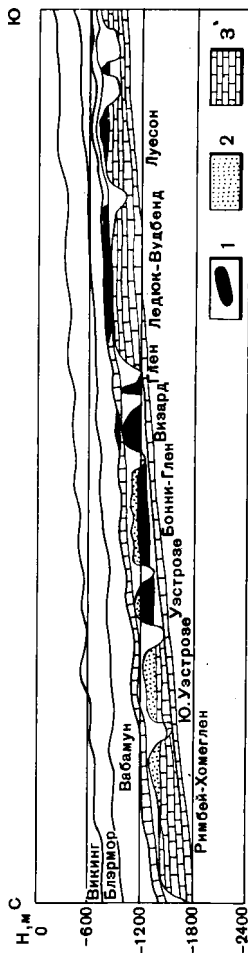


Рис. 7.32. Продольный разрез через зону нефтегазоаккумуляции «рифового простирания Альбертской впадины, Канада (по У. Гассоу, 1954):
/ — нефть; 2 — газ; 3 — рифовые массивы

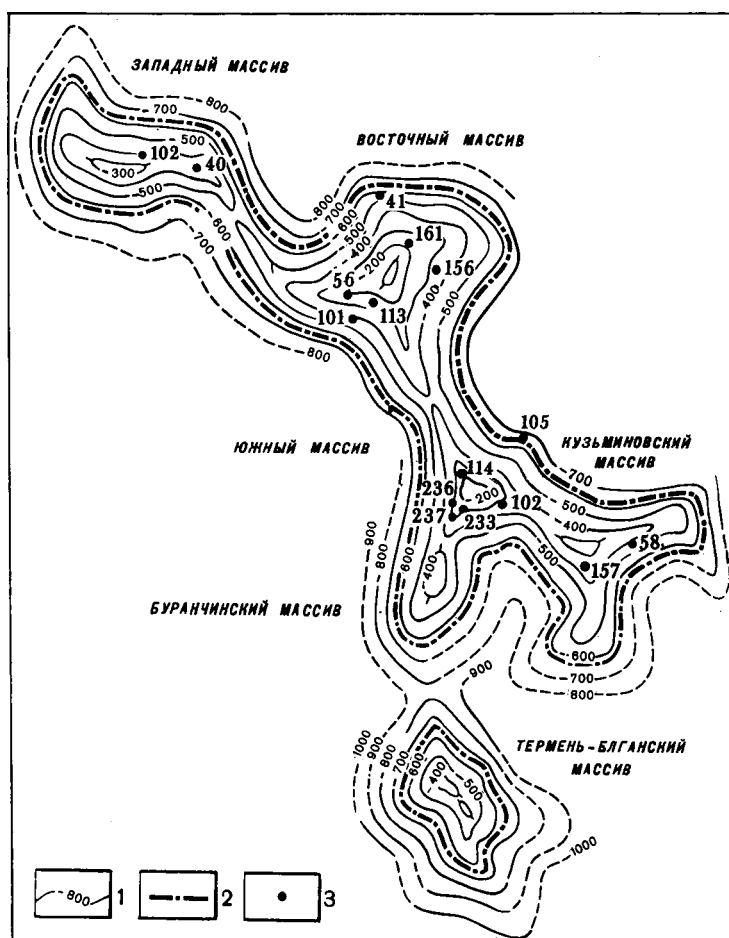


Рис. 7.33. Ишимбаевская группа рифовых местоскоплений (по Г. П. Ованесову):

1—изогипсы поверхности артинских известняков; 2—контур нефтеносности; 3 — скважины

В этой зоне встречаются скопления УВ, приуроченные к группе рифовых массивов, например Ишимбаевская группа (рис. 7.33), и к одиночным рифам, например Столяровское местоскопление (рис. 7.34).

Близкое строение имеют рифогенные зоны нефтегазонакопления девонского возраста, расположенные в Альбертской впадине Канады, где выделяется несколько линейно вытянутых зон, расположенных параллельно простиранию впадины. К этой зоне приурочена целая группа местоскоплений УВ, в том числе одно из крупнейших местоскоплений Канады Ледук. Мощность продуктивной части рифового разреза девонских отложений здесь

колеблется от 15 до 70 м. Начальные дебиты скважин — от 30—40 до 300—400 т/сут и более.

Нефтяные местоскопления группируются в три основные зоны рифовых массивов, сложенных девонскими известняками. В первой зоне, в которую входит барьерный риф Ледук, находится более 15 нефтяных и нефтегазовых местоскоплений. Вторая зона рифов отмечена на юго-восточном склоне палеосвода Пис-Ривер (Центральная Альберта), с которой связаны крупнейшие рифовые местоскопления нефти Суон-Хиллз, Джуди-Крик и др. Третья зона рифов выделяется в Западной Альберте и характеризуется высокой газонас -

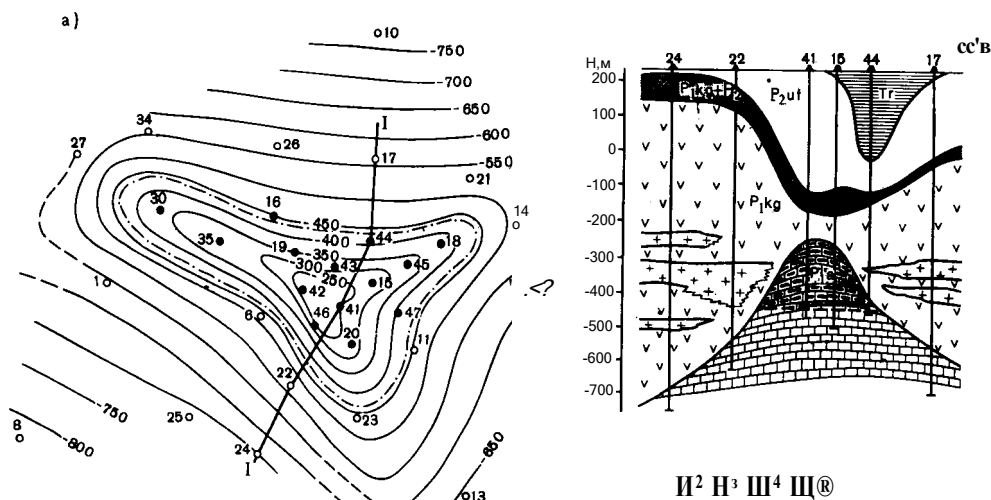


Рис. 7.34. Стояровское рифовое местоскопление (по Г. П. Ованесову):

- структурная карта; б — профиль по линии / — /; / — изогипсы; 2 — контур нефтеносности; 3 — скважины, давшие нефть; 4 — законтурные скважины; 5 — нефтяная залежь

ностью. В указанных зонах выявлены массивные залежи нефти в рифогенных известняках и структурах облекания над рифами сводового типа.

На рис. 7.32 показан геологический разрез через зону рифового простиранья в Альбертской впадине Канады. Как видно из рисунка, рифовые массивы, расположенные гипсометрически на более низких отметках, содержат в основном залежи газа. По мере увеличения относительных отметок расположения отдельных рифовых массивов в них последовательно появляются вначале залежи нефти с мощными газовыми шапками, а затем залежи нефти без газовых шапок. Подобные структурно-гипсометрические соотношения преимущественно газовых, газонефтяных и нефтяных местоскоплений наблюдаются и в зонах нефтегазонакопления, приуроченных к рифогенным образованиям в Башкирском Приуралье (см. рис. 7.31).

Указанные особенности структурно-гипсометрических соотношений газовых и нефтяных скоплений в некоторых зонах развития рифогенных образований наблюдаются не повсюду, но, естественно, должны учитываться при прогнозировании условий размещения скоплений УВ, приуроченных к рифо-

генным образованиям в различном фазовом состоянии. Зоны рифогенных образований могут протягиваться на сотни километров и состоять из многих десятков массивов. Поэтому разведка единичными поисковыми скважинами одновременно нескольких крупных рифов, расположенных в различных частях исследуемой зоны, может дать предварительную оценку всей зоны в целом и выявить с относительно меньшими затратами средств наиболее оптимальные условия концентрации ресурсов нефти и газа.

А т о л л ы — крупные рифовые постройки, формирование которых приурочено обычно к островам и отмелям палеобассейнов. Для них обычно характерны кольцеобразные или подковообразные очертания. Их размеры значительны и достигают в диаметре от нескольких десятков до нескольких сотен километров. Мощност рифового разреза атолла достигает нескольких сотен, а иногда и тысяч метров.

Зоны нефтегазонакопления в пределах атолла чаще всего бывают приурочены к барьерным рифам и одиночным рифовым массивам. Типичными примерами концентрации богатейших зон нефтегазонакопления, связанных с крупными атоллами, являются атоллы Пермской впадины в США и краевой

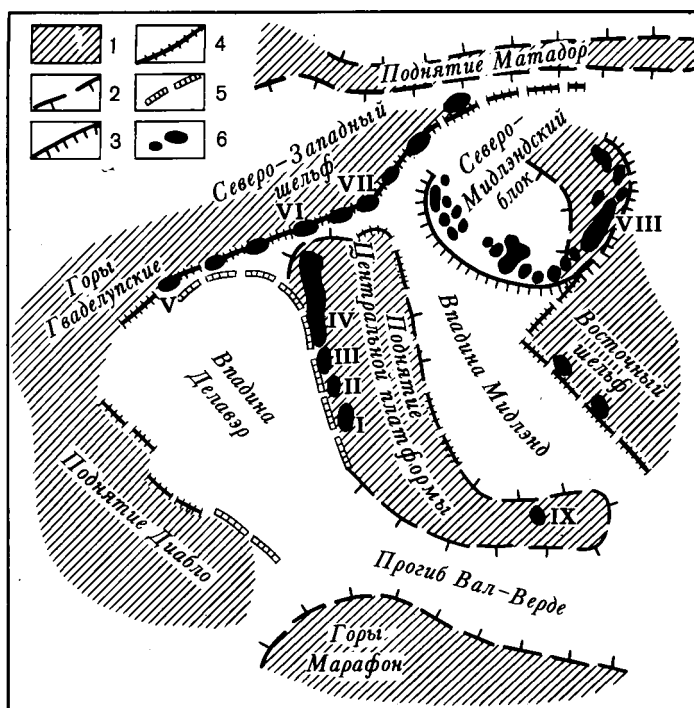


Рис. 7.35. Распространение рифовых сооружений в Пермской нефтегазоносной провинции США (по Я. Ю. Успенской и В. Ф. Быкову).

1 — поднятые структурные элементы; 2 — границы структурных элементов; 3 — атолл Хоршу. Барьерные рифы: 4 — Эбо; 5 — Кэпитен; 6 — рифовые местоскопления нефти и газа, в том числе основные (I — Хендрик; II — Ивс; III — Джел; IV — Купер-Меньюмент; V — Эмпайр; VI — Вэкьюм; VII — Уоссон; VIII — Скэри-Снайдер; IX — Тоуд)

части Примексиканской впадины Мексики.

В Пермской впадине США обнаружены богатейшие зоны нефтегазонакопления, приуроченные к крупнейшему атоллу Хоршу и прилегающим к нему барьерным рифам. Атолл Хоршу — одно из крупнейших рифовых сооружений США (рис. 7.35). Он имеет подковообразные очертания. Общая протяженность его свыше 250 км. Рифовый разрез представлен в основном водорослевыми известняками верхнекаменноугольного — нижнепермского возраста. Общая мощность рифового разреза превышает 900 м. Указанные отложения перекрыты толщей глинистых сланцев. Атолл Хоршу образовался в приподнятой части крупного палеосвода, расположенного в шельфовой зоне на северном борту впадины Мидлэнд. В пределах атолла обнаружено более 25 местоскоплений УВ, связанных с локальными рифовыми постройками, представленными водорослевыми известняками верхнекаменноугольного (пенсильванский отдел) и нижнепермского возрастов. Среди локальных местоскоплений атол-

ла Хоршу обнаружено крупнейшее — Скарри, начальные извлекаемые запасы которого превышают 230 млн. т.

В пределах Пермской впадины вблизи атолла Хоршу расположены не менее богатые зоны нефтегазонакопления, связанные с барьерными рифами. Это Кэпитен, Кемнитц, Сан-Андрес, Эбо и др. Барьерный риф Кэпитен окаймляет полукольцом впадину Делавэр вдоль западного борта Центрально-Пермского поднятия, имея общую протяженность около 600 км при ширине до 25 км. Он сложен доломитизированными известняками общей мощностью 350—600 м.

Барьерный риф Сан-Андрес расположен восточнее, на западном борту впадины Мидлэнд. Протяженность его свыше 200 км, ширина в среднем 7—8 км. Риф сложен доломитами, характеризующимися неоднородными коллекторскими свойствами. Скопления УВ приурочены к пористым зонам.

Между указанными барьерными рифами находится Центрально-Пермское поднятие, на склонах которого и размещены барьерные рифовые постройки. Севернее Кэпитен и Сан-

Андрес расположены барьерные рифы Кемнитц и Эбо нижнепермского возраста, которые полукольцом окаймляют с севера впадины Делавер и Мидлэнд. Общая их протяженность свыше 400 км.

Формирование ловушек в пределах названных барьерных рифов, по заключению исследователей, произошло в результате наложения более молодых поперечных антиклинальных перегибов на барьерные рифы и перекрытия рифогенных образований плотными известняками. Местами же формирование залежей было связано и с замещением рифогенных образований плотными карбонатными породами (литологически экранированные залежи). Залежи нефти характеризуются высокими начальными дебитами и запасами, исчисляемыми десятками миллионов тонн.

В США значительные по запасам рифогенные зоны нефтегазонакопления силурийского и девонского возрастов обнаружены на бортах Мичиганской, Иллинойской и Преаппалачской впадин, приуроченных к бортовым частям.

Богатейшие по запасам рифогенные зоны нефтегазонакопления находятся в Мексике. Здесь в краевой части Примексиканской мегасинеклизы расположен крупнейший рифовый атолл размерами порядка 150X70 км и высотой около 1 км. В тектоническом отношении он приурочен к погребенному выступу кристаллического фундамента.

В западной части этого атолла в районе Голден-Лейк расположен богатейший по запасам УВ барьерный риф Эль-Абра, называемый Золотым поясом, имеющим выпуклую форму очертания и протягивающийся на расстояние около 160 км (рис. 7.36). Сложен он рифогенными карбонатными породами мелового возраста, общая мощность которых 1400—2500 м. Этот барьерный риф зоны Тампико-Тукспан включает в себя несколько десятков рифовых выступов, расположенных на суше и в шельфовой зоне Мексиканского залива. В тектоническом отношении барьерный риф Тампико-Тукспан расположен на юго-западном борту Примексиканской мегасинеклизы.

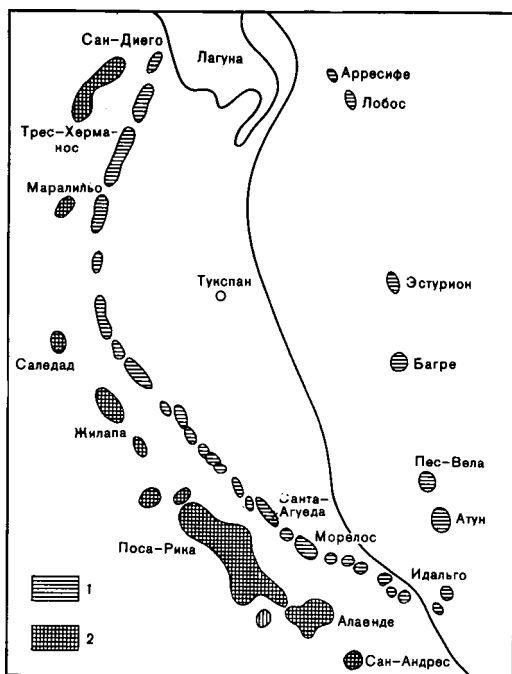


Рис. 7.36. Золотой Пояс и пояс Поса-Рика
(по И. Дж. Гузмону):

Рифовые известняки: 1 — Золотого Пояса (фашия эль-арба); 2 — пояса Поса-Рика (фашия тамабра)

Скопления нефти в этой зоне приурочены к локальным выступам рифогенных образований, протягивающихся по простиранию складки Тамасопо как бы в виде звеньев большой цепи.

Основные продуктивные горизонты приурочены к рифогенным карбонатным породам, которые вследствие сильной трещиноватости и кавернозности отличаются высокими коллекторскими свойствами и характеризуются огромнейшими запасами и высокой продуктивностью.

Западнее Золотого пояса протягивается другой барьерный риф Поса-Рика, приуроченный к полосе погребенных поднятий мезозойских отложений. В этой зоне скопления УВ приурочены к выступам рифовых построек и, кроме того, к зонам замещения пористых рифогенных карбонатных отложений свиты Тамабра, плотным глинисто-карбонатным отложениям свиты Тамаулипас (литологически экранированные залежи). Среди местоскоплений этого барьерного

рифа имеется крупнейшее, например Поса-Рика с начальными извлекаемыми запасами свыше 250 млн.т.

В Мексике открыты богатейшие рифогенные зоны нефтегазонакопления и в шельфовой зоне Мексиканского залива (Кампече-Чьянас-Табаско). Эта зона протягивается с северо-запада на юго-восток на расстояние свыше 200 км (выявленная). Скопления нефти и газа здесь приурочены также к карбонатным отложениям мелового и частично юрского возраста, общая нефтенасыщенная мощность которых превышает 1000 м. Залежи высокодебитные. Суммарные доказанные запасы нефти в рифогенных карбонатных отложениях Мексики по данным, приведенным на XI Мировом нефтяном конгрессе (Лондон, 1983), достигают 4,8 млрд.т, а вероятнее — 7 млрд. т.

Таким образом, рифовые формации мезозойской группы в Мексике содержат огромнейшие запасы и характеризуются весьма высокими дебитами.

В рассмотренных нефтегазоносных провинциях США, Канады и Мексики кроме зон нефтегазонакопления, связанных с барьерными рифами и атоллами, в некоторых районах скопления УВ приурочены также к одиночным рифовым массивам и биогермам. Одиночные рифовые массивы обнаружены как в шельфовых зонах, так и в более глубоководных частях бассейна седиментации на палеоостровах тектонического или же вулканического происхождения. **Биогермы** — органические постройки холмовидных очертаний сравнительно небольшой амплитуды, образуемые главным образом в шельфовых зонах. Они обычно не содержат значительных запасов УВ и имеют подчиненное значение.

В СССР рифогенные зоны нефтегазонакопления различного типа открыты в ряде нефтегазоносных провинций, в том числе Урало-Поволжья, Тимано-Печорской, Западного Казахстана, Узбекистана, Северного Кавказа и др. В последние годы открыты рифогенные зоны нефтегазонакопления в Прикаспийской мегасинеклизе. На

северном и западном бортах ее на территориях Уральской, Саратовской и Волгоградской областей протягивается на расстояние свыше 1000 км группа барьерных рифов пермского возраста. Выявленные рифогенные зоны нефтегазонакопления расположены на бортах Прикаспийской мегасинеклизы. Они разновозрастны. Выделяются основные региональные рифовые постройки девонско-турнейского, визейско-башкирского, среднекаменноугольного и нижнепермского возраста. При этом исследователями отмечено смещение в разрезе и пространстве разновозрастных барьерных рифовых построек относительно друг друга, что необходимо учитывать при проведении поисков и разведки рифогенных зон нефтегазонакопления в соответствующих структурных этажах.

Рифогенный разрез сложен органическими, преимущественно водорослевыми и мшанковыми, известняками, характеризующимися высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Вместе с тем коллекторские свойства известняков изменчивы и распределение пористых и кавернозных зон внутри рифовых построек неравномерно. Общая мощность рифового разреза в зонах нижнепермских барьерных рифов колеблется в пределах 300—1000 м и более. При этом в направлении погружения бортов мегасинеклизы мощность рифового разреза резко уменьшается. Региональной покрывкой рифовых построек служит мощная галогенная толща кунгурского яруса. По простиранию барьерные рифы морфологически дифференцируются на относительно приподнятые и опущенные участки. Выявленные скопления УВ обычно приурочены к морфологически относительно приподнятым участкам рифовых массивов. Формирование ловушек в них имело комбинированный характер. Следует отметить, что на некоторых площадях формирование скоплений УВ может происходить как в надрифовых, так и в подрифовых структурах.

К зонам рифогенных образований на бортах Прикаспийской мегасинеклизы приурочены скопления УВ, в том

числе Карачаганак, Нагумановское, Жанождол, Кенкияк и др.

Формирование рифогенных зон нефтегазонакопления на бортах Прикаспийской мегасинеклизы происходило при определенных палеогеографических и палеотектонических условиях. Они образовались преимущественно в шельфовых зонах, зонах сочленения шельфа с относительно глубоководной частью бассейна, а также в островных ее отмелях. В геоструктурном отношении выявленные рифогенные зоны нефтегазонакопления Прикаспийской мегасинеклизы приурочены к бортовым ступеням, простирающимся в виде «флексур», обрамляя борта мегасинеклизы с более крутыми углами падения в сторону центральной погруженной части мегасинеклизы. Кроме того, часть рифогенных зон нефтегазонакопления генетически связана с крупными сводовыми поднятиями, развитыми на бортах мегасинеклизы.

Зоны нефтегазонакопления литологического класса. Зоны нефтегазонакопления данного класса хотя и уступают зонам нефтегазонакопления структурного класса, все же в балансе выявленных запасов УВ играют существенную роль.

Чтобы судить о значении зон этого типа в распределении ресурсов УВ в недрах, достаточно сказать, что только на местоскоплении Хьюгтон начальные извлекаемые запасы газа оцениваются свыше 1 трлн. м³, а на местоскоплении Пембина нефти — свыше 300 млн. т.

Среди зон литологического класса можно выделить две группы. Формирование зон первой группы связано с региональными изменениями литологического состава и выклиниванием коллекторов вверх по восстанию пластов; формирование зон второй группы — с песчаными образованиями вдоль прибрежных частей древних морей.

Зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным замещением и выклиниванием коллекторов, формируются чаще всего в платформенных областях — на склонах региональных валоподобных и сводовых поднятий,

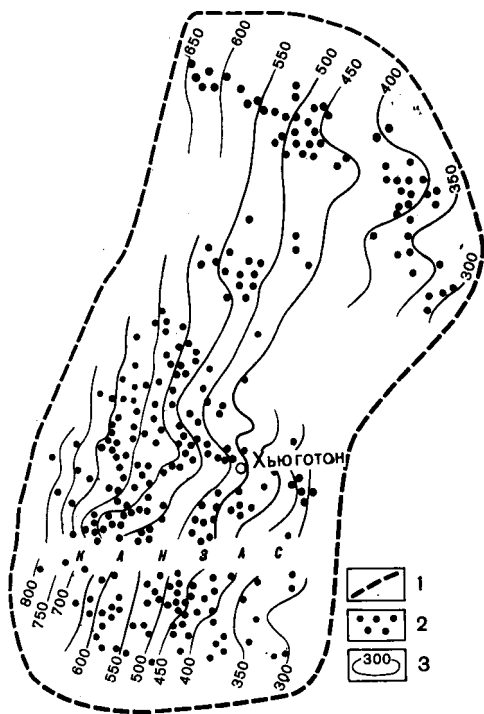


Рис. 7.37. Зона газонакопления Хьюгтон, США (по Г. Тейлору и Ж. Гарлаку, 1941):
/ — границы продуктивной площади; 2 — продуктивные скважины; 3 — изогипсы по кровле свиты сейс

а также в бортовых частях региональных впадин и прогибов; в складчатых и переходных областях — на бортах межгорных впадин и на склонах антиклинориев.

К зонам регионального замещения проницаемых отложений непроницаемыми местами могут быть приурочены колоссальные скопления нефти и газа. С такой зоной связано, например, одно из крупнейших газовых местоскоплений-гигантов — зона Хьюгтон, расположенная на западном борту впадины Додж-Сити в районе замещения проницаемых карбонатных толщ свиты биг-блу (пермь) практически непроницаемыми глинистыми образованиями (рис. 7.37). Ее общая протяженность с севера на юг составляет около 200 км при ширине, местами достигающей 56 км.

Богатейшая зона газонакопления Хьюгтон, являющаяся частью гигантской зоны Панхэндрл-Хьюгтон, приурочена к моноклинали, наклоненной под

I¹

² |.y.~.|3 ГГТТ!4 ^|в

Рис. 7.38. Зона нефтегазонакопления литологического типа района Пембина

Альбертской впадины, Канада (по Т. Линку, 1954):

I — пески и песчаники; 2 — глинистые сланцы и глины; 3 — пески с прослоями глин;
4 — известняки и доломиты; 5 — нефть

углом 1,5—2°. Газоносными являются карбонатные отложения нижней перми мощностью около 75 м. К западу по восстанию пластов продуктивные отложения замещаются непроницаемыми глинами.

Богатейшая зона нефтегазонакопления Пембина (рис. 7.38) связана в основном с выклиниванием коллекторов мелового возраста на гомоклиналях, формирующих склоны Канадского щита и свода Суинграсс. Нефтенасыщенная часть этой зоны в районе группы местоскоплений Пембина имеет протяженность более 85 км, а ширина превышает 25 км. В эту зону входят крупнейшие местоскопления Пембина и Кроссфилд, Сильвен Лейк, Жоффри, Меджин-Хэт и др. Крупнейшее местоскопление Пембина приурочено к пологой моноклинали. Основные скопления нефти здесь приурочены к песчаным горизонтам толщи кардium верхнемелового возраста, выклинивающимся по восстанию пластов на моноклиналином борту Альбертской впадины. Кроме того, скопления нефти обнаружены также в зонах выклинивания и замещения некоторых песчаных горизонтов нижнего мел"Я и юры (рис. 7.38).

В пределах Северо-Американской платформы США и Канады зоны нефте-

газонакопления рассматриваемого типа обнаружены во многих нефтегазоносных областях. Значительные скопления нефти и газа, приуроченные к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, обнаружены в отложениях каменноугольной системы на склонах сводовых поднятий Бенд, Чоттоква, Центральный Канзас и Семинол, в отложениях силура (в толще Клинтон) на склонах свода Цинциннати и др.

К крупнейшей зоне нефтенакпления литологического класса, связанной с выклиниванием пластов, относится также зона битуминозных песков Атабаски (рис. 7.39). В бассейне рек Атабаска и Пис-Ривер выявлена зона распространения залежей тяжелой нефти и битумов, среди которых находится гигантское местоскопление Атабаска, а также местоскопления Вабаска, Пис-Ривер, Коулд Лейк и др. Битуминозные пески нижнемелового возраста средней мощностью 58 м залегают на небольшой глубине от поверхности (до 300—400 м) и выклиниваются к востоку. Плотность битумов и асфальтовой нефти зоны Атабаска 1,03—0,945 г/см³; вязкость достигает нескольких сотен сантипуаз.

Гигантская зона нефтегазонакопле-

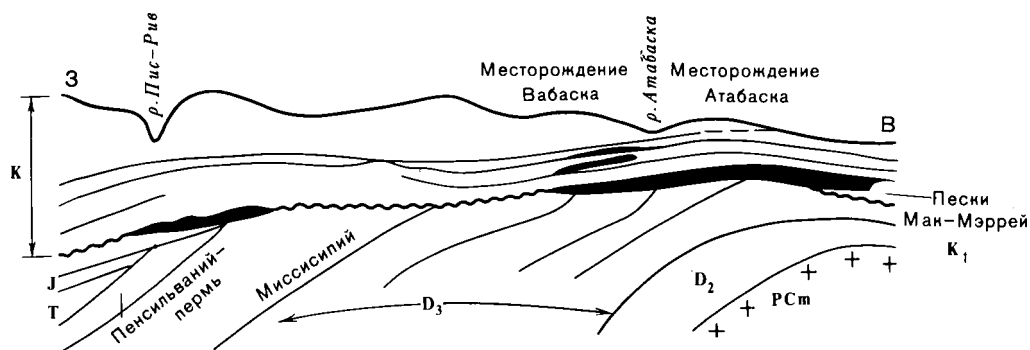


Рис. 7.39. Зона битуминозных песков района Атабаска, Канада

ния Боливар-Коастал литологического класса выявлена в Маракайбской впадине Венесуэлы. Она протягивается на 75 км вдоль восточного побережья озера Маракайбо при ширине местами свыше 20 км. Значительная часть зоны находится под водами озера (рис. 7.40). В эту зону входят местоскопления Амбро시오, Ла-Роса, Пунта-Бенитес, Тиа-Хуана и др., которые в совокупности рассматриваются в виде супергигантского местоскопления Боливар-Коастал.

В основном нефтяные залежи приурочены к моноклинали северо-восточного борта Маракайбской впадины, где пласты послезоценовых отложений падают под углом $2-8^\circ$ на юго-запад к центру впадины. Эоценовые отложения в ряде мест образуют локальные поднятия, нарушенные сбросами. Основные запасы нефти заключены в отложениях миоцена, олигоцена и эоцена. В послезоценовых отложениях выявлены литологические залежи, связанные с выклиниванием пластов-песчаников на восточном борту впадины, в миоценовых — с выклиниванием песчаников на крыльях эоценовых структур.

Помимо литологических залежей в данной зоне установлены залежи структурного и стратиграфического типов.

В СССР рассматриваемые зоны нефтегазонакопления со значительными запасами пока не выявлены. Однако в последние годы местоскопления нефти, связанные с зонами регионального выклинивания, обнаружены в Тимано-

Печорской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинциях.

Значительный интерес представляют зоны выклинивания отдельных литолого-стратиграфических подразделений: терригенной толщи девона и додевонских отложений на склонах Татарского, Пермского, Оренбургского и других сводовых поднятий и на бортах прилегающих к ним впадин;

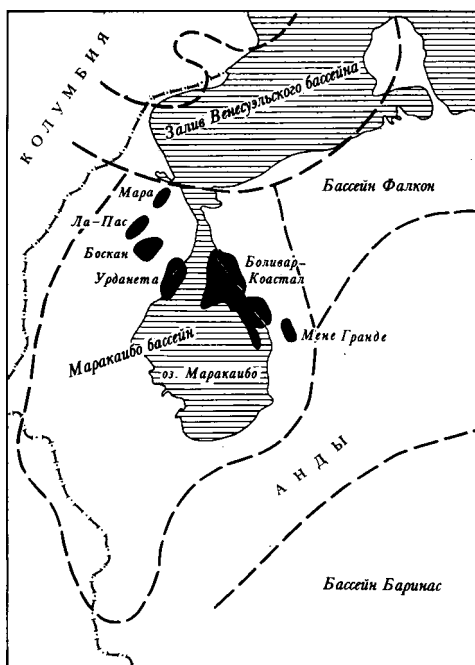


Рис. 7.40. Гигантские местоскопления Маракайбской впадины (Венесуэла)

меловых и юрских отложений на склонах Ставропольского, Прикумско-го, Адыгейского и других сводовых поднятий и на бортах прилегающих к ним впадин, а также на склонах региональных линейно вытянутых поднятий Бухарских, Дарганатинских, кряжа Карпинского, Центрально-Устюртских и др.;

меловых и юрских отложений на склонах сводовых поднятий и мегавалов в Западной Сибири и на бортах прилегающих к ним впадин, где могут быть выявлены богатейшие ресурсы УВ.

Зоны нефтегазонакопления, приуроченные к песчаным образованиям вдоль прибрежных частей палеоморей, подразделяют на два типа:

1) зоны нефтегазонакопления, приуроченные к погребенным прибрежным песчаным валоподобным образованиям — барам;

2) зоны нефтегазонакопления в погребенных песчаных прибрежно-дельтовых образованиях палеорек.

Как показали исследования американских геологов, прибрежные песчаные валы (бары) некоторых морских бассейнов прошлых геологических эпох по строению и характеру расположения весьма близки к современным песчаным валоподобным образованиям Приатлантической равнины. Они также вытянуты в длинные полосы протяженностью от 5—8 до нескольких десятков километров при ширине от 0,5 до 4 км. Мощность древних песчаных валов колеблется от 10 до 50 м. Расположены они обычно кулисообразно по отношению друг к другу. Характерные особенности прибрежных баровых отложений: вытянутые узкие формы залегания песчаных валоподобных образований среди слабопроницаемых глинистых пород; кулисообразное расположение; плоское ложе и выпуклый свод; наличие резкого фациального раздела между песком и глинистыми образованиями со стороны моря.

К таким песчаным прибрежным валоподобным образованиям в ряде нефтегазоносных областей США при-

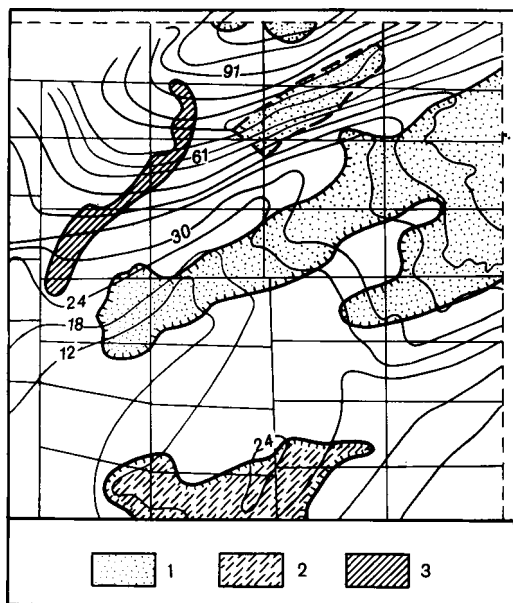


Рис. 7.41. Зона нефтегазонакопления, приуроченная к баровым песчаным образованиям в штате Пенсильвания, США (по А. Леворсену): 1 — продуктивная площадь залежи Брайфорд; 2 — продуктивная площадь залежи Гаффей; 3 — продуктивная площадь залежи Мьюзик-Маунтин

урочены значительные зоны нефтегазонакопления рассматриваемого типа. Характерным примером может служить зона нефтегазонакопления, обнаруженная в штате Пенсильвания (рис. 7.41). В этой зоне совокупность залежей, приуроченных к отдельным песчаным телам, имеет протяженность около 70 км. Ширина отдельных песчаных линз достигает 6 км, а мощность — 50 м. К этому же типу зон нефтегазонакопления относятся многочисленные группы нефтяных и газовых местоскоплений в песчаных горизонтах бартлетсвилл и бербанк свиты чероки пенсильванского отдела, обнаруженные в ряде районов сводовых поднятий — Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол, на склонах погребенного кряжа Немаха, свода Бенд и др. К рассматриваемому типу зон нефтегазонакопления местами приурочены крупные местоскопления, например Бербанк в штате Оклахома.

Примером зон нефтегазонакопления барового типа являются Марковская и Ярактинская зоны Восточной Сиби-

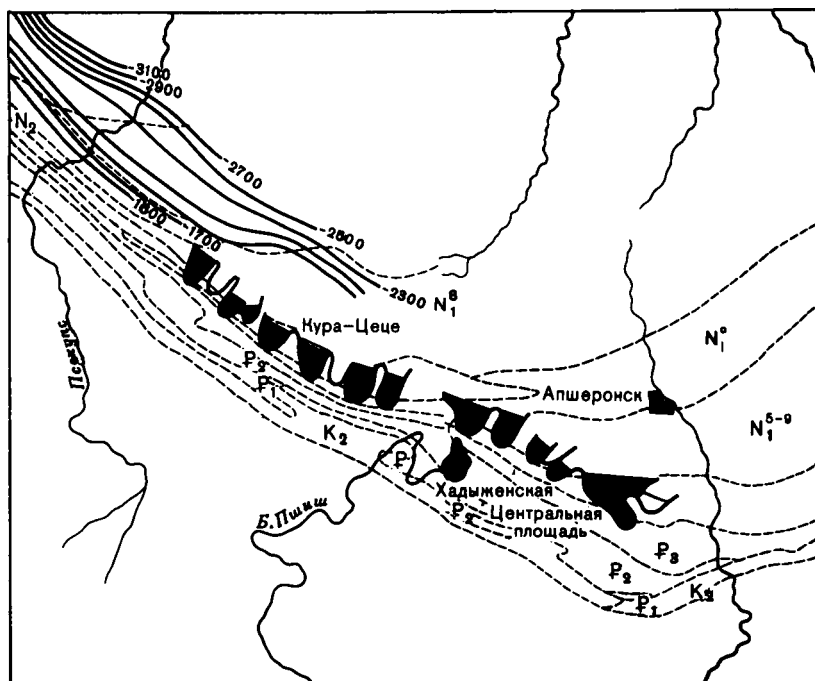


Рис. 7.42. Зона нефтегазонакопления Майкопского района

ри, обнаруженные на древнем Непском своде Иркутской области. В Ярактинской зоне выявлены нефтегазоконденсатное местоскопление и ряд небольших залежей на Токминской, Аянской и Поймыгинской площадях. В Марковской зоне выявлено газоконденсатное местоскопление.

Зоны нефтегазонакопления, приуроченные к погребенным песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек, располагаются в песчаных рукавообразных (шнурковообразных) линзах, представляющих собой образования ископаемых русел палеорек. Впервые этот генетический тип был открыт акад. И. М. Губкиным на Нефтяно-Ширванской площади Майкопского района Северного Кавказа в 1911 г. (рис. 7.42). Условия образования скоплений нефти в этом районе он представлял себе так: «После отложения так называемых фораминиферовых слоев, возраст которых считается ныне эоценовым, в области Северного Кавказа в Майкопском районе наступил перерыв в отложениях. Поверхность фораминиферовых слоев вышла из-под воды и образовала

сушу, подвергнувшись процессам эрозии, которые промыли на фораминиферовой поверхности водами древнего потока ложе, где отложились речные осадки — галечники и крупнозернистые пески в виде чечевиц или линз. Перед началом отложений майкопской свиты последовало опускание этого участка, и море постепенно залило рукав с берегами из фораминиферовых слоев. Рукав осадками был заполнен до краев, потом последовало отложение всех вышележащих свит майкопского яруса. Причем песчаные слои отлагались в виде береговых валов или баров вдоль древнего берега и были потом закрыты глинами при трансгрессивном наступлении майкопского моря. При последующих тектонических процессах третичные осадки, а вместе с ними и рукавообразная залежь были выведены из горизонтального положения и получили моноклиналиное падение на СЗ 20° под углом от 10 до 14°»*.

Подобные зоны нефтегазонакопления в последние годы выявлены также

* Губкин И. М. Учение о нефти. М., 1975. С. 205.

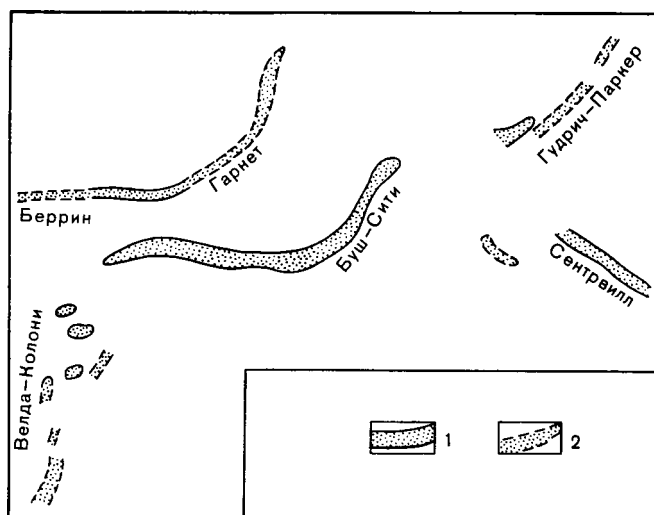


Рис. 7.43. Зона распространения «шнурковых» скоплений нефти и газа в округах Эндерсон и Лин, Канзас (по Ч. Ричу)

в некоторых районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции Коми АССР.

Рассматриваемый тип зон нефтегазонакопления широко распространен во многих нефтегазоносных областях США (штаты Канзас, Оклахома, Техас и др.). Примерами являются местоскопления нефти Гарнет, Буш-Сити, Гудрич, приуроченные к песчаным шнурковоподобным линзам в отложениях свиты чероки пенсильванского отдела карбона (рис. 7.43). Длина «шнурков» на местоскоплении Буш-Сити ~25 км, ширина непостоянная и местами достигает 700—800 м. Средняя мощность продуктивных песчаников 15—20 м.

Поиски зон регионального нефтегазонакопления, приуроченных к зонам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пластов слабопроницаемыми по восстанию слоев, а также к зонам распространения прибрежно-дельтовых образований погребенных русел палеорек или валоподобных песчаных образований типа бар, успешно можно вести только на основе соответствующих палеогеографических и палеотектонических реконструкций, с тщательным прослеживанием пространственного расположения и очертаний береговых линий палеоморей в течение каждого изу-

чаемого отрезка геологического времени.

На основе указанных исследований строятся соответствующие палеогеографические, литолого-фациальные и палеотектонические карты с нанесением на них зон возможного выклинивания или замещения пластов-коллекторов и зон возможного развития погребенных русел палеорек или прибрежных песчаных баровых образований. Для построения этих карт должны использоваться данные поисковых скважин, а также региональных геофизических и геохимических исследований. Зоны возможного распространения регионального нефтегазонакопления, выделенные на палеогеографических, литолого-фациальных и палеотектонических картах, разбуриваются профилями поисковых скважин с проведением в них комплекса геофизических и геохимических исследований.

Зоны нефтегазонакопления стратиграфического класса. Формирование зон этого класса обуславливается несогласным перекрытием отдельных литолого-стратиграфических комплексов более молодыми по возрасту, практически газонепроницаемыми отложениями.

Зоны нефтегазонакопления стратиграфического класса широко раз-

6)

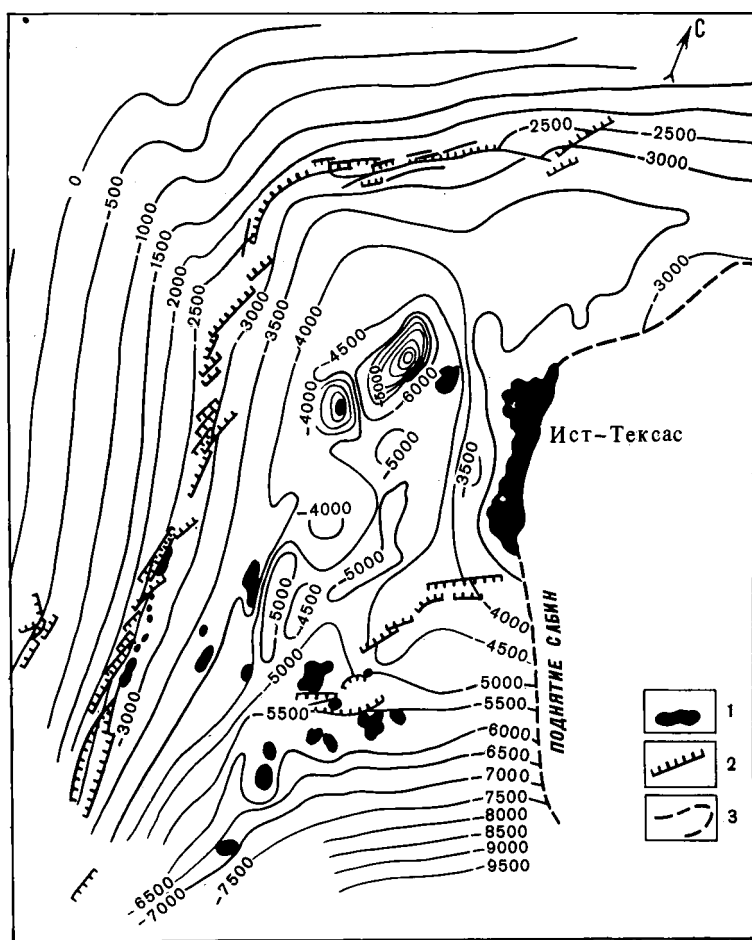


Рис. 7.45. Зона нефтегазонакопления Ист-Тексас, США (по Беллу и Шаферду, 1950):

1 — нефтяные местоскопления; 2 — сбросы; 3 — условная граница поднятия Сабин

Сарирская зона нефтегазонакопления связана с песчаной толщей мелового возраста, непосредственно залегающей на кристаллических породах докембрийского складчатого фундамента и несогласно перекрытой мощной толщей глинистых сланцев и битуминозных глин позднемелового возраста. Общая мощность базальных песчаников достигает 300 м, а эффективная нефтенасыщенная мощность в пределах собственно Сарирского местоскопления составляет 100 м.

Нефтяные залежи установлены под трансгрессивной серией в пределах поднятия Сарир, осложняющего глубокую впадину Ливии (рис. 7.44). Структура

Сарир осложнена сбросами, наиболее четко выраженными по породам фундамента и базальной толще мела. Поднятие Сарир треугольной формы имеет размеры 40X20 км и амплитуду 131 м.

В продуктивной толще мелового возраста выделено пять нефтеносных горизонтов, представленных рыхлыми песчаниками пористостью 15—20% и проницаемостью более 100 мД. К северу от местоскопления Сарир выявлены местоскопления Северный Сарир и Б-65, также связанные с поднятиями, осложненными сбросами.

Зона Санта-Мария-Бакураана объединяет ряд местоскоплений на Кубе.

Местоскопления нефти приурочены к выветрелой части серпентинитов, контактирующих с меловыми и палеоген-неогеновыми отложениями. Глубина залегания продуктивных горизонтов в основном колеблется от 120 до 960 м, а на местоскоплении Санта-Мария— от 700 до 1800 м. Местоскопление Бакураана приурочено к моноклинали, сложенной меловыми отложениями. Нефть добывается из серпентинитов, контактирующих с отложениями мелового возраста. Продуктивный горизонт залегает на глубине от 120 до 360 м. Нефть тяжелая, асфальтового типа, плотностью 0,887 г/см³.

Зоны нефтегазонакопления литолого-стратиграфического класса. В природе нередко встречаются зоны регионального нефтегазонакопления, в формировании которых в равной мере участвуют литологический и стратиграфический факторы. Региональное нефтегазонакопление в таких зонах приурочено к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, стратиграфически несогласно перекрытых практически газонефте непроницаемыми отложениями более молодого возраста.

Среди зон данного класса выделяются зоны, приуроченные к участкам:

1) регионального выклинивания и стратиграфического срезания коллекторов на склонах платформенных поднятий и бортах впадин; 2) регионального выклинивания вблизи эродированных выступов кристаллического фундамента.

Зона нефтенакпления Ист-Тексас в США (рис. 7.45, 7.46) приурочена к зоне регионального выклинивания песчаной толщи свиты вудбайн верхнемелового возраста на склоне свода Сабин в зоне сочленения его с крупной впадиной Тейлор. Песчаная толща несогласно перекрыта слабопроницаемыми отложениями более молодого возраста. Мощность отложений свиты вудбайн от зоны выклинивания на склоне поднятия Сабин постепенно увеличивается в сторону центральной части впадины Тейлор. В то же время содержание песчаных пород в

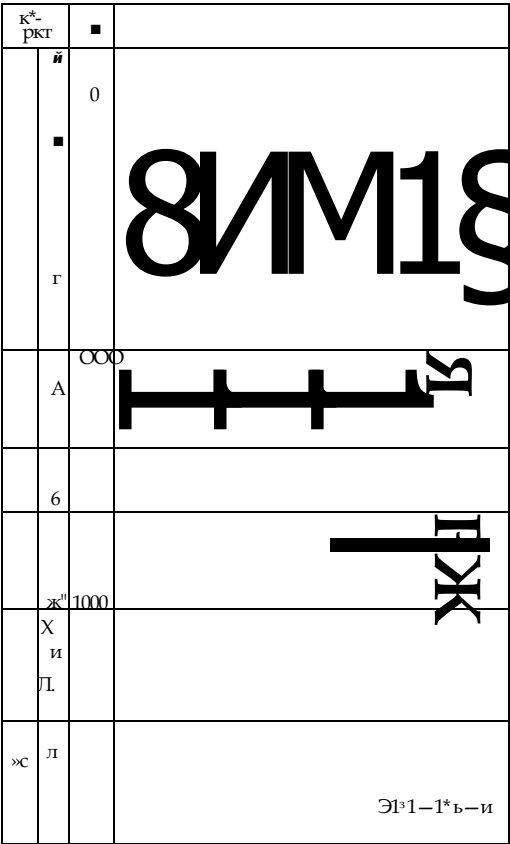


Рис. 7.46. Разрез, показывающий характер ловушки, а также стратигфию Ист-Тексаса (по В. Вер-Вибе);

1 — мел, известняк; 2 — глина; 3 — песок; 4 — нефть; 5 — несогласие. Слои: а — риклоу; б — каррисо; в — уилкоккс; г — медуэй; д — наварро; е — тейлор; ж — остин; з — игл-форд; и — вудбайн; к — дель-рио; л — джордж-таун

них увеличивается в обратном направлении, т. е. от центральной части впадины Тейлор в сторону поднятия Сабин. Эффективная мощность песчаников в среднем составляет 9 м.

Эти данные показывают, что в век накопления отложений свиты вудбайн обширная область впадины Тейлор испытала значительное погружение, а сводовое поднятие Сабин в центральной, наиболее приподнятой части представляло собой область сноса, откуда пластический материал поступал в зону прогиба Тейлор. Совокупность указанных условий создала исключительно благоприятную обстановку для формирования богатейшей зоны нефте-

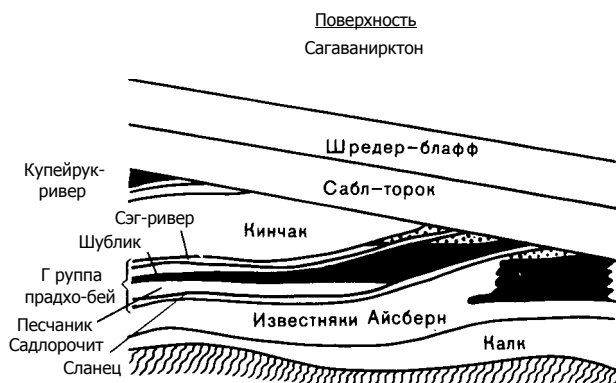


Рис. 7.47. Схематический геологический разрез через зону нефтегазонакопления Прадхо-Бей:

1 — газ; 2 — нефть; 3 — складчатое основание

накопления на склоне свода Сабин. Зона нефтенакопления Ист-Тексас имеет длину около 70 км, а ширину местами свыше 20 км.

К числу богатейших сверхкрупных зон нефтегазонакопления литолого-стратиграфического класса относится зона Прадхо-Бей, открытая на Аляске в 300 км к востоку-юго-востоку от мыса Барроу вблизи Северного Ледовитого океана (рис. 7.47). Основные запасы нефти и газа связаны с песчаной толщей свиты сейдлорачит группы прадхо-бей (пермтриаса), характеризующейся хорошими коллекторскими свойствами.

Скопление Прадхо-Бей структурно связано с крупной антиклиналью (размерами 64X32 км, площадью 1500 км²), где залежи нефти и газа приурочены к падающим на юг и юго-запад и выклинивающимся пластам пермтриаса, несогласно перекрытым толщей аргиллитов и глин свиты кинчак юрского возраста и свиты сабл-торок мелового возраста. Нефть имеет плотность в среднем 0,88 г/см³, газ жирный с содержанием тяжелых гомологов метана более 40%.

Примером зоны, связанной с региональным выклиниванием коллекторов вблизи эродированных выступов кристаллического фундамента, является Шаимская зона нефтегазонакопления литолого-стратиграфического класса,

обнаруженная в Западной Сибири. В тектоническом отношении она связана с Шаимским • мегавалом. Здесь залежи нефти, приурочены к отложениям тюменской свиты (Л2), вогулкинской толщи шаимской свиты (Л3) и трещиноватым породам фундамента. Наиболее емкий коллектор отмечен в вогулкинской толще. Все залежи приурочены к пластам песчаников, алевролитов и ракушечников, выклинивающихся вверх по восстанию слоев вблизи участков эродированных выступов кристаллического фундамента. Практически залежи нефти контролируются не отдельными локальными поднятиями, а структурой всего незамкнутого шаимского мегавала. Вдоль осевой линии мегавала прослеживается зона отсутствия проницаемых пород вогулкинской толщи и тюменской свиты («лысая» зона), от которой на склоны мегавала протягиваются структурные носы, образуя пластовые ловушки литолого-стратиграфического типа (рис. 7.48).

Продуктивные пласты вогулкинской толщи и тюменской свиты на ряде местоскоплений (Мулымьинское, Трехозерное, Мортумья-Тетеревское, Западно-Лемьинское) гидродинамически связаны с прилегающими трещиноватыми породами фундамента.

Коллекторами нефти и газоконденсата на местоскоплениях Шаимской

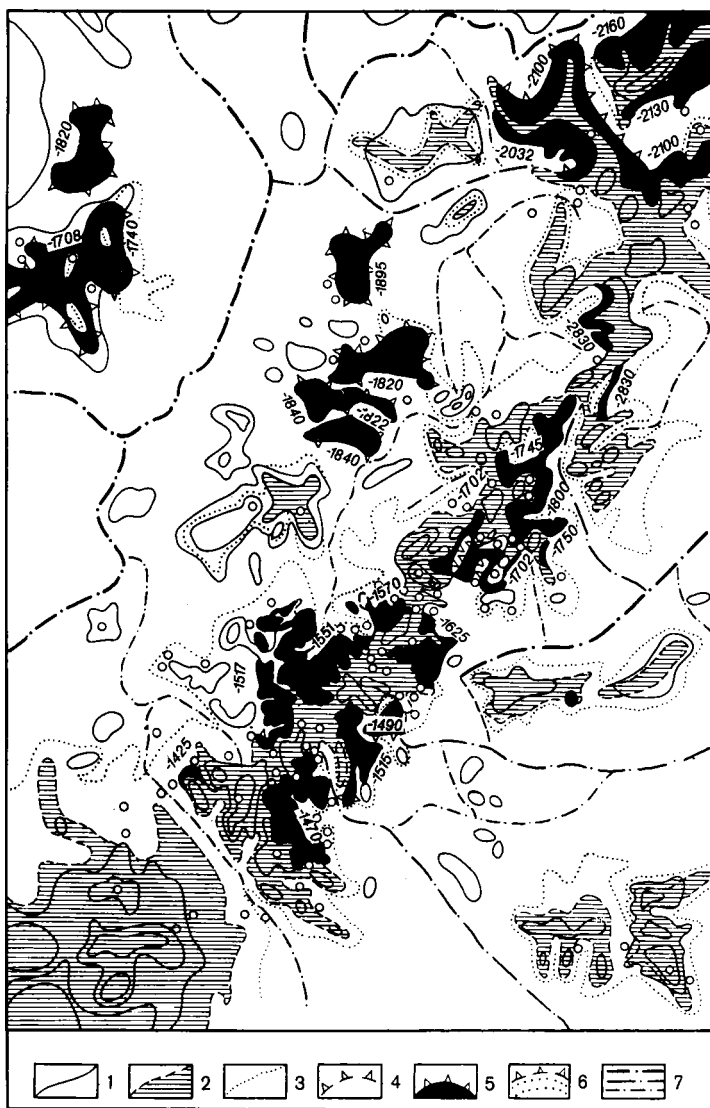


Рис. 7.48. Обзорная карта Шаймского нефтегазоносного района:
 1 — контуры замкнутых локальных поднятий; 2 — зоны отсутствия отложений вогулканской толщи и тюменской свиты; 3 — линия выклинивания отложений тюменской свиты; 4 — водонефтяной контакт; *Залежи:* 5 — нефти, 6 — газа, 7 — оси впадин: региональные, зональные и локальные

зоны являются песчаники, алевролиты, органогенно-обломочные известняки и трещиноватые породы фундамента (глинистые, сланцы, метаморфизованные песчаники, кварцевые порфиры, мраморизованные известняки). Покрышкой служат глинистые отложения мощностью 200—570 м.

В ряде нефтегазоносных областей зоны нефтегазонакопления формируются под влиянием совокупности

нескольких геологических факторов, в том числе структурного, литологического и стратиграфического, что и определяет сложное строение местоскоплений в таких зонах и наличие различных генетических классов залежей в них.

Типичным примером такой зоны может служить Азовская зона нефтегазонакопления в пределах Западно-Кубанского прогиба Северного Кав-

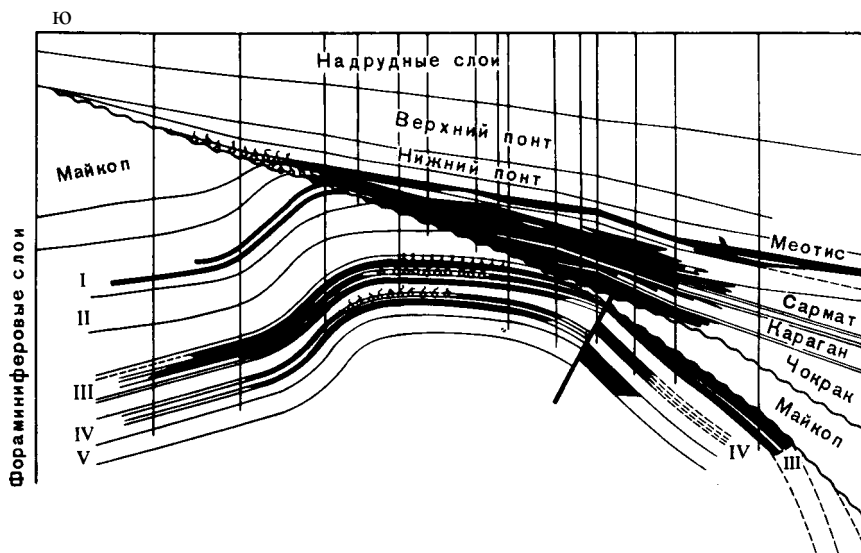


Рис. 7.49. Геологический профиль через местоскопление Зыбза:

/—V— пласты

каза. В этой зоне выявлены линейные и сундучного типа крутые антиклинали в палеоцен-эоценовом структурном этаже, осложненные нарушениями.

Верхняя часть складок размыта и резко несогласно перекрывается моноклинально залегающей толщей от майкопа до плиоцена. При этом песчано-алевролитовая толща **Майкопа** выклинивается. К ним приурочены местоскопления нефти и газа Ахтырско-Бугундырское, Зыбза—Глубокий Яр (рис. 7.49), Украинское и др., представляющие собой многопластовые местоскопления (более 15 продуктивных пластов) с залежами на глубине 450—2200 м.

В пределах Азовской зоны выявлены залежи различных генетических классов и групп, в том числе пластовые сводовые, связанные с антиклиналями нарушенного строения, тектонически экранированные, стратиграфические при несогласном срезании антиклинально-изогнутых пластов, литологические, связанные с выклиниванием песчаных пластов-коллекторов на моноклинали, и литолого-стратиграфические, связанные с выклиниванием песчаных коллекторов палеоцена и несогласным перекрытием их майкопской толщей.

§ 7.6. Местоскопления нефти и газа.

Классификация и основные генетические типы

Залежь нефти или газа представляет собой локальное единичное скопление нефти и газа в проницаемых пористых или трещиноватых породах (с единым контактом нефть-*-вода или газ—вода).

Залежь может быть связана с одним пластом или группой гидродинамически связанных между собой пластов. Местоскопление нефти и газа — это место скоплений (ассоциация) залежей нефти и газа, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным на одной локальной площади. Залежи нефти и газа могут иметь промышленное и непромышленное значение.

Термин «месторождение нефти и газа» не отвечает действительному смыслу этого слова и не отражает суть процесса образования скоплений залежей нефти и газа. Известно, что месторождения нефти не образуются *in situ*, т. е. на том же месте, где «родились» нефть и газ. Образование их происходит в результате сложных миграционных процессов углеводородов, протекающих в недрах. Поэтому

А. А. Бакиров (1959) рекомендовал термин «месторождение», не отвечающий действительно содержанию этого слова, заменить термином «местоскопление нефти и газа».

В природе встречается большое разнообразие залежей и местоскоплений нефти и газа. Их классификация должна отражать главнейшие особенности формирования ловушек, с которыми генетически связано образование соответствующих подразделений залежей и местоскоплений нефти и газа. Такая классификация позволит не только выяснить закономерности нефтегазонакопления в недрах, но и правильно ориентировать поисково-разведочные работы на нефть и газ, избегая бурения излишних поисковых и разведочных дорогостоящих скважин.

Развивая широко известную схему классификации И. М. Губкина, А. А. Бакиров выделил (1960) пять основных классов локальных скоплений нефти и газа.

I. Класс структурного типа. Формирование местоскоплений УВ этого класса обуславливается структурным фактором. Ловушкой для образования скоплений служат локальные структуры различного происхождения, структурные осложнения моноклиналей, а также дизъюнктивные нарушения, экранирующие в определенных условиях скопления нефти и газа.

II. Класс литологического типа. Здесь в формировании местоскоплений УВ ведущая роль принадлежит литологическому фактору. Характер ловушки для образования скоплений нефти и газа предопределяет условия отложения и последующего преобразования пород, участвующих в строении пород коллектора, в том числе изменения их физических свойств по простиранию, выклинивание вверх по восставанию, линзовидный характер залегания и др.

III. Класс рифогенного типа. В формировании местоскоплений УВ ведущая роль принадлежит рифогенным образованиям. Ловушкой для их образования обычно служат рифовые массивы.

IV. Класс стратиграфического типа. Формирование местоскоплений УВ этого класса обуславливается фактором стратиграфически несогласного перекрытия коллектора практически нефте- и газонепроницаемыми образованиями более молодого возраста. Ловушкой для образования скоплений служат участки срезания и несогласного перекрытия коллектора слабопроницаемыми или непроницаемыми отложениями.

V. Класс смешанного типа. Формирование местоскоплений УВ обуславливается тем или иным сочетанием структурного, литологического, стратиграфического и других факторов.

По приуроченности к различным типам локальных ловушек выделяются местоскопления нефти и газа: структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического классов. В составе каждого из перечисленных классов можно выделить различные группы и подгруппы (табл. 7.3) (по А. А. Бакирову).

Местоскопления нефти и газа структурного класса. Местоскопления нефти и газа этого класса подразделяются на группы и подгруппы.

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям и куполам простого и ненарушенного строения. Ловушкой для формирования этой группы служат антиклиналь и купола простого строения, характеризующиеся в основном соответствием структурных поверхностей отложений отдельных стратиграфических подразделений, принимающих участие в их строении. На рис. 7.50—7.52 изображены разрезы местоскопления Узеньского на Мангышлаке, Южно-Балыкского и Мамонтовского в Тюменской области и Санта-фе-Спрингс в США. Как видно из разрезов, каждое из этих местоскоплений содержит ряд залежей, характеризующихся самостоятельными водонефтяными разделами. Эти примеры типичны для рассматриваемой группы и характерны для многих местоскоплений СССР, США, Канады, стран Ближнего и Среднего Востока,

Т а б л и ц а 7.3. Основные генетические типы местоскоплений нефти и газа

Класс	Группа и подгруппа местоскоплений, приуроченных
Структурный	к антиклиналям и куполам простого и ненарушенного строения; к антиклиналям и куполам с несоответствием структурных поверхностей отдельных стратиграфических подразделений: ■ к структурам, характеризующимся смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей; к антиклиналям и куполам, осложненным разрывной дислокацией; к антиклиналям и куполам, осложненным соляной тектоникой; к антиклиналям и куполам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом: к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; к антиклиналям и куполам, осложненным вулканогенными образованиями: к моноклиналям; к синклиналям
Рифогенный	к одиночным рифовым массивам; к группе (ассоциации) рифовых массивов
Литологический	к участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми (литологически экранированные): к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев'; к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми, в том числе запечатанными асфальтом; к песчаным образованиям вдоль прибрежных частей палеоморей: к песчаным образованиям ископаемых русл палеорек; к прибрежным валоподобным песчаным образованиям ископаемых баров; к гнездобразно залегающим пластам-коллекторам

Класс	Группа и подгруппа местоскоплений, приуроченных
Стратиграфический	к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях и куполах; к участкам стратиграфических несогласий на моноклиналях; к стратиграфическим несогласиям на участках эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
Литолого-стратиграфический	к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых стратиграфически несогласно непроницаемыми отложениями более молодого возраста

Юго-Восточной Азии, Африканской платформы и др.

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям и куполам с несоответствием структурных поверхностей отдельных нефтегазосодержащих стратиграфических подразделений. Ловушками для образования местоскоплений этой группы служат антиклинали и купола, характеризующиеся несоответствием структурных поверхностей отдельных литолого-стратиграфических подразделений. Такие местоскопления встречаются как в складчатых и переходных, так и в платформенных областях.

Среди этой группы встречаются местоскопления, приуроченные: 1) к структурам, характеризующимся смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; 2) к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей.

Типичным примером первой подгруппы местоскоплений могут служить нефтяные местоскопления Стрельный Овраг и Жигулевское в Куйбышевской области (рис. 7.53). Для названных местоскоплений, расположенных рядом, характерно несовпадение структурных поверхностей отдельных стратиграфических комплексов, содержащих залежи

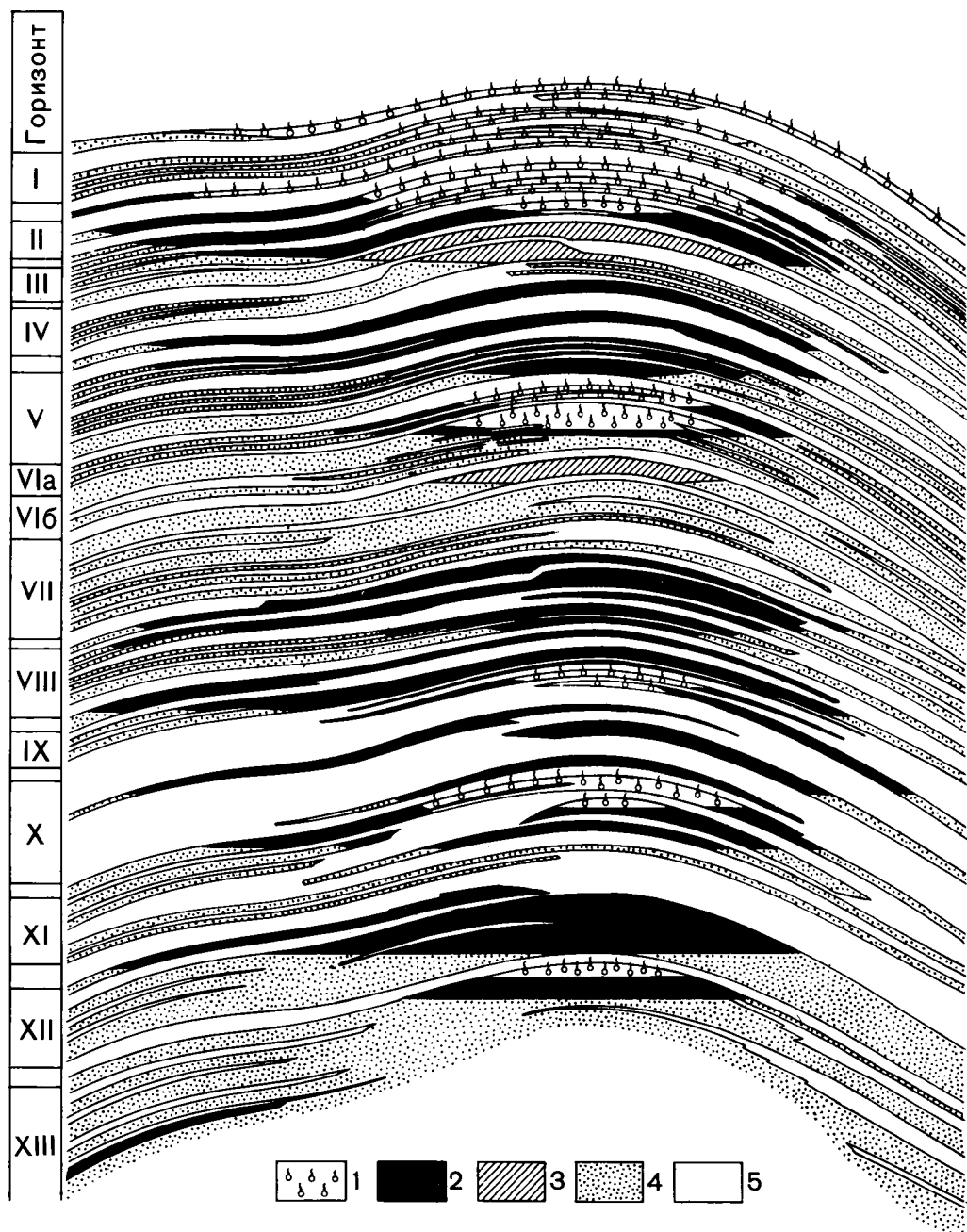


Рис. 7.50. Разрез Узеньского месторождения (по В. Е. Аронсону и А. К. Махонину):
 1 — газ; 2 — нефть; 3 — предположительные залежи нефти; 4 — песчаники водоносные; 5 — коллекторы;
 I—V, VI a, VI b, VII—XIII — горизонты



Рис. 7.51. Геологический разрез верхневаланжин-готерив-барремских отложений Мамонтовского местоскопления (по О. А. Ремееву):

1 — нефтяные залежи; 2 — преимущественно песчаники; 3 — преимущественно глинистые породы

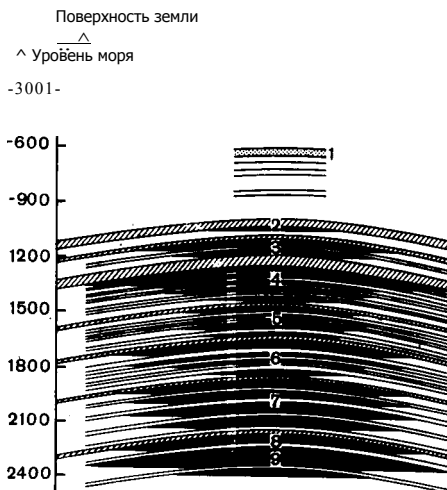


Рис. 7.52. Местоскопление Санта-фе-Спрингс, Калифорния (по А. И. Леворсену):

/ — газовая зона; 2—зона Фуа; 3 — зона Белл;
4 — зона Мейер; 5 — зона Нордстром; 6 — зона Бекби; 7 — зона О'Коннел; 8—зона Кларк; 9 — зона Хэссей

нефти и газа. Так, в пределах Стрельного Оврага на месте сводовой части структуры отложений нижнего карбона (по кровле пласта Бг) по кровле пашийских отложений верхнего девона находится далекое погружение восточного крыла девонской структуры соседней Жигулевской площади. На последней, наоборот, на месте сводовой части структуры пашийских отложений по отложениям нижнего карбона (по кровле пласта Бг) находится далекое погружение западного крыла каменноугольной структуры Стрельного Оврага.

Со структурными соотношениями девонских и каменноугольных отложений связано и размещение в них залежей нефти. Так, на Жигулевской площади залежь нефти приурочена к пашийским отложениям верхнего девона, а нижнекаменноугольные отложе-

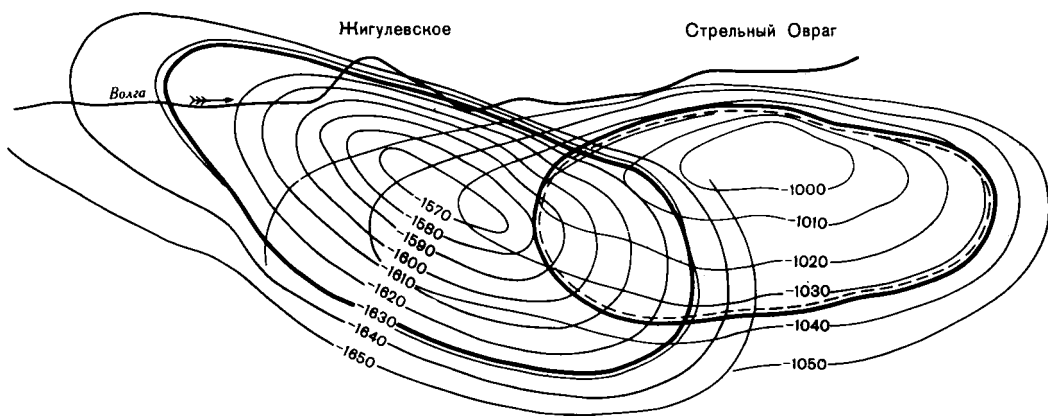


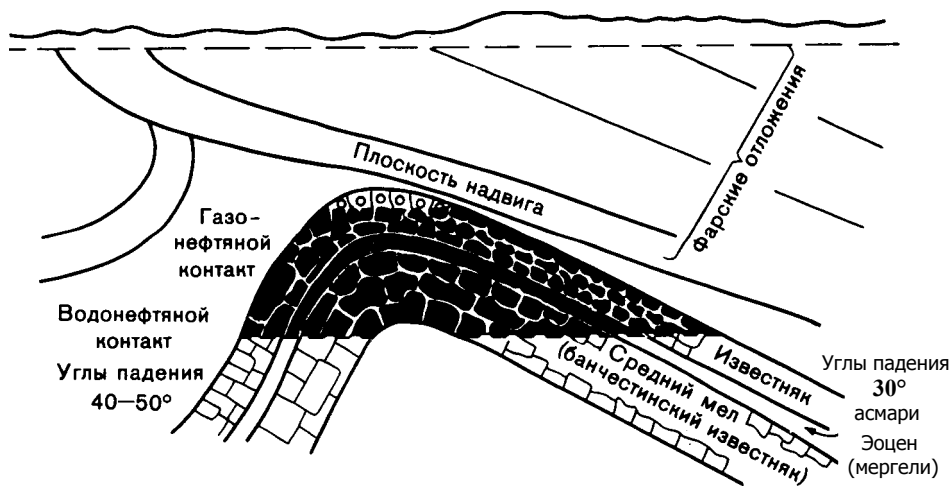
Рис. 7.53. Структурная карта местоскоплений Стрельный Овраг и Жигулевское Куйбышевской области

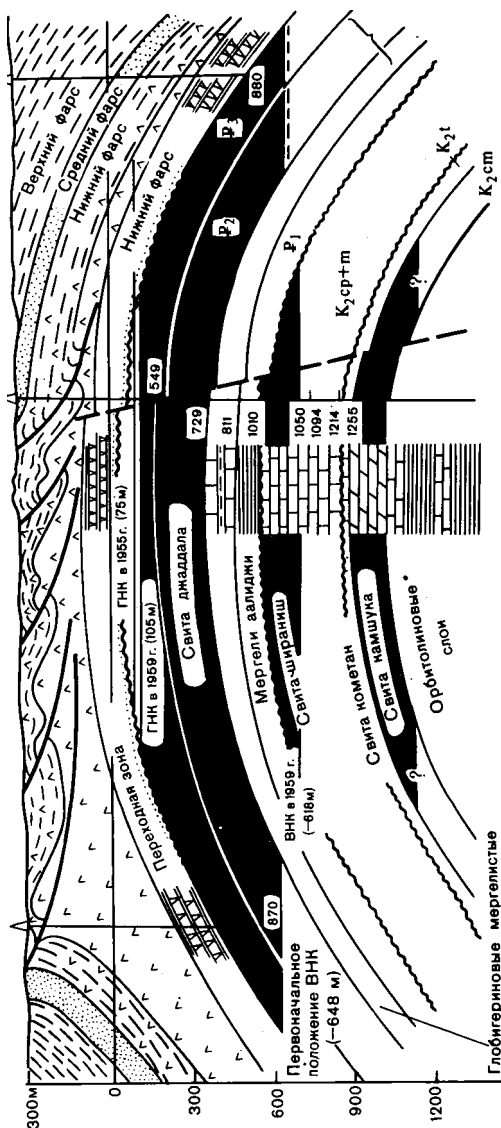
ния не содержат нефти; на площади Стрельный Овраг, наоборот, основная залежь нефти приурочена к нижнекаменноугольным отложениям, а в пашийской свите верхнего девона залежей нефти нет.

Местоскопления с резким несоответствием структурных поверхностей отдельных нефтегазосодержащих литолого-стратиграфических комплексов встречаются как в складчатых, так и в переходных и платформенных областях. Нередки местоскопления, приуроченные к локальным структурам с более сложными соотношениями структурных поверхностей отдельных частей разреза.

Примерами местоскоплений, приуроченных к структурам с существенно

различным строением отдельных структурных этажей, могут служить многие местоскопления Юго-Западного Ирана и Северного Ирака, расположенные в пределах Месопотамской предгорной впадины. Структуры этих местоскоплений характеризуются существенно различным строением отложений фарсийского яруса миоцена и основной продуктивной известняковой толщи асмари (нижний миоцен и верхний олигоцен). Отложения фарсийского яруса отличаются весьма сложной дислоцированностью с развитием дисгармоничной складчатости, обусловленной наличием в их разрезе мощной толщи пластичных гипсово-ангидритовых и соленосных отложений нижнего фарса. Эта сложнодислоцированная толща





почти повсеместно маскирует строение подстилающей ее известняковой толщи асмари, характеризующейся развитием крупных антиклиналей более простого строения. Основные скопления нефти и газа на этих площадях приурочены к известняковой толще асмари. На рис. 7.54, 7.55 изображены разрезы местоскоплений Агаджари и Киркук, являющихся типичными для этой подгруппы.

Примером местоскоплений рассматриваемой группы в СССР может служить площадь Зыбза (Краснодарский край). На этой площади в верхней части разреза отложения понта, меотиса и чокрак-карагана залегают моноклинально. Подстилающие их отложения фораминиферовых слоев смяты в антиклинальную складку, осложненную разрывным нарушением (см. рис. 7.49). Для таких сложных структур характерно одновременное нахождение в пределах одной и той же площади генетически различных типов залежей структурного, литологического и стратиграфического классов, что имеет место, в частности, и на местоскоплении Зыбза.

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям и куполам, осложненным разрывной дислокацией. Местоскопления этой группы широко развиты почти во всех нефтегазоносных областях

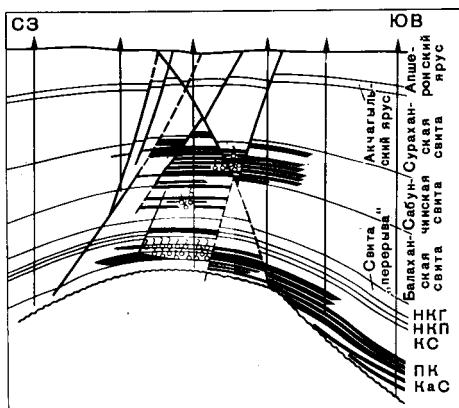


Рис. 7.56. Местоскопление Карачухур, осложненное крупными поперечными сбросами (по Б. К. Баба-Заде)

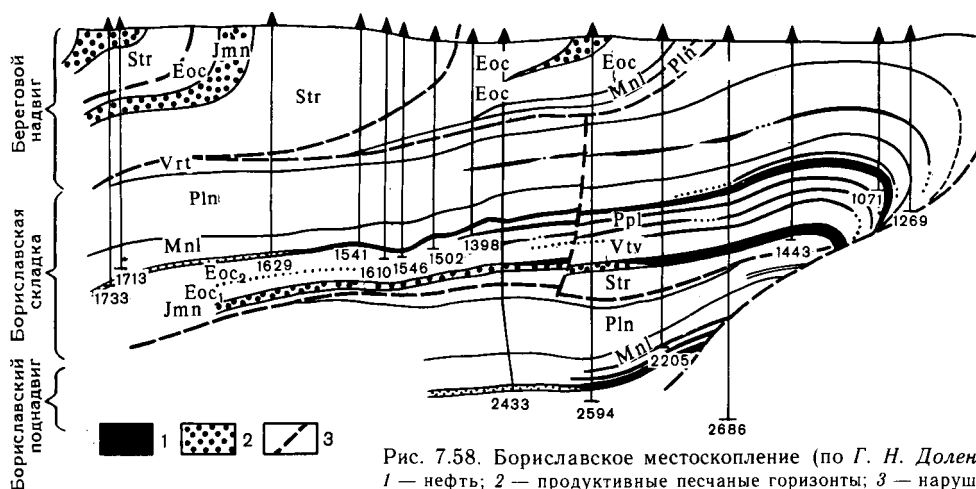


Рис. 7.58. Бориславское местоскопление (по Г. Н. Доленко):
1 — нефть; 2 — продуктивные песчаные горизонты; 3 — нарушения

СССР, а также во многих странах Европы, Латинской и Северной Америки, Азии и Африки. Ловушкой для формирования местоскоплений нефти и газа в данном случае служат антиклинали и купола, осложненные разрывными нарушениями. Они развиты главным образом в складчатых и переходных областях, но нередко встречаются также и на территориях платформ. Для складчатых областей типичными примерами могут служить местоскопления Карачухур в Азербайджанской ССР и Центральный Котур-Тепе в Туркменской ССР (рис. 7.56, 7.57).

В составе рассматриваемой группы иногда встречаются местоскопления, приуроченные к структурам, осложненным надвиговыми явлениями. Такие местоскопления характерны в основном для складчатых и переходных областей. Они широко представлены в Восточно-Предкарпатской нефтегазоносной провинции Западной Украины, например местоскопления Борислав, Битков, Долина.

Бориславское местоскопление (рис. 7.58) приурочено к опрокинутой (надвинутой) на северо-восток складке, лежащее крыло которой осложнено разрывным нарушением. Ядро складки сложено ямненскими песчаниками верхнемелового возраста. Стратиграфически выше ямненских песчаников зале-

гают отложения эоцена и олигоцена, а еще выше — соленосные отложения миоцена. Залежи нефти приурочены к ямненским песчаникам, слагающим ядро складки, и так называемым бориславским песчаникам, залегающим в основании менилитовых сланцев олигоценного возраста.

Для местоскоплений этой группы обычно характерны поднадвиговые залежи. Кроме того, могут встречаться сводовые, тектонически экранированные, литологические и другие залежи.

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям и куполам, осложненным соляной тектоникой. Ловушками для этой группы служат локальные структуры, в образовании которых ведущая роль принадлежит соляной тектонике (солянокупольные структуры).

Местоскопления нефти и газа, приуроченные к солянокупольным структурам, широко развиты в СССР (в Южно-Эмбенской нефтегазоносной области Прикаспийской впадины, в Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах Восточной Украины и Белоруссии), в Европе (в Северо-Германской и Предкарпатской впадинах), в США (в нефтегазоносных областях побережья Мексиканского залива Примексиканской впадины, а также в северных районах штатов Техас, Луизиана и Миссисипи).

Солянокупольные структуры неодинаковы по строению, хотя единой общепризнанной классификации их пока нет. По вопросу о классификации соляных куполов Прикаспийской впадины высказаны различные взгляды в работах И. Г. Пермькова (1947), Н. И. Буялова (1940), Ю. А. Косыгина (1945, 1958), Н. В. Неволина (1951, 1959), Г. Е. Айзенштадта (1956), Н. А. Калинина (1958), Л. В. Каламкарлова (1969, 1972) и др. На наш взгляд, для ведения поисково-разведочных работ наиболее приемлемой является классификация Н. В. Неволина, согласно которой соляные купола подразделяются на пять типов: непрерывные, глубокопогруженные, скрытопрорванные, прорванные, однокрылые, открытые.

Типичными примерами этой группы могут служить: в Южно-Эмбенской нефтегазоносной области Прикаспийской впадины — местоскопления Макат (рис. 7.59), Байчунас (рис. 7.60) и Косчагыл (рис. 7.61); в Предкарпатской впадине Румынии — Морени (рис. 7.62); в Примексиканской впадине США — Барбере-Хилл (рис. 7.63), Спиндлтон.

Нередко на одном и том же местоскоплении рассматриваемого типа одновременно встречаются различные залежи, например на площади Косчагыл (см. рис. 7.61).

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям и куполам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом. Ловушками для формирования местоскоплений этой группы служат структуры, в образовании которых ведущая роль принадлежит диапиризму или грязевому вулканизму. Такие местоскопления развиты в нефтегазоносных областях Азербайджанской ССР, Таманского полуострова, Западной Туркмении, в Румынии и в ряде других районов.

Среди местоскоплений, приуроченных к данной группе, выделяются две подгруппы: 1) с открытым грязевым вулканом; 2) с погребенным грязевым вулканом.

Примерами первой подгруппы могут

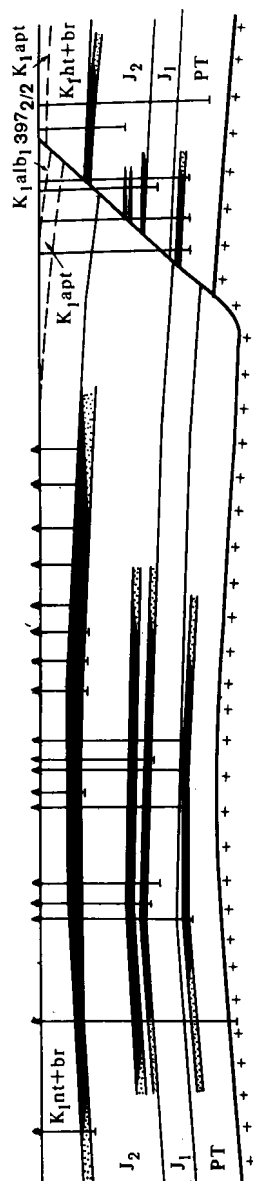


Рис. 7.59. Местоскопление Макат (по Н. А. Калинину, 1951)

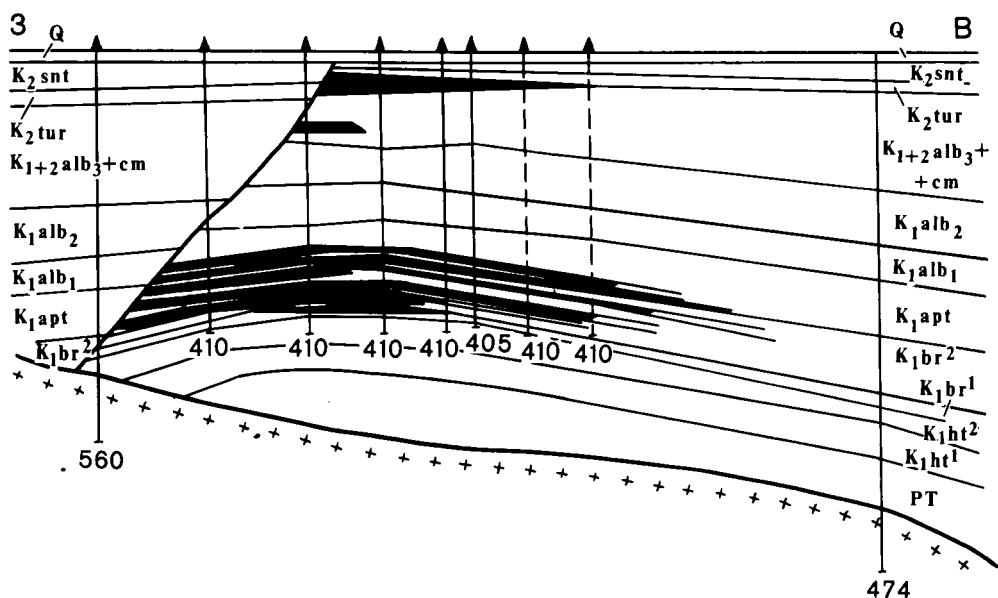


Рис. 7.60. Местоскопление Байчунас (по Г. Е. Айзенштадту и К. В. Антонову, 1954)

служить местоскопления Локбатан (рис. 7.64), Нефтяные Камни и Кюровдаг в Азербайджанской ССР; второй подгруппы — местоскопление Биби-Эйбат (рис. 7.65).

Среди местоскоплений, приуроченных к структурам, осложненным диапиризмом, также выделяются две подгруппы: 1) с открытым диапиром (например, местоскопление Бинагады); 2) осложненные криптодиапиром (например, Бузовны, рис. 7.66).

Для местоскоплений этой группы характерны следующие залежи: сводовые над погребенным диапировым ядром или над погребенным грязевым вулканом и приконтактные с диапировым ядром или с образованиями грязевого вулкана. Кроме того, могут встречаться залежи тектонически экранированные и некоторые виды залежей литологического и стратиграфического классов.

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям и куполам, осложненным вулканогенными образованиями. Ловушкой для формирования местоскоплений этой группы служат структуры, в образовании которых ведущая роль принадлежит вулканогенным

процессам. Такие местоскопления сравнительно редко, но все же встречаются в некоторых нефтегазоносных областях, например в Мексике, США, на Кубе.

Примером этой группы местоскоплений может служить Литтон-Спрингс в штате Техас США (рис. 7.67), где залежь нефти сводового типа приурочена к верхней выветрелой части серпентинитового массива, внедрившегося в толщу осадочных образований мелового возраста и контактирующего с регионально нефтегазоносными горизонтами этих отложений.

Для местоскоплений этой группы характерны залежи сводовые (над подгребенным ядром вулканогенных образований) и приконтактные (с ядром вулканогенных образований). Принципиальная схема формирования указанных типов залежей на местоскоплениях рассматриваемой группы изображена на рис. 7.68.

Ловушкой для формирования местоскоплений нефти и газа на моноклинах служат различные структурные их осложнения в виде флексур, структурных носов и разрывных нарушений. Для этой группы обычно характерны залежи: 1) флексурные;

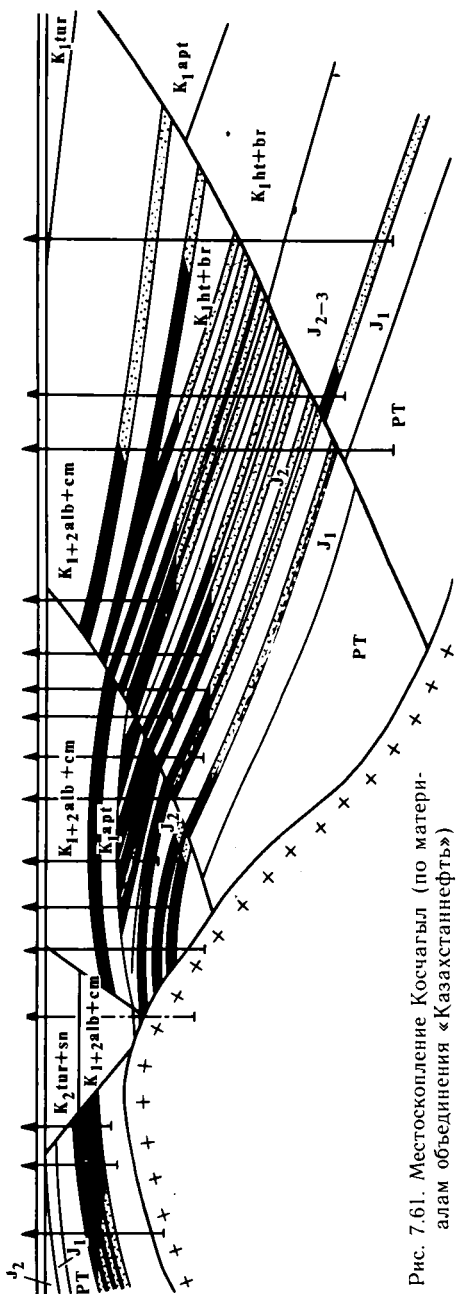


Рис. 7.61. Местоскопление Косчагыл (по материалам объединения «Казахстаннефть»)

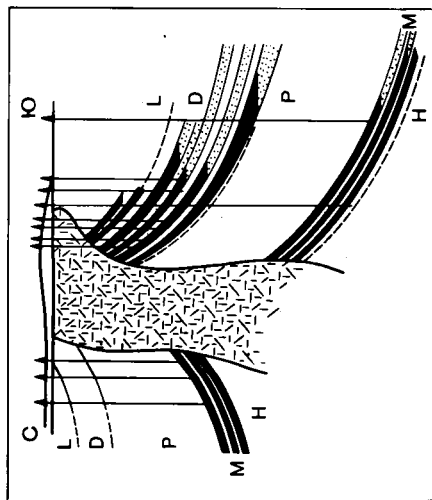


Рис. 7.62. Местоскопление Морени, Румыния (по Г. Маковею)

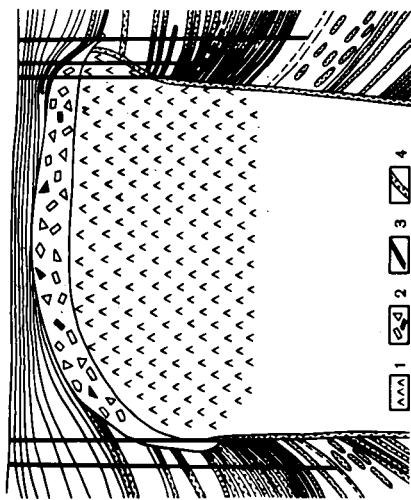


Рис. 7.63. Местоскопление Барберс-Хилл, США (по В. Вер-Виле, 1952):
1 — соль; 2 — кепрок; 3 — нефть; 4 — пески

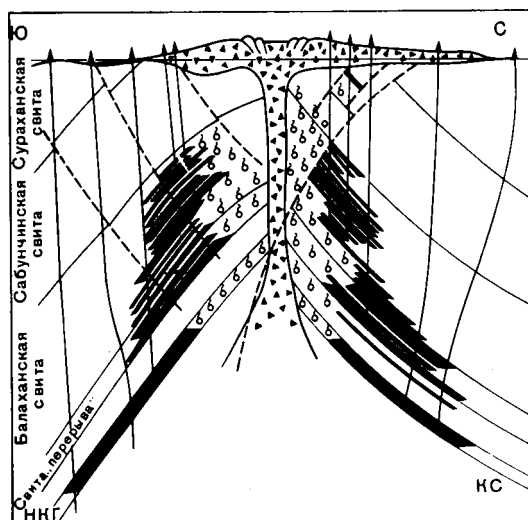


Рис. 7.64. Местоскопление Локбатан, осложненное открытым грязевым вулканом и надвигом (по Б. К. Баба-Заде)

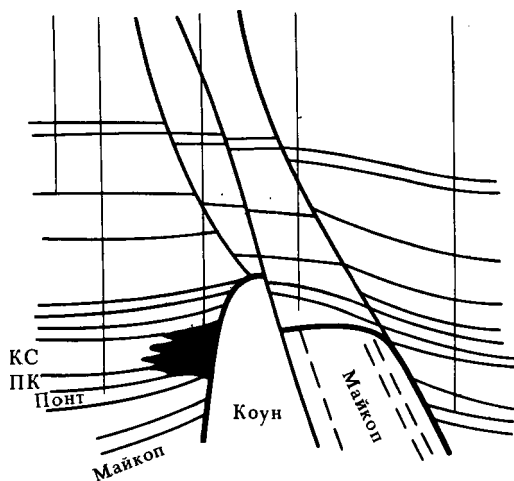


Рис. 7.65. Местоскопление Биби-Эйбат, осложненное погребенным грязевым вулканом, продольными и поперечными нарушениями (поперечное сечение) (по Б. К. Баба-Заде)

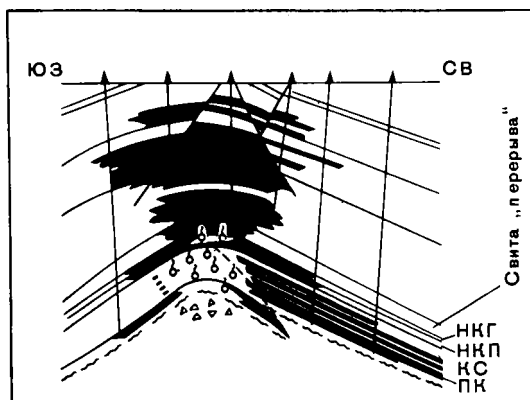


Рис. 7.66. Местоскопление Бузовны. Тектонически экранированные приконтактные с ядром протыкания залежи нефти в кирмакинской свите (по Б. К. Баба-Заде)

2) приуроченные к структурным носам, осложняющим моноклинали; 3) тектонически экранированные на моноклиналях.

Формирование скоплений нефти в пределах местоскоплений, приуроченных к синклиналиям, происходит обычно в крыльевых частях синклинальных структур в пластах, практически безводных, под действием сил гравитации. Такие местоскопления встречаются редко и известны лишь в некото-

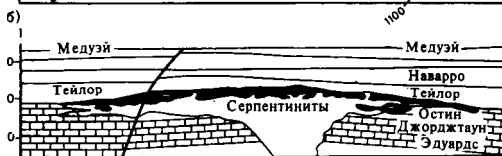
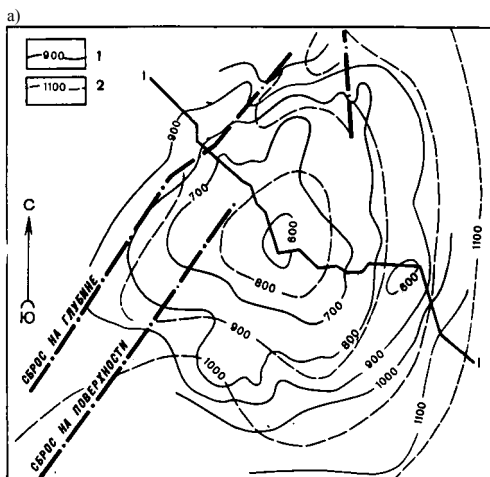


Рис. 7.67. Местоскопление Литтон-Спрингс (по Лахи и Вер-Виле, 1952):

а — структурная карта; б — разрез; 1 — изогипсы по кровле серпентинита; 2 — изогипсы по кровле меловых отложений

рых районах Аппалачской нефтегазодной провинции США. К их числу относятся, например, местоскопления нефти, приуроченные к песчаным

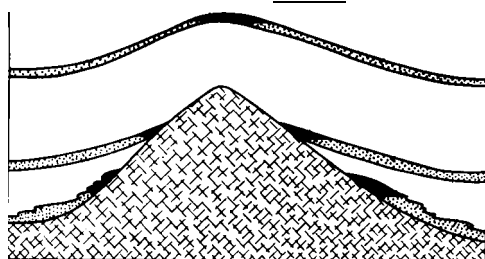


Рис. 7.68. Ловушки, связанные с погребенными выступами вулканогенных пород (по У. Л. Расселу):

1 — глинистые породы; 2 — вода; 3 — нефть

коллекторам миссисипского отдела карбона на площади Кевин-Крик (рис. 7.69), Бич-Крик, Конли и др.

Местоскопления нефти и газа рифогенного класса. В состав этого класса входят следующие разновидности местоскоплений, приуроченных: 1) к одиночным рифовым массивам; 2) к группе рифовых массивов.

Ловушкой для формирования местоскоплений нефти и газа служат рифовые массивы. Рифообразующие организмы развиваются лишь в определенных палеогеографических, фациальных и палеотектонических условиях. Комплексы таких условий, способствующих возникновению процессов рифообразования, верояно, наибольшее развитие имели в краевых частях платформенных территорий, в зонах сочленения их с предгорными впадинами, так как большая часть известных крупных зон нефтегазонакопления, связанных с региональным развитием рифогенных образований, приурочена именно к таким областям. К ним относятся, например, в СССР нефтегазоносные области Башкирского Приуралья, расположенные в пределах Предуральской впадины; в Мексике — нефтегазоносная область Тампико-Тукспан, расположенная в пределах юго-западной части Примексиканской впадины.

Старые местоскопления Ишимбаевского района Башкирского Приуралья приурочены к рифогенным образованиям нижнепермского возраста, где встречаются местоскопления, приуроченные к одиночным рифам, например Стояровское, и к группе (ассоциации)

Рис. 7.69. Местоскопление Кевин — Крик (Западная Виргиния, США). Структурная карта по горизонту берма (по Т. Вассону, 1929):

/ — нефть

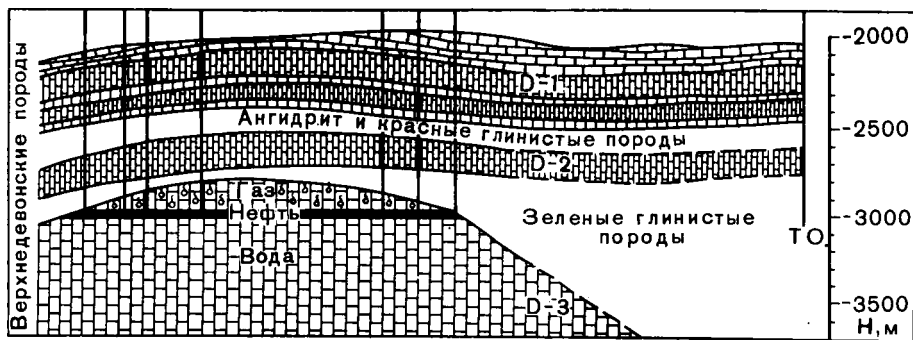
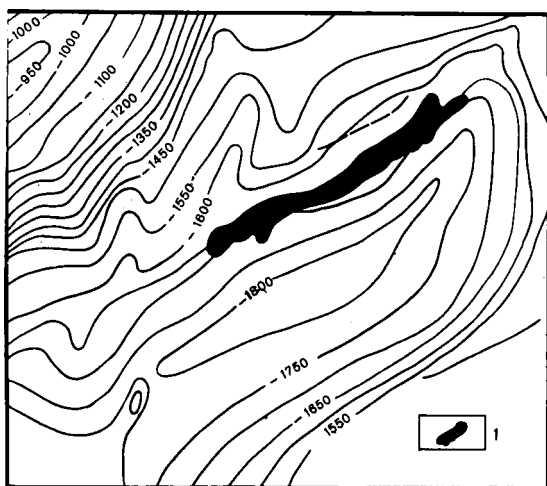
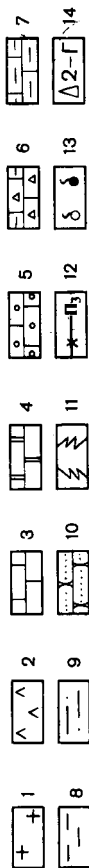


Рис. 7.71. Геолого-геофизический



Местоскопления УВ, связанные с глубоко погребенными рифогенными сооружениями палеозоя, обнаружены в последние годы в прибортовых зонах Прикаспийской мегасинеклизы (рис. 7.71), а также в районе Обь-Васюганского междуречья Западно-Сибирской плиты. С этим типом ловушек, по-видимому, может быть связано обнаружение новых местоскоплений УВ, образующих в указанных районах целые зоны нефтегазоаккумуляции.

На северном борту Прикаспийской впадины выявлен ряд биогермных массивов в отложениях артинского, асельского и частично сакмарского ярусов нижней перми. Органогенные известняки (водорослевые, мшанковые коралловые) перекрываются сульфатно-карбонатными породами филипповского горизонта кунгурского яруса. С запада на восток в этой зоне выявлены Западно-Тепловский, Усовский, Бородинский, Иртекский, Аксайский рифовые массивы. С Западно-Тепловским массивом связано газоконденсатное местоскопление. Здесь газ содержится в артинских и сакмарских биогермных породах и нижней карбонатной пачке филипповского горизонта, перекрывающейся сульфатной толщей кунгура. По кровле артинского яруса массив имеет вытянутую форму и размеры 6,2Х2 км. Органогенная толща асельско-сакмарского возраста достигает 975 м, причем на асельские отложения приходится ~ 400 м. Газ насыщает верхнюю часть этой толщи. Высота залежей 210 м. Следует отметить, что на двух рифовых массивах, Бородинском и Усовском, залежи газа установлены в карбонатных пачках филипповского горизонта, т. е. в отложениях, перекрывающих органогенные постройки, что объясняется некоторыми исследователями отсутствием на-

дежного экрана над рифовыми массивами.

В подсолевом комплексе северной бортовой зоны Прикаспийской впадины открыто газоконденсатное местоскопление Карачаганак, связанное с крупным рифовым массивом каменно-угольно-пермского возраста. Залежь газа находится на глубине более 4000 м и перекрыта мощной соленосной толщей кунгура [более 2000 м (см. рис. 7.71)]. Продуктивные нижепермские отложения Карачаганакского поднятия сложены мшанково-водорослевыми известняками рифогенных фаций. В газе местоскопления Карачаганак содержится значительное количество конденсата плотностью $\sim 0,8$ г/см³.

В палеозойских осадочных отложениях Западной Сибири также удалось выявить ряд биогермных массивов. В одном из них (на Малоичской площади) установлена нефтеносность рифогенных известняков и доломитов верхнего силура — нижнего и среднего девона на глубине более 3—4 км. Малоичский рифовый массив амплитудой 110 м имеет размеры 12X3 км. Здесь рифообразование установлено на двух стратиграфических уровнях:

1) в отложениях верхнего силура — низах нижнего девона; 2) в верхах нижнего девона — среднем девоне. Рифогенные известняки массивные, участками порово-кавернозные, трещиноватые; на 60—85% состоят из органических остатков (рифобразующих организмов: кораллов, строматопор, табулет и др.).

В Западной Сибири помимо Малоичского, по сейсмическим данным, выявлен ряд рифовых массивов: Заречный, Южно-Заречный, Северо-Малоичский, Верхне-Тарский, Тайдаский, Восточно-Тайдаский, Западно-Калгачский и др. Глубина залегания кровли массивов ~ 3000 м. Размеры массивов различны. Наиболее крупные из них: Западно-Калгачский (13X5 км, амплитуда 180 м) и Верхне-Тарский (20X4 км, амплитуда 120 м)*. Ука-

занная зона распространения рифовых массивов является перспективной для поисков палеозойской нефти в Западной Сибири. Здесь может быть открыт целый ряд местоскоплений рифогенного типа. Об этом убедительно свидетельствуют положительные данные глубокого бурения на Малоичской площади.

Местоскопления нефти и газа литологического класса. В этот класс входит несколько генетических групп местоскоплений нефти и газа.

Местоскопления, приуроченные к участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми (литологически экранированные). Такие местоскопления чаще всего обнаруживаются на склонах платформенных впадин и сводовых поднятий, краевых частей погружения платформ (краевых впадин) и на платформенных бортах предгорных впадин. Они встречаются также в пределах складчатых областей, чаще всего в бортовых частях межгорных впадин.

Местоскопления рассматриваемой группы широко распространены во многих нефтегазоносных областях Канады (Пембина), США (Клинтон и Хьюгтон) и Венесуэлы (Боливар-Коастал). Строение данных местоскоплений приведено при рассмотрении зон нефтегазонакопления. Они известны также в ряде нефтегазоносных областей СССР на Северном Кавказе, в Азербайджане, Урало-Волжской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинциях. Типичным примером их может служить Сулутепинское местоскопление нефти в Азербайджане (рис. 7.72).

Для местоскоплений рассматриваемой группы характерны литологически экранированные виды залежей, приуроченные к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев, замещения проницаемых пород непроницаемыми по восстанию слоев и запечатанные отложениями асфальта. Эти залежи могут находиться как на крыльях и периклиналях локальных структур, так и на моноклиналиях.

См.: Завиалов И. П., Пехтерева И. А., Сердюк З. Я. и др. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1980. № 11.

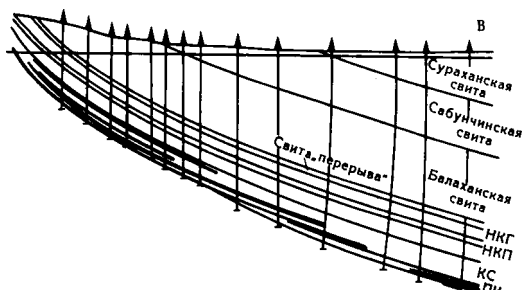


Рис. 7.72. Сулутепинское нефтяное местоскопление (Азербайджанская ССР), связанное с зонами выклинивания (по Б. К. Баба-Заде)

Местоскопления, приуроченные к песчаным образованиям в прибрежных частях древних морей. В эту группу входят две подгруппы.

1. Ловушкой для формирования местоскоплений, приуроченных к песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек, служат песчаные образования ископаемых русел палеорек. При этом выяснено, что для образования таких местоскоплений наиболее благоприятны устьевые части палеорек, расположенные в прибрежных зонах палеоморей. Местоскопления этого типа в Майкопском районе Северного Кавказа (Краснодарский край) расположены на крупной моноклинали, где майкопские отложения выклиниваются вверх по восстанию слоев. Линии выклинивания имеют ■ сложные очертания и образуют ряд выступов, выгнутых дугой по восстанию слоев, к которым и приурочены отдельные залежи нефти. Нефть в продуктивных горизонтах подпирается водой.

Подобные местоскопления выявлены вдоль всего южного (геосинклинального) борта Азово-Кубанской впадины и в целом образуют крупную зону нефтегазонакопления. Как было впервые показано И. М. Губкиным, нефте-содержащие песчаные пласты майкопского возраста здесь представляют собой отложения русел крупных палеорек, впадающих в майкопское море. Образование их происходило в прибрежной зоне. Они заполняют руслообразные углубления в размытом ложе

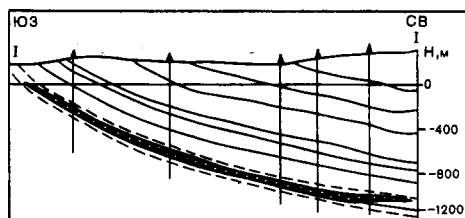
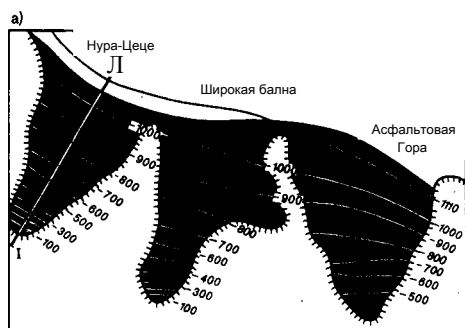


Рис. 7.73. Местоскопление Асфальтовая Гора — Широкая Балка — Кура-Цеце, СССР;

а — нефтяные залежи в песчаниках горизонта I майкопской свиты; б — профильный разрез местоскопления Кура-Цеце

фораминиферовых отложений (рис. 7.73).

Местоскопления с рукавообразными залежами обнаружены и в некоторых районах Тимано-Печорской впадины в Коми АССР (Северо-Джебельское, Войвожское и др.). Подобные местоскопления известны также во многих нефтегазоносных областях США. Они здесь получили название шнурковых. Типичными примерами могут служить известные местоскопления Восточного Канзаса: Гарнет, Буш-Сити (рис. 7.74), Сентрвилл и др., приуроченные к песчаным шнурковообразным линзам, залегающим у кровли сланцев свиты чероки пенсильванского отдела верхнего карбона. Эти песчаные линзы представляют собой образования ископаемых русел палеорек в прибрежных частях моря чероки каменноугольного периода, имеют мощность от 13 до 30 м, а местами и больше, ширину от 0,5 до 2—2,5 км и длину от 3 до 15—20 км. Линзы представляют собой типичные прибрежные дельтовые образования. Характерные особенности их: извилистая форма залегания; местами утолще-

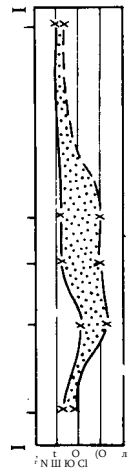
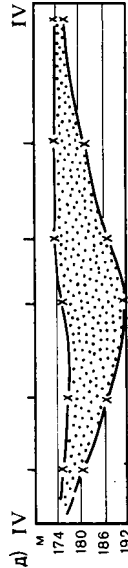
ние в центральной части; неоднородность заполняющего их песчаного материала (состав зерен, текстура и др.).

2. Ловушкой для формирования местоскоплений, приуроченных к ископаемым валоподобным баровым образованиям служат ископаемые песчаные образования (бары) прибрежных зон морей прошлых геологических эпох.

Подобные местоскопления выявлены и в СССР в северо-восточной части Сахалина. На Монгинском нефтегазовом местоскоплении продуктивными являются песчаные тела, обнаруженные в надугленосной подсвите дагинской свиты миоцена. Наибольшая ширина песчаных тел 3,6 км, протяженность более 14 км. Для песчаных тел характерны плоское основание и выпуклая кровля, а также асимметричное строение, т. е. резкое уменьшение мощности (крутой наклон кровли) в сторону распространения лагунных осадков и главное (пологий наклон) — в сторону моря.

« Наиболее нефтегазонасыщенные о § пласты Монгинского местоскопления геј приурочены к верхним баровым песчаникам (пласты /—У), развитым в зонах не максимальных мощностей надугленосных песчаных отложений*. Баровое тело вытянуто вдоль береговой линии Охотского моря.

Местоскопления барового типа обнаружены во многих нефтегазоносных областях США, например на территории штатов Канзас и Оклахома в песчаных пластах свиты чероки пенсильванского отдела карбона. Типичным примером является местоскопление Бербанк, которое расположено на погружении западного склона выступа Ozark, где каменноугольные слои весьма полого (под углом около 1°) моно-клинально падают на запад. На таком регионально-структурном фоне в разрезе пенсильванских отложений карбона залегают вытянутые песчаные линзы, представляющие собой типичные прибрежные валоподобные образова-



* См.: Гололобов Ю. Н., Климов В. Г., Николаев И. Е., и др. О ловушках барового типа в дагинской свите Северного Сахалина // Геология нефти и газа. 1981, № 2.

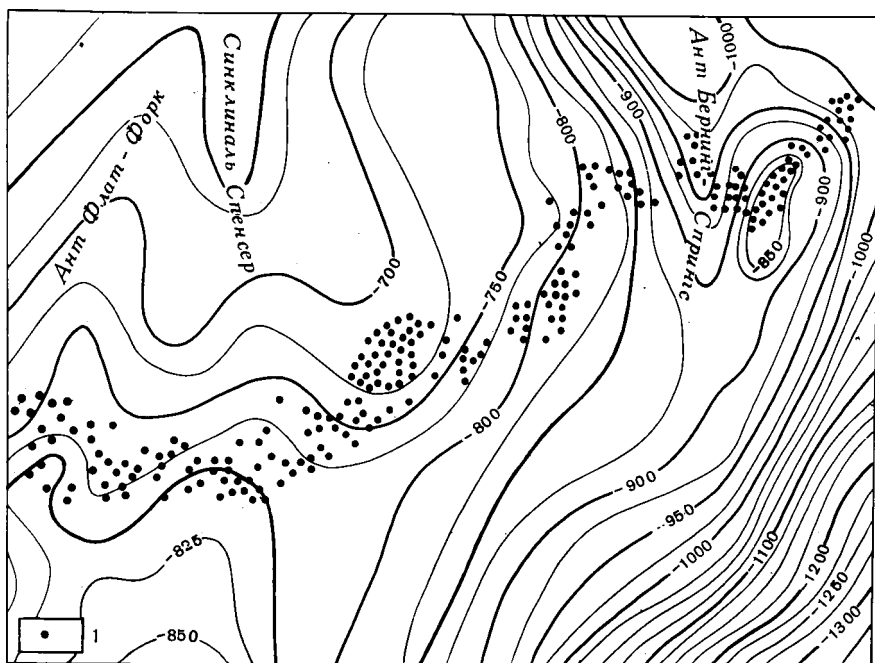


Рис. 7.75. Местоскопление Гей-Спенсер-Ричардсон (Западная Виргиния, США). Структурная карта по пермскому угольному пласту Вашингтон (по Г. Гекку, 1942):
1 — нефтяные скважины

ния (бары) моря чероки, существовавшего в пенсильванскую эпоху.

Подобные местоскопления обнаружены также в ряде районов Мичиганской, Иллинойской и Преаппалачской впадин. В Мичиганской впадине типичными представителями их могут служить местоскопления Сикс-Лейкс Брунфильд, Вернон Остин, приуроченные к так называемым блуждающим песчаникам свиты Мичиган (миссисипский отдел карбона), представляющим собой образования прибрежных валов, сформировавшихся на подводных отмелях трансгрессировавшего моря нижнекаменноугольного периода.

В Преаппалачской впадине типичным примером их может служить местоскопление района Гей-Спенсер-Ричардсон (Западная, Вирджиния), приуроченное к песчаным образованиям свиты бериа (миссисипского отдела карбона), представляющим собой ископаемый береговой песчаный вал протяжением свыше 90 км и шириной от 1 до 3—3,5 км (рис. 7.75).

Образование местоскоплений, приуроченных к гнездообразным песчани-

кам, происходит в песчаных линзах, залегающих гнездообразно и окруженных со всех сторон практически нефтегазонепроницаемыми породами. Примерами подобных местоскоплений могут служить местоскопление Осейдж в штате Вайоминг (США), приуроченное к песчаной линзе внутри мощной толщи глинистых сланцев, залегающих моноклинально, а также местоскопления, связанные с так называемыми «блуждающими песками» свиты венанго девонского возраста в штате Пенсильвания (США).

Подобные гнездообразные скопления нефти и газа, приуроченные к линзам песчаников, окруженным со всех сторон непроницаемыми глинистыми породами, обнаружены в ряде районов СССР. К их числу относятся, например, местоскопление Гездек (рис. 7.76) в Азербайджане, скопления нефти в пермских отложениях на Южно-Джебольской площади и в девонских отложениях в Троицко-Печорском районе Тимано-Печорской нефтегазональной провинции. Залежи подобного типа обнаружены также на Орьбаш-

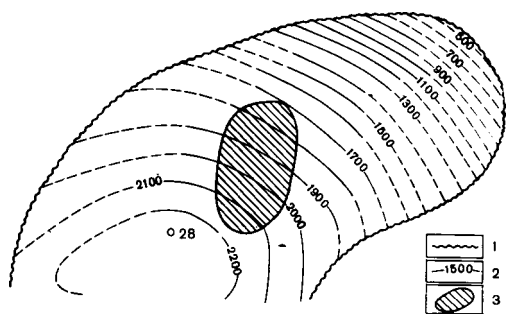


Рис. 7.76. Местоскопление Гездек. Литологически ограниченная со всех сторон залежь нефти в горизонте VIII продуктивной толщи (по Б. К. Баба-Заде):

1 — линия выклинивания горизонта VIII продуктивной толщи; 2 — изогипсы по кровле горизонта VIII продуктивной толщи; 3 — залежь нефти

ской, Чекмагушской и Султанбекской площадях Башкирской АССР.

Местоскопления стратиграфического класса. Из этого класса выделяются следующие группы местоскоплений, приуроченных к участкам стратиграфически несогласного перекрытия слабопроницаемыми породами: 1) пласта-коллектора в пределах локальных антиклиналей и куполов; 2) пласта-коллектора в пределах моноклиналей; 3) эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа. Ловушками для образования перечисленных групп служат участки стратиграфически несогласного перекрытия слабопроницаемыми породами продуктивных пластов в пределах локальных положительных структур или эродированной поверхности погребенных останцев па-

неорельефа. Подобные местоскопления встречаются как в складчатых, переходных, так и платформенных областях.

Местоскопления рассматриваемого класса широко представлены во многих нефтегазоносных областях Северо-Американской платформы (США, Канада). Наглядным примером может служить одно из крупных местоскоплений США — Оклахома-Сити, где залежи нефти, приуроченные к головным частям песчаных горизонтов Уилкокс и Симпсон ордовикского возраста, стратиграфически несогласно перекрыты слабопроницаемыми отложениями каменноугольной системы (рис. 7.77).

Скопления нефти и газа стратиграфического типа обычно приурочены к коллекторам, залегающим ниже поверхности несогласия. Формирование их обусловлено несогласным перекрытием (экранированием) пласта-коллектора слабопроницаемыми породами более молодого возраста. В природе нередко встречаются скопления нефти и газа, приуроченные к коллекторам, залегающим стратиграфически выше поверхности несогласия. Примером таких местоскоплений может служить местоскопление Мидуэй-Сансет в штате Калифорния (США), где залежи нефти рассматриваемого типа обнаружены как ниже поверхности несогласия, так и выше нее.

В СССР локальные скопления нефти стратиграфического типа известны в нефтегазоносных областях Азербайджанской ССР, Северного Кав-

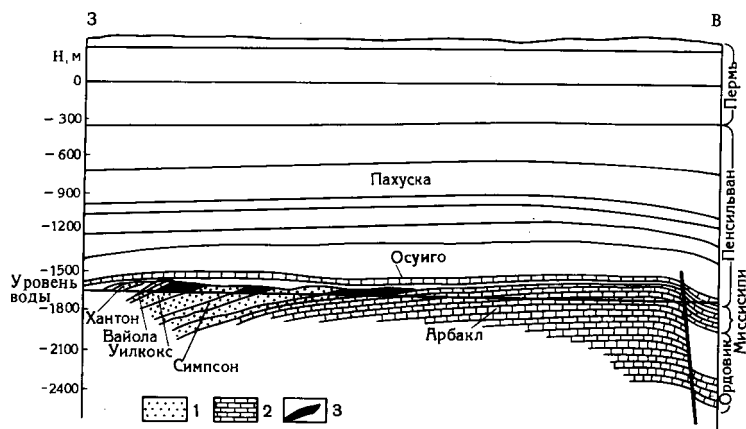


Рис. 7.77. Поперечный разрез местоскопления Оклахома-Сити, США (по Ж. Фергусону, 1938):

1 — песчаники и пески; 2 — известняки и доломиты; 3 — нефть

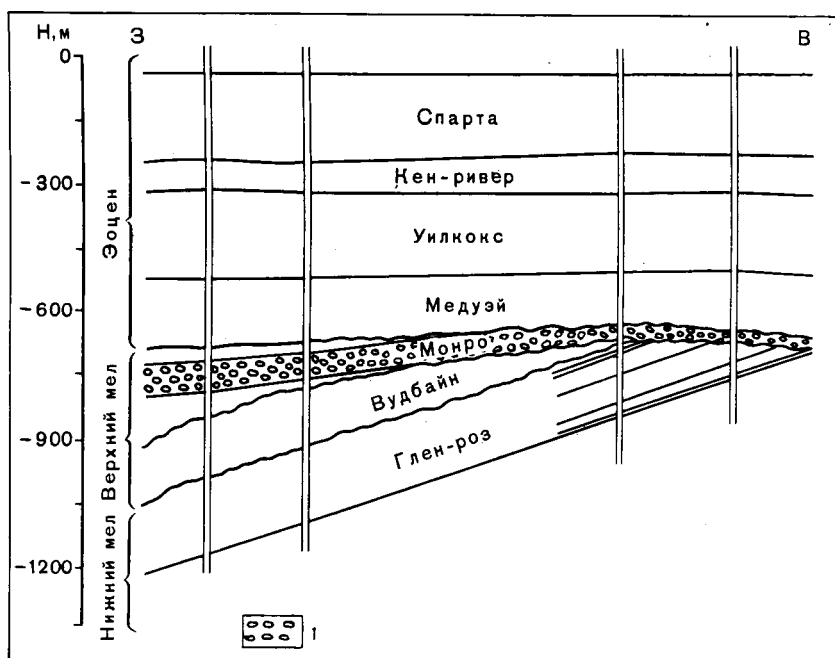


Рис. 7.78. Разрез газового местоскопления Монро, штат Луизиана, США:

1 — газовый пласт Монро

каза, бассейне р. Эмба, Урало-Поволжья, Тимано-Печорской провинции, Западной Сибири и др.

Местоскопления литолого-стратиграфического класса. Нередко встречаются местоскопления нефти и газа, образование которых обусловлено сочетанием одновременно стратиграфического и литологического факторов, поэтому их целесообразно выделять в самостоятельный класс.

Литолого-стратиграфическая залежь высоковязкой нефти установлена в юго-восточной части Прикаспийской впадины в надсолевом комплексе на местоскоплении Кумсай. Залежь находится на небольшой глубине (230—330 м) и приурочена к терригенным породам средней юры. Продуктивный пласт общей мощностью 5—16 м, представленный песчаниками, песками, алевролитами и глинами, выклинивается вверх по восстанию (с углами падения на моноклинали до 12°) и несогласно перекрывается пачкой глин готеривского яруса нижнего мела мощностью 20 м. Открытая пористость коллекторов очень высо-

кая — 30—38%, а наиболее часто встречающаяся проницаемость составляет 0,22—2,2 мкм². Нефть нефтеносная плотностью 0,939 г/см³, высокосмолистая с содержанием смол 50%, асфальтенов 3,4%, серы до 0,7%*.

К данному классу можно отнести одно из крупнейших газовых местоскоплений США—Монро (рис. 7.78). Общая площадь его достигает 900 км². Основные газовые горизонты на этой площади приурочены к песчаникам свит тейлор и наварро верхнемелового возраста, несогласно залегающим между свитами вудбайн (верхний мел) и мидуэй (эоцен). Эффективная мощность этих песчаников колеблется от 2 до 20—25 м. Продуктивные горизонты выклиниваются по восстанию слоев на склоне погребенного поднятия и несогласно перекрываются и запечатываются газонепроницаемой толщей глин и глинистых сланцев свиты мидуэй.

* См.: Липатова В. В., Светланава Э. А., Трохименко М. С. Местоскопления твердых битумов и высоковязких нефтей в юго-восточной части Прикаспийской впадины // Нефтегазовая геология и геофизика. 1980. № 4.

Таким образом, образование газовых скоплений на площади Монро было обусловлено сочетанием одновременно литологического и стратиграфического факторов.

Подобные местоскопления широко развиты в нефтегазоносных областях Северо-Америк а некой платформы, особенно на склонах сводовых поднятий, прилегающих к внутриплатформенным региональным впадинам, а также в бортовых частях этих впадин. При этом, как показывают данные по районам Ист-Тексас и Монро, при сочетании благоприятных геологических факторов иногда могут быть обнаружены крупнейшие скопления нефти и газа этого типа.

§ 7.7. Залежи нефти и газа.
Классификация и основные генетические типы

По классификации А. А. Бакирова выделяют залежи структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического классов. Подразделение названных классов на группы, подгруппы и виды приведено в табл. 7.4.

Залежи структурного класса. Залежи этого класса приурочены к различным видам локальных антиклиналей и куполов, а также к моноклиналям. Здесь можно выделить следующие группы, подгруппы и виды залежей.

Залежи, приуроченные к антиклиналям и куполам. **Сводовые залежи** (рис. 7.79) формируются в сводовых частях локальных структур. **Висячие залежи** (рис. 7.80) располагаются обычно на крыльях, а иногда и периклиналях локальных структур. Характерной особенностью этой группы залежей является их аномальное (с точки зрения антиклинальной теории) расположение. Контуры водонефтяного контакта висячих залежей обычно не соответствуют изогипсам кровли или подошвы продуктивного пласта, а секут их под различными углами. Висячие залежи широко распространены в Азербайджане. **Тектонически экранированные залежи** (рис. 7.81) формируются вдоль сборо-

Таблнца 7.4. Генетические типы залежей нефти и газа

Класс	Группа	Тип	Вид ловушки
Структурный	Залежи антиклиналей и куполов	Сводовые	Антиклинали и купола простого ненарушенного строения; осложненные разрывными нарушениями; осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом Солянокупольные структуры Структуры, осложненные вулканогенными образованиями
		Висячие	Структуры: простого и сложного строения; осложненные диапиризмом, грязевым вулканизмом
		Тектонически экранированные	Структуры, осложненные разрывными нарушениями; диапиризмом и грязевым вулканизмом; Солянокупольные структуры, осложненные вулканогенными образованиями
			Поднадвиговые структуры
		Блоковые	Сильно нарушенные структуры
		Приконтактные	Пласты, экранированные: Соляным штоком, диапировым ядром или образованиями грязевого вулканизма, вулканогенными образованиями

Класс	Группа	Тип	Вид ловушки
	Залежи моноклиналей	Нарушенных моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями моноклинали
		Ненарушенных моноклиналей	Флексуры и структурные носы
	Залежи синклиналей		Бортовые и центральные части синклиналей
Рифогенный	Залежи рифовых массивов		Рифогенные образования
Литологический	Залежи литологически экранированные	Выклинивающих или замещенных коллекторов	Участки: выклинивания коллекторов вверх по восстановлению пластов; замещения проницаемых пород непроницаемыми
		Экранированные асфальтом	Экранированные отложениями асфальта и битума
	Залежи литологически ограниченные	Шнурковые или рукавообразные	Песчаные образования ископаемых русел палеорек Прибрежно-дельтовые образования палеорек
		Баровые	Песчаные валоподобные образования ископаемых баров
		Линзовидные	Линзовидно или гнездообразно залегающие коллекторы среди непроницаемых пород
	Стратиграфический	Под несогласиями на тектонических структурах	Участки стратиграфических несогласий на антиклиналях или моноклиналях
		Останцовые	Участки эродированной поверхности погребенных останцов палеорельефа

Класс	Группа	Тип	Вид ловушки
	щими слоями непроницаемых пород	Выступы	Выступы кристаллического фундамента
Литологический	Залежи литологически экранированных		Участки выклинивания продуктивных пластов под стратиграфическими несогласиями

сов или взбросов, осложняющихся строением антиклиналей. В зависимости от пространственного положения и ориентировки разрывных нарушений подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях. **Блочные залежи** (рис. 7.82) образуются в сильнонарушенных структурах, где амплитуда разрыва превышает мощность продуктивных пластов. **Приконтактные залежи** (рис. 7.83) образуются на контакте продуктивных горизонтов с соляным штоком, диапировым ядром или же с вулканогенными образованиями.

Залежи, приуроченные к моноклиналям (рис. 7.84). Они связаны с флексурными образованиями, структурными носами или же разрывными нарушениями, осложняющими строение моноклиналей (залежи нарушенных и ненарушенных моноклиналей).

Залежи, приуроченные к синклиналям. Они формируются в пределах синклиналей (рис. 7.85) под действием сил гравитации обычно в коллекторах, не содержащих пластовых вод. Такие залежи встречаются редко и известны в ряде районов Аппалачской нефтегазоносной провинции США.

Залежи рифогенного класса. Рифовые залежи нефти и газа образуются

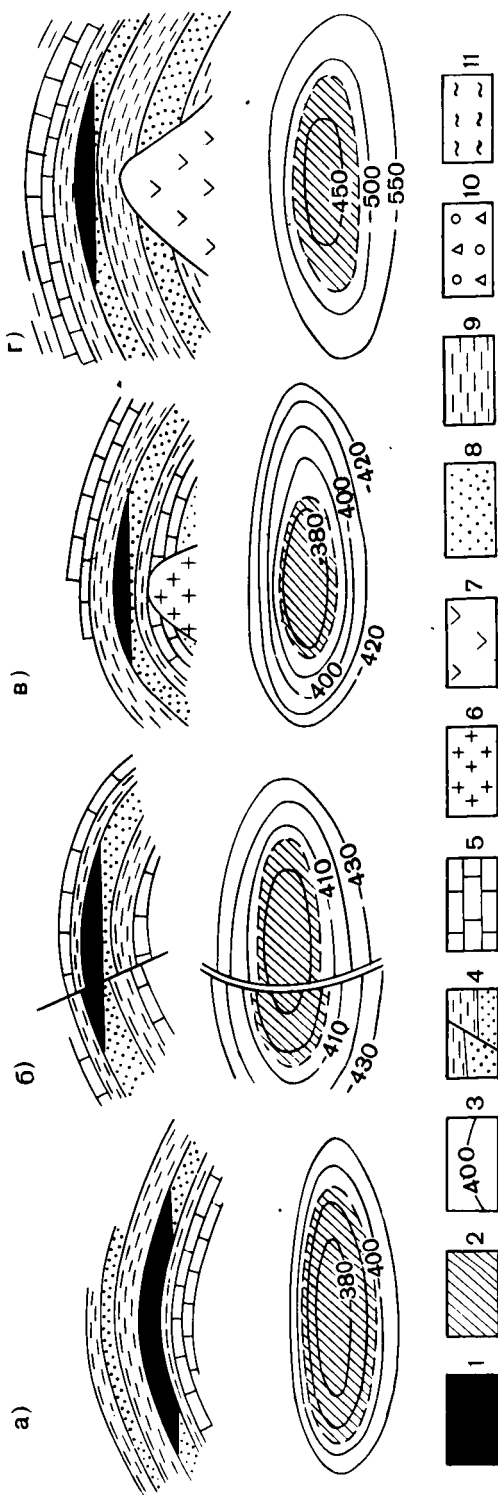


Рис. 7.79. Сводные залежи:

a — ненарушенные; *б* — нарушенные; *в* — структур, осложненных криптодиаризмом или вулканогенными образованиями; *г* — солянокупольных структур. 1 — нефть в профиле; 2 — нефть в плане; 3 — стратонизогипсы по кровле продуктивного пласта; 4 — нарушения; 5 — известняки; 6 — вулканогенные образования; 7 — соляной шток; 8 — песок; 9 — глина; 10 — грязевой вулкан и диапир; 11 — мергели

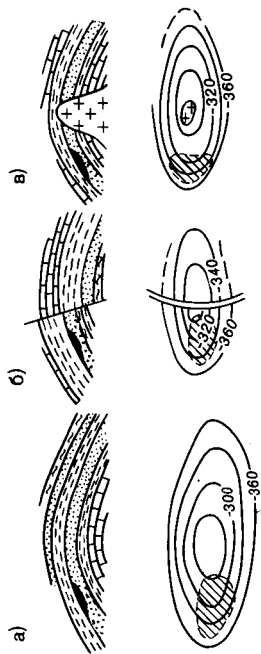


Рис. 7.80. Висячие залежи:

a — простого ненарушенного строения; *б* — осложненных разрывным нарушением; *в* — осложненных диапиризмом или вулканическими образованиями

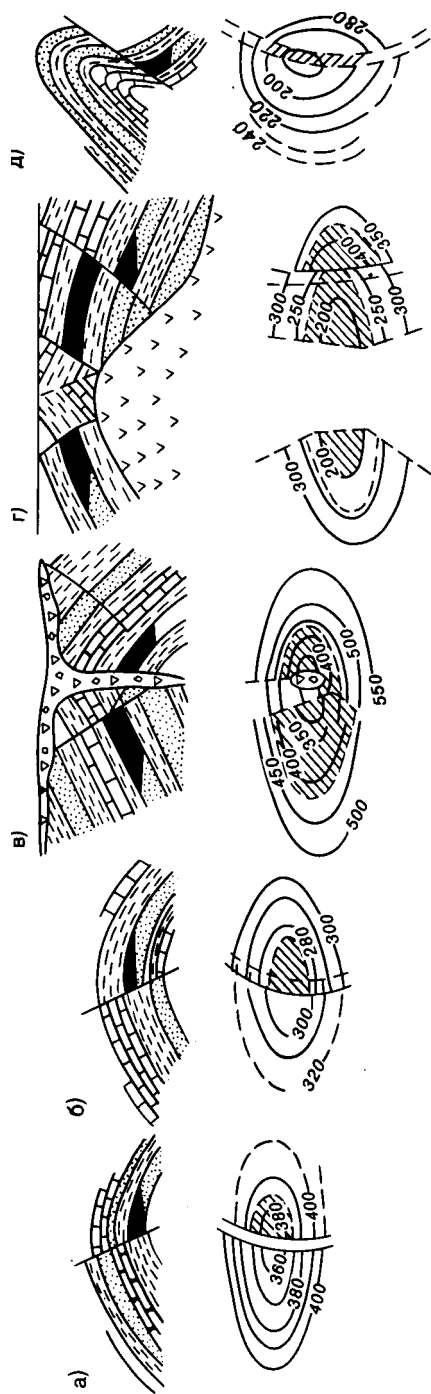


Рис. 7.81. Тектонически экранированные залежи:

а -- приспособовые; б -- привзбросовые; в -- структур, осложненных диапиризмом или грязевым вулканизмом; г -- солянокупольных структур; д -- поднадвиговые

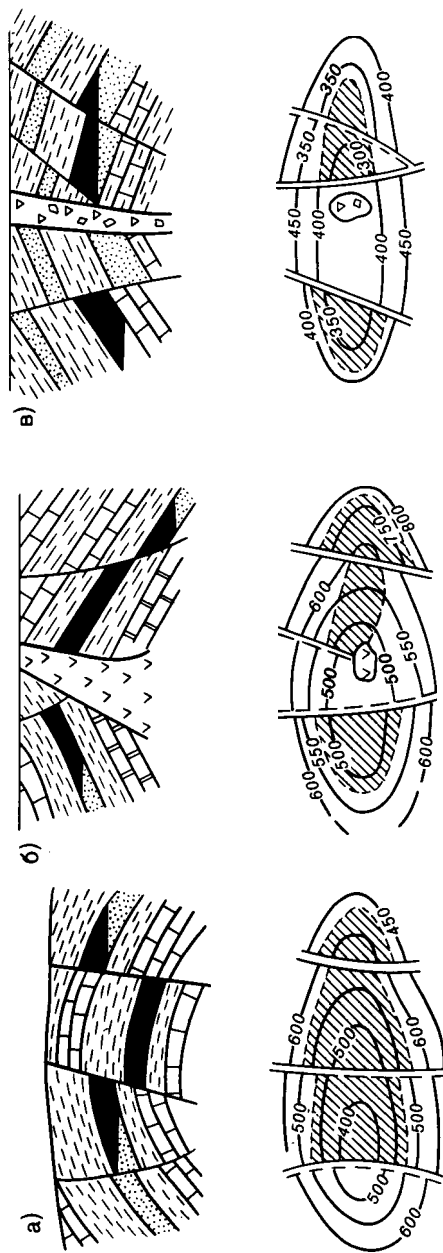


Рис. 7.82. Блоковые залежи:

а -- блоковые залежи структур, осложненных дизъюнктивной дислокацией; б -- блоковые залежи солянокупольных структур; в -- блоковые залежи, осложненные диапиризмом, грязевым вулканизмом или вулканогенными образованиями

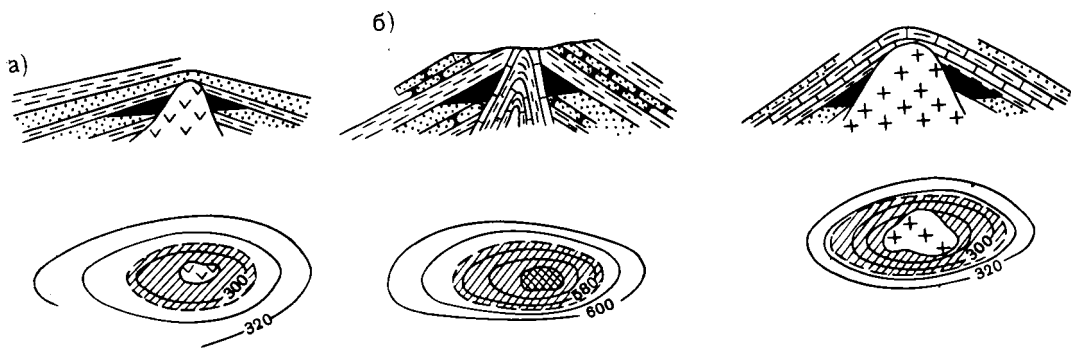


Рис. 7.83. Приконтактные залежи:

а — с соляными штоками; б — с диапировыми ядрами или с образованиями грязевого вулканизма; в — с вулканогенными образованиями

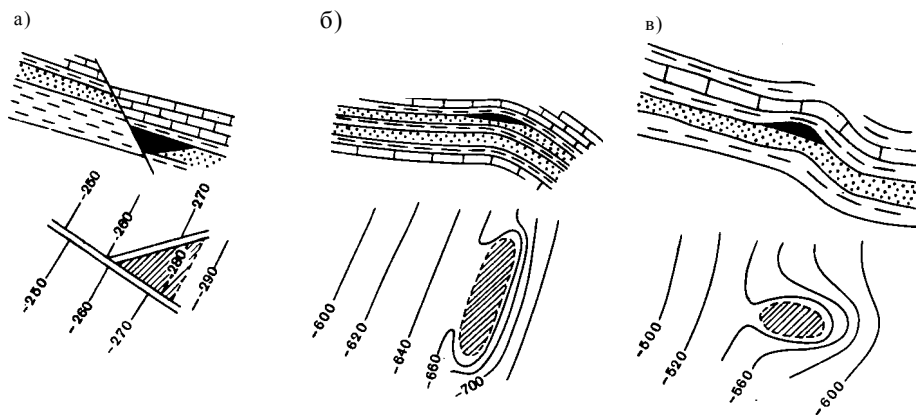


Рис. 7.84. Залежи моноклиальных структур:

а — экранированные разрывными нарушениями на моноклинах; б — связанные с флексурными осложнениями моноклиалей; в — связанные со структурными носами на моноклинах

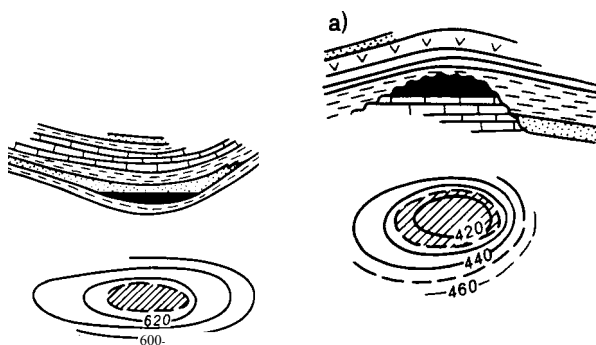


Рис. 7.85. Залежи синклиальных структур

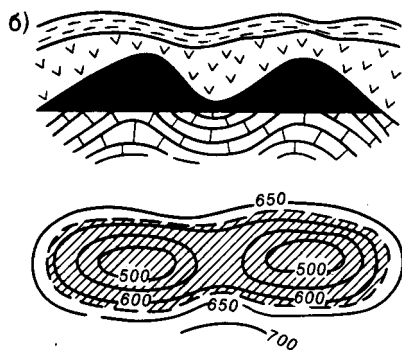


Рис. 7.86. Залежи рифогенных образований, приуроченные:

а — к одиночным рифовым массивам, б — к группе (ассоциации) рифов массивов

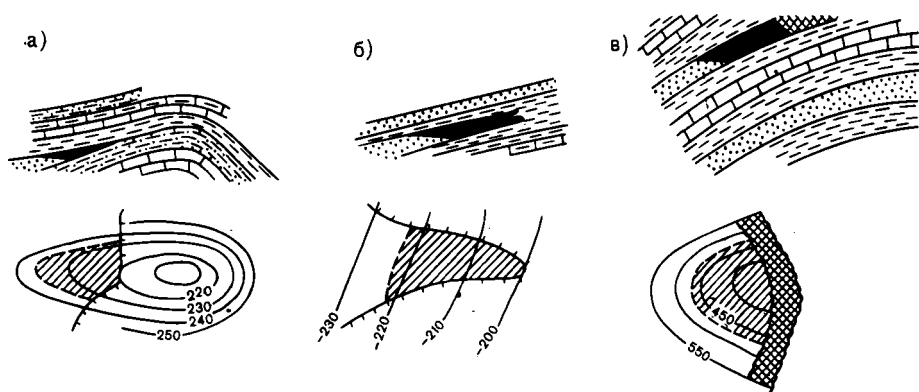


Рис. 7.87. Литологически экранированные залежи:
а—приуроченные к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; *б* —
 приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми; *в* — экраниро-
 ванные асфальтом

в теле рифовых массивов (рис. 7.86). Каждый такой массив или их группа обычно содержит единую нефтяную или газонефтяную залежь с общим водо-нефтяным контактом. Нефть, как правило, подпирается снизу водой. Вместе с тем в строении каждого массива или группы рифовых массивов наблюдается определенная зональность в распределении коллекторских свойств пород (проницаемости и пористости), и поэтому дебиты скважин в различных частях рифового массива бывают неодинаковы.

Типичным примером рассматриваемого класса могут служить залежи рифовых массивов Ишимбаевского района Башкирского Приуралья. Здесь они приурочены к рифовым массивам артинского яруса (нижняя пермь), которые стратиграфически выше перекрываются гипсово-ангидритовой толщей кунгурского яруса, представляющей собой хорошую крышку. Примерами рифовых залежей, приуроченных к единичным рифам, является залежь Столяровского местоскопления.

Залежи литологического класса.

Из этого класса выделяются следующие группы.

Залежи литологически экранированные (рис. 7.87). Они приурочены к участкам выклинивания пласта-коллектора или же замещения проницаемых пород непроницаемыми по восстанию слоев. К этой группе от-

носятся также залежи, образовавшиеся экранированием отложений, заполненных битумом (асфальтом).

Залежи литологически ограниченные (рис. 7.88). Они приурочены к песчаным образованиям ископаемых русл палеорек (*шнурковые* или *рукавообразные* залежи); *баровые* — к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров; *линзовидные* — к гнездообразно залегающим песчаным коллекторам, окруженным со всех сторон слабопроницаемыми глинистыми образованиями. Рукавообразные (шнурковые) залежи известны в Майкопском районе Северного Кавказа (Краснодарский край); баровые залежи обнаружены во многих нефтегазоносных областях СССР и США.

Литологические залежи нефти в неокотских отложениях обнаружены на севере Западно-Сибирской плиты (Восточно-Таркосалинское, Тарасовское местоскопления). По данным исследователей, здесь предполагается наличие ряда зон нефтегазонакопления литологического типа.

Залежи стратиграфического класса (рис. 7.89). Они могут быть приурочены к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях и куполах, на моноклиналях (залежи под несогласиями на тектонических структурах), а также на эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа

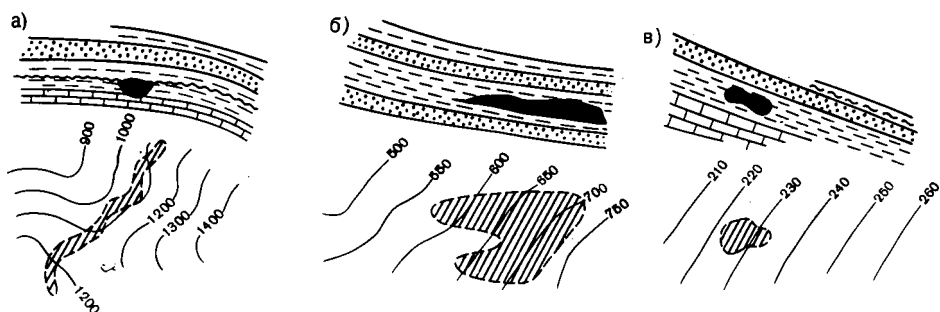


Рис. 7.88. Литологически ограниченные залежи, приуроченные:

а — к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек; б — к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров; в — к гнездобразно залегающим песчаным коллекторам

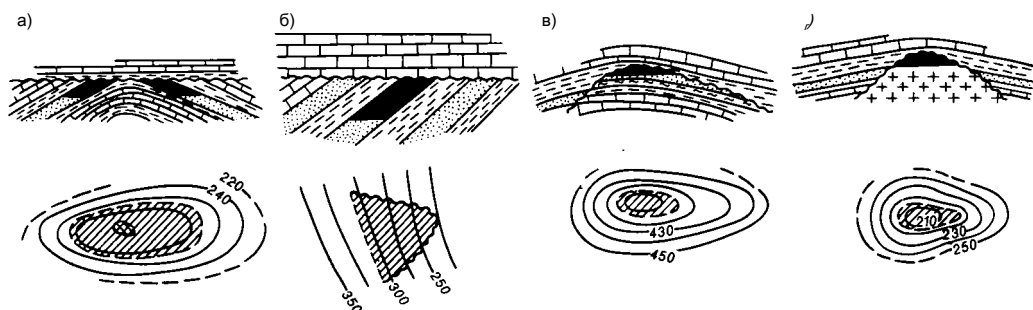


Рис. 7.89. Залежи стратиграфического класса, связанные со стратиграфическими несогласиями:

а — в пределах локальных структур; б — на моноклиналиях; в — на поверхности погребенных останцев палеорельефа; г — на поверхности погребенных выступов кристаллических пород

(останцевые), а местами и погребенных выступов кристаллических пород (выступовые).

В Эмбенской нефтегазоносной области к стратиграфическому классу можно отнести залежь в юрских песчаниках на местоскоплении Южный Байчунас, которая экранируется глинистыми отложениями нижнемелового возраста, несогласно перекрывающими юрские отложения. Подобные залежи обнаружены и в ряде других районов Эмбенской нефтегазоносной области.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции примерами подобных скоплений нефти могут служить залежи в песчаных отложениях горизонта До пашийской свиты девона на Туймазинской и Серафимовской площадях, где они приурочены к головным частям песчаных прослоев, выклинивающихся

по восстанию и несогласно перекрывающихся «верхним известняком».

В Западной Сибири скопления нефти стратиграфического класса обнаружены в отложениях, нижнего мела на Соснинской площади, в юрских отложениях на Мулымьинском, в низах тарской свиты на Усть-Балыкском местоскоплениях и др.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции такие скопления нефти известны на Нижне-Омринской, Западно-Тэбукской и других площадях.

В некоторых районах встречаются залежи, формирование которых обусловлено сочетанием литологических и стратиграфических факторов (литолого-стратиграфические залежи). Среди них наиболее распространены залежи, приуроченные к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых стратиграфи-

чески несогласно залегающими непроницаемыми отложениями более молодого возраста.

Рассмотренная система скоплений УВ в иерархической последовательности и с классификацией каждой категории скоплений нефти и газа по генетическому принципу служит надежной теоретической основой при прогнозировании нефтегазонасности недр, выборе оптимальных направлений и проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ.

ГЛАВА 8

ОБЪЕКТЫ И ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПОИСКОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ И СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В предыдущих главах были рассмотрены целостная нефтегазовая геологическая метасистема и системообразующие ее элементы.

Главными задачами системного анализа рассмотренных систем, в совокупности представляющих целостную естественно-историческую нефтегазовую геологическую метасистему, в прогнозировании нефтегазонасности недр являются следующие.

1. Раскрытие целостности, структурности, иерархичности сложных нефтегазовых геологических систем, структурных соотношений и генетических взаимосвязей входящих в систему элементов и объектов как между собой, так и с окружающей средой.

2. Выявление в пределах исследуемой территории палеобассейнов седиментации для каждого крупного цикла литогенеза с расчленением их на сегменты и макроблоки, характеризующиеся распространением определенных типов геологических формаций и фациальных их разновидностей, особенностями палеотектонических, палеогеографических, палеогидрогеологических, палеогеохимических, палеогеотермических и других условий осадконакопления и развития процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ.

3. Выделение в разрезе исследуемой территории структурных этажей с характеристикой их строения, условий формирования и развития, с выявлением пространственно-временных связей и структурных соотношений между выделенными структурными этапами.

4. Выявление в геоструктурных этапах геоструктурных элементов разного ранга и членение их на определенные классы, группы, подгруппы и т. д. (классификация) с соблюдением принципов иерархической соподчиненности и с учетом условий их образования и развития.

5. Выяснение структурных и генетических связей и соотношений между указанными структурными элементами во времени (геологическом) и пространстве.

6. Выделение геоструктурных элементов и литологических и стратиграфических объектов, контролирующих формирование различных категорий, классов и групп регионально нефтегазовых территорий, зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа.

7. Выделение в разрезе исследуемой территории геологических формаций и среди них потенциально нефтегазовых формаций с классификацией их по литологическому составу, фациальным и палеотектоническим условиям образования и развития.

8. Выделение в составе потенциально нефтегазовых формаций выявленных и перспективных регионально нефтегазовых комплексов с характеристикой входящих в их состав толщ нефтегазопроизводящих пород, обладающих коллекторскими свойствами, и флюидоупоров (покрышек), с соответствующей их характеристикой.

9. Выделение перспективных регионально нефтегазовых территорий, зон нефтегазонакопления и местоскоплений УВ с классификацией их по условиям формирования и развития.

10. Построение геолого-исторических моделей развития исследуемой территории, формирования и размещения зон нефтегазонакопления в различные отрезки геологического времени.

11. Проведение нефтегазогеологического районирования и выделение объектов прогноза и поисков зон нефтегазонакопления на основе указанных геолого-исторических моделей исследуемой территории.

12. Оценка прогнозных и перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата, содержащихся в недрах исследуемой территории, с выделением зон и районов возможной концентрации наибольших ресурсов.

§ 8.1. Объекты прогнозирования и поисков скоплений углеводородов

С целью обеспечения научной обоснованности и надежности прогноза нефтегазонасности недр необходимо прежде всего выделить объекты прогноза на различных этапах поисково-разведочных работ на нефть и газ, используя системный анализ и синтез. Объекты прогнозирования и поисков могут выделяться как в пространстве, так и в разрезе отложений, составляющих исследуемые территории.

На региональном этапе объектами прогноза в территориальном распространении являются возможные нефтегазовые провинции, области и зоны нефтегазонакопления и контролирую-

шие их соответствующие геоструктурные, литологические и стратиграфические элементы. В разрезе отложенный указанный территорий объектами прогноза являются нефтегазоносные формации, включающие региональные нефтегазоносные комплексы, в том числе коллекторы и флюидоупоры — покрывки.

В нефтегазоносных формациях объектами прогноза могут быть регионально нефтегазоносные комплексы, которые различаются по литологическому составу и фациальным условиям образования. Объединяющей диагностической их особенностью является накопление в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории. Причем объекты прогноза в разрезе отложений должны выделяться во всех структурных этажах платформенного чехла или по всему разрезу отложений в складчатых и переходных территориях вплоть до пород кристаллического фундамента, где технически осуществимо его вскрытие.

Возможные нефтегазоносные провинции и субпровинции могут контролироваться следующими геоструктурными элементами: на платформенных территориях — плитами, сегментами, мегантеклидами, мегасинеклидами, в том числе краевыми мегасинеклидами, внутриплатформенными синеклидами; в складчатых и переходных территориях — мегантиклинориями и мегасинклинориями, антиклинориями и синклинориями, системами предгорных прогибов и краевыми шовными зонами.

Возможные нефтегазоносные области, входящие в состав нефтегазоносных провинций, могут контролироваться следующими геоструктурными элементами: на платформенных территориях — ассоциациями мегавалов и краями, сводовыми поднятиями, авлакогенами, рифтами, внутриплатформенными впадинами, наложенными впадинами, склонами платформ (региональными моноклиналями); в складчатых и переходных территориях — мегантиклиналями и мегасинклиналями,

средиными массивами, межгорными впадинами, наложенными и поперечными прогибами, рифтовыми системами.

Зоны нефтегазонакопления, входящие в состав нефтегазоносных областей, могут контролироваться литологическими, стратиграфическими и литолого-стратиграфическими элементами.

К *структурным* элементам относятся: на платформенных территориях — зоны поднятий изометричной формы, мегавалы, валы, блоковые поднятия, горстообразные поднятия и грабенообразные прогибы, зоны региональных разломов, ассоциации рифогенных структур, структурные ступени, зоны солянокупольных структур; в складчатых и переходных территориях — ассоциации антиклиналей, зоны рифогенных структур, региональных и глубинных разломов.

К *литологическим* элементам относятся: зоны регионального замещения коллекторов неколлекторами; зоны регионального выклинивания коллекторов; зоны песчаных образований вдоль прибрежных частей палеоморей (бары, прибрежно-дельтовые, русловые образования); к стратиграфическим элементам — зоны регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов неколлекторами; к литолого-стратиграфическим элементам — зоны выклинивания и несогласного перекрытия коллекторов неколлекторами, в том числе вблизи выступов кристаллического фундамента.

На этапе проведения поисковых работ объектами прогноза в пространственном размещении являются возможные местоскопления и залежи нефти и газа и контролирующие их соответствующие локальные структурные, литологические, стратиграфические и литолого-стратиграфические элементы.

Среди локальных структурных элементов прогноза и поисков могут быть:

в платформенных областях — антиклинали и купола, солянокупольные и рифогенные структуры; эрозионные палеоостанцы; антиклинали, осложненные локальными выступами

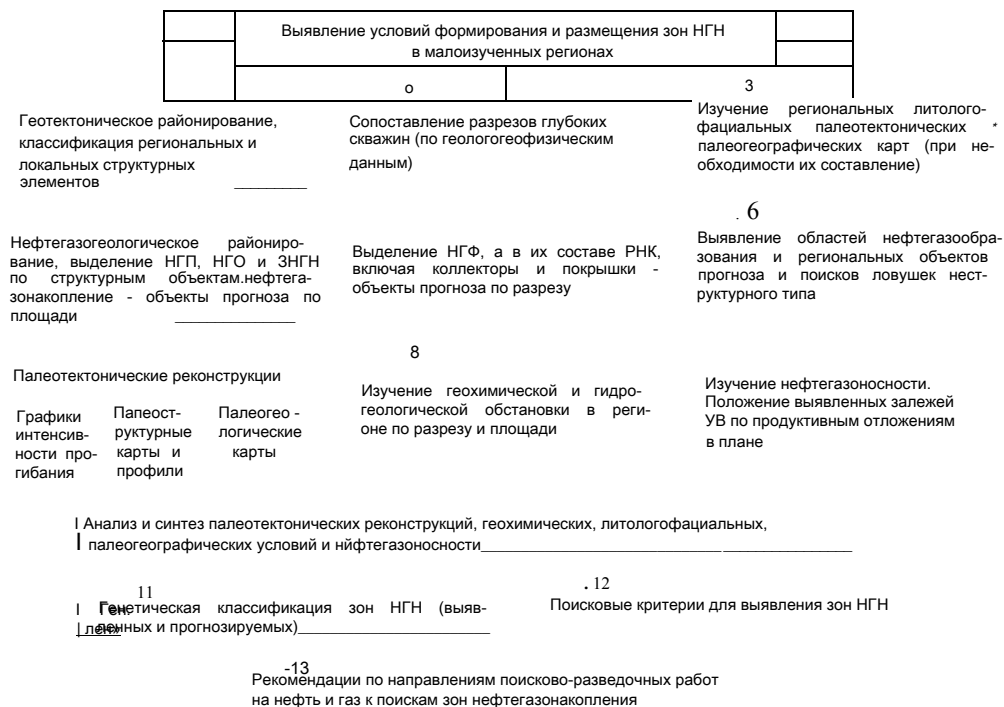


Рис. 8.1. Пример геологической задачи:
-3—направления исследований; 4—13—виды и приемы исследований

кристаллических пород; незамкнутые структуры, в том числе структурные носы, флексуры; моноклинали, осложненные разрывными нарушениями:

в складчатых и переходных областях— антиклинали и брахиантиклинали; антиклинали, осложненные солянокупольной тектоникой; антиклинали, осложненные диапиризмом, грязевым вулканизмом; рифогенные структуры.

Среди локальных неструктурных элементов прогноза и поисков могут быть объекты:

литологического типа — **локальные** участки выклинивания коллекторов; локальные участки замещения коллекторов неколлекторами; локальные участки песчаных образований палеорек, баров, гнездообразно залегающих коллекторов среди неколлекторов;

стратиграфического типа — **локальные** участки стратиграфических несогласий на антиклиналях, куполах, моноклиналих; локальные участки стратиграфических несогласий вблизи погребенных выступов палеорельефа;

литолого-стратиграфического и других типов — локальные участки выклинивания коллекторов, несогласно перекрытых «коллекторами»; локальные участки литолого-дизъюнктивных и стратиграфо-дизъюнктивных экранов.

Системный подход при прогнозировании нефтегазоносности недр позволяет не только выделить региональные, зональные и локальные объекты прогноза в пределах исследуемых территорий, но и наметить систему различных направлений и способов (приемов) исследований при решении конкретных геологических задач в области поисков и разведки скоплений УВ.

Для примера рассмотрим геологическую задачу «Выявление условий формирования и размещения зон НГН в слабоизученных регионах», используя системный подход (рис. 8.1). Как видно из рисунка, решение этой задачи можно представить в виде целостной системы направлений и методов исследований, которые логически и последовательно связаны между

собой. Вся система характеризуется целостностью и структурностью, генетической взаимосвязанностью и соподчиненностью, что отвечает основным принципам системного подхода.

Отдельные направления исследований, т. е. отдельные элементы системы, в процессе изучения качественно изменяются. При этом на каждом этапе меняются приемы и методы исследований. Целостность системы заключается в завершенности всех исследований по различным направлениям и получении окончательного результата. Решение задачи может осуществляться различными исследователями одновременно по основным направлениям исследований. Вся исследовательская работа подразделена на шесть этапов.

На 1—3-м этапах по каждому направлению выполняется комплекс исследований, причем каждой последующий этап непосредственно связан с предыдущим. Завершают исследования 4—6-й этапы, которые выполняются совместно всеми исследователями. На 4-м этапе обобщаются результаты работы (анализ и синтез) с целью выявления благоприятных условий для формирования зон НГН в изучаемом регионе. На 5-м этапе в соответствии с общепринятой классификацией систематизируются выявленные и прогнозируемые зоны НГН, а также определяются поисковые критерии для обнаружения новых зон НГН. На 6-м этапе выдаются рекомендации по направлениям поисково-разведочных работ на нефть и газ и поискам зон НГН в регионе.

Таким образом, системный подход при решении указанной геологической задачи позволяет определить стратегию исследований, зная систему в целом и расчленив ее на отдельные взаимосвязанные и соподчиненные элементы, что позволяет проводить планомерные исследования по различным направлениям с привлечением разных специалистов (геологов, геофизиков, геохимиков, гидрогеологов и др.). Следует также отметить, что выделение указанной системы решения геологической задачи позволяет каждому специалисту определить свою конкретную задачу на разных этапах исследований, хорошо

увязывать их с другими исследователями, а также четко представлять себе конечные цели и задачи исследований.

§ 8.2. Критерии прогнозирования нефтегазоносности недр

В предыдущих главах были рассмотрены основные геологические условия формирования и размещения регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа. Рассмотрим основные критерии их прогнозирования и поисков.

Формирование и размещение регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа в литосфере обуславливаются совокупностью ряда факторов, главнейшими из которых являются:

- 1) палеотектонические и палеогеографические условия формирования и развития исследуемой территории;
- 2) современная тектоническая структура изучаемой территории;
- 3) литолого-фациальные и геохимические условия накопления осадков в течение каждого рассматриваемого отрезка геологической истории и наличие в изучаемой части разреза литосферы пород с хорошими коллекторскими (емкостными и фильтрационными) свойствами;
- 4) палеогеотермические условия развития исследуемой части разреза литосферы во времени (геологическом) и пространстве;
- 5) палеогидрогеологические условия и характер изменения их во времени и пространстве;
- 6) условия, обеспечивающие сохранность образовавшихся зон нефтегазонакопления в последующие этапы развития геологической истории.

Научно обоснованное прогнозирование распространения регионально нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа должно основываться на комплексном и всестороннем изучении совокупности перечисленных факторов с учетом их изменчивости во времени (геологическом) и пространстве.

Совокупность перечисленных факторов позволяет выделить основные критерии прогнозирования и поисков скоплений нефти и газа.

Палеотектонические критерии.

На основе изучения отечественной и зарубежной практики поисково-разведочных работ на нефть и газ было доказано, что среди критериев научного прогнозирования нефтегазоносности недр первостепенная роль принадлежит палеотектонике и что для обеспечения результативности и эффективности поисково-разведочных работ необходимо знать не только современную структуру исследуемой территории, но и палеотектонические условия формирования и развития ее в течение всех этапов геологической истории. Без региональных палеотектонических исследований невозможно научно обосновать нефтегеологическое районирование и познать закономерности:

а) пространственного размещения крупных геоструктурных элементов в течение отдельных отрезков времени геологической истории, с которыми могут быть связаны области генерации и аккумуляции УВ;

б) изменения в пространстве и во времени палеогеографических, литолого-фациальных и термобарических условий накопления осадков в различных частях палеобассейнов седиментации;

в) формирования различного типа структурных и неструктурных ловушек, благоприятных для образования скоплений нефти и газа в разрезе литосферы;

г) изменения направлений региональной миграции УВ в пространстве и в геологическом времени в тесной связи с палеогидрогеологической обстановкой;

д) распределения во времени и пространстве этапов активизации процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления или перераспределения, а в некоторых случаях и разрушения ранее сформировавшихся скоплений нефти и газа и т. д.

Таким образом, в развитии процессов генерации и аккумуляции УВ в литосфере палеотектонике принадлежит ведущая роль, и поэтому прогнози-

рование нефтегазоносности недр, в том числе нефтегеологическое районирование каждого изучаемого региона, может быть научно обосновано лишь при наличии соответствующего палеотектонического анализа.

Палеотектонические исследования необходимы на всех этапах нефтегазопоисковых работ, в том числе при:

1) нефтегеологическом районировании крупных территорий с целью сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных ее частей и выборе на этой основе оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ;

2) прогнозировании и поисках регионально нефтегазоносных комплексов;

3) поисках и разведке различных генетических типов зон нефтегазонакопления и локальных скоплений нефти и газа в отдельных районах изучаемой территории.

В ряде опубликованных работ А. А. Бакирова, посвященных изучению закономерностей размещения регионально нефтегазоносных территорий, на примерах Русской платформы (1951 — 1972), среднеазиатских республик (1963), Западной Сибири (1972—1974), США (1959) и Ближнего Востока (1962) было показано, что размещение крупных геотектонических элементов земной коры, с которыми связаны области генерации и аккумуляции УВ, в течение геологической истории как складчатых, так и платформенных территорий нередко существенно изменялись в пространстве и во времени (геологическом). При этом каждый новый крупный этап развивался на основе предыдущего, наследуя его структурные соотношения. Но в процессе дальнейшего развития постепенно возникали новые структурные соотношения с новыми качественными особенностями, присущими лишь данному этапу. В результате перестроек нередко происходили значительные изменения в пространственном размещении областей прогибания и воздымания, а также в режиме их формирования. Это существенно влияло на изменение в пространстве и во времени палеогеографических, литолого-фациальных, геохи-

мических и палеогидрогеологических условий накопления осадков в различных частях бассейна седиментации, а также на перемещение в пространстве палеовпадин. В тесной генетической связи с указанными изменениями происходило и перемещение областей регионального нефтегазообразования в пространстве и во времени (геологическом), т. е. формирование регионально-нефтегазоносных комплексов.

Как было показано ранее (А. А. Бакиров, 1973), ареалы региональной нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений характеризуются определенным комплексом геологических условий, которые в одних случаях приводят к совпадению, а в других — к их территориальному смещению.

Пространственные соотношения ареалов региональной нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений осадочных образований в пределах одной и той же нефтегазоносной провинции при прочих равных условиях зависят:

от режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах исследуемых бассейнов седиментации в течение рассматриваемого и последующих за ним отрезков геологического времени;

от физических свойств и мощности коллектора, участвующего в строении отложенных исследуемых нефтегазоносных этажей;

от наличия, строения и мощности практически газонефтепроницаемых толщ-покрышек, перекрывающих каждый регионально нефтегазоносный комплекс.

Перечисленные связи пространственного распространения регионально-нефтегазоносных комплексов с определенными палеогеографическими и палеотектоническими условиями характерны для всех нефтегазоносных провинций нашей планеты. Поэтому палеотектонические реконструкции имеют большое значение для научного обоснования выбора направлений и районов поисков крупных и крупнейших зон концентрации ресурсов нефти и газа.

В формировании крупнейших скоп-

лений ресурсов УВ в литосфере ведущая роль принадлежала палеотектонике.

Гигантские и крупнейшие зоны нефтегазоаккумуляции на всех континентах мира приурочены к областям палеовпадин или палеосводов, характеризовавшимся в течение каждого рассматриваемого отрезка времени значительными размерами и устойчивым прогибанием со значительной амплитудой. Максимальные концентрации ресурсов нефти и газа приурочены к таким частям региональных палеовпадин, которые в соответствующие отрезки времени геологической истории испытывали наибольшее по площади и амплитуде устойчивое прогибание.

Ни на одном континенте и ни в одной из нефтегазоносных провинций в относительно небольших по площади замкнутых впадинах не обнаружено более или менее значительных зон нефтегазоаккумуляции.

Исходя из сказанного выше можно заключить, что в основу прогноза возможностей обнаружения регионально-нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазоаккумуляции должен быть положен палеотектонический принцип с выделением в пределах исследуемой геологической провинции для каждого этапа (эпохи, века и т. д.) ее геологической истории палеобассейнов седиментации. Последние подразделяются на отдельные части (районы и области), различающиеся режимом колебательных движений (преимущественно устойчивым прогибанием); чередованием движений прогибания и воздымания при преобладании движений прогибания и, наоборот, преимущественным воздыманием и т. д.; амплитудами прогибания, т. е. распространением мощностей осадков рассматриваемого подразделения.

Поисково-разведочными работами установлено, что во многих нефтегазоносных областях имеет место резкое несоответствие строения разных структурных этажей как в региональном плане, так и в пределах отдельных структурных зон.

Несоответствие структурных поверхностей отдельных литолого-стратигра-

фических подразделений в разрезе осадочных образований, сопровождающееся местами значительным смещением сводовых частей структур, приуроченных к отложениям различных структурных этажей, наблюдается не только в складчатых областях, подобных рассмотренным выше, но и на территории платформ, в том числе Урало-Поволжья, северных областей Западной Сибири, юга СССР и др. Поэтому обеспечение результативности поисков новых зон нефтегазонакопления возможно только при условии проведения соответствующих исследований палеотектоники, формирования и развития каждого изучаемого структурного этажа в отдельности. Однако нефтегазопромысловые работы, в том числе и в крупных слабоизученных структурных этапах, а также нефтегеологическое районирование во многих областях нередко проводятся без необходимых палеотектонических исследований.

Структурные критерии. Для оценки перспектив обнаружения зон нефтегазонакопления исследуемой территории необходимо выяснить наличие:

региональных геоструктурных элементов, благоприятных для размещения в их пределах различных генетических типов зон нефтегазонакопления;

структурных условий, благоприятных для формирования зон нефтегазонакопления литологического и литолого-стратиграфического классов, связанных с выклиниванием коллекторов или замещением проницаемых пород непроницаемыми по восстанию пластов на склонах и периклинальных погружениях сводовых поднятий, мегавалов, на бортах региональных впадин и авлакогенов (см. классификацию зон нефтегазонакопления).

Образование зон нефтегазонакопления в пределах перечисленных структурных элементов зависит от ряда дополнительных факторов, связанных с их формированием и развитием:

1) времени (геологического) заложения региональных структурных ловушек. Во многих нефтегазоносных областях наблюдается прямая связь

этого фактора с продуктивностью регионально нефтегазоносных комплексов. В тех случаях, когда региональная миграция УВ в рассматриваемом районе происходила до заложения региональных ловушек, последние обычно не содержат скоплений нефти и газа;

2) условий сохранности структурной замкнутости региональных и локальных ловушек в последующие геологические эпохи. Если ловушки в отдельные отрезки времени геологической истории подвергались структурным перестройкам, то они нередко оказывались непродуктивными. Перечисленные факторы необходимо учитывать при прогнозировании распространения зон нефтегазонакопления структурного типа.

Палеогеографические критерии.

Как было показано, нефтегазообразование может происходить лишь в определенных палеогеографических условиях. Регионально нефтегазоносные комплексы в нефтегазоносных провинциях всех континентов Земли могут быть представлены литологическими разностями терригенных и карбонатных образований, накопление которых происходит в различных фациальных условиях (морских, прибрежных, лагунных и реже континентальных). Однако для всех регионально нефтегазоносных комплексов независимо от литологического состава и фациальных условий их образования характерно накопление в водной (субаквальной) среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации. Вместе с тем установлено, что в некоторых геологических провинциях встречаются регионально газоносные комплексы, генетически связанные с угленосными отложениями континентального происхождения. Например, генетические группы зон нефтегазонакопления, связанные с погребенными песчаными образованиями типа бар или дельт палеорек, формируются в прибрежных зонах палеоморей.

Следовательно, для прогнозирования и поисков регионально нефте-

газоносных территорий и зон нефтегазонакопления необходимо выяснить палеогеографические условия очертания береговых линий палеоморей, границ областей суши (областей сноса), основной гидрографической сети и других физико-географических условий для каждого изучаемого отрезка времени геологической истории. Завершающим этапом палеогеографических исследований должно быть построение соответствующих карт с выделением в пределах исследуемых палеобассейнов седиментации в течение рассматриваемого цикла литогенеза областей, характеризующихся развитием морских, прибрежно-морских, лагунных, континентальных и других условий осадконакопления, с указанием литологического состава отложений (карбонатных, терригенных и т. д.) и направления сноса.

Литолого-фациальные и геохимические критерии. Литолого-фациальными и геохимическими условиями контролируются прежде всего вещественный состав осадочных образований и геохимическая обстановка накопления и последующего преобразования захороняемого в осадке исходного ОВ, а следовательно, и формирование возможно нефтегазоматеринских комплексов отложений в различных частях бассейна седиментации. Поэтому для прогнозирования перспектив нефтегазоносности исследуемой территории необходимо выявить в разрезе осадочных образований возможно нефтегазоматеринские и нефтегазопроизводящие комплексы.

По современным представлениям большинства исследователей, общими характерными (диагностическими) особенностями потенциально нефтематеринских отложений являются: накопление их в *еубаквальной* среде с анаэробной геохимической обстановкой; повышенное содержание в них ОВ, преимущественно сапропелевой или гумусово-сапропелевой природы; определенная степень превращения (метаморфизма) ОВ от позднебуроугольной до ранне- и среднекаменноугольных стадий; повышенное содержание в составе рассеянного ОВ битумоидов и УВ

нефтяного ряда; региональная приуроченность к рассматриваемому комплексу отложений битумопроявлений.

Установлено (В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий, В. И. Ермаков, А. Л. Козлов, А. Э. Конторович и др.), что в природе наряду с *нефтегазоматеринскими* распространены *газоматеринские* комплексы отложений. Последние могут образовываться не только в еубаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой, но и в угленосных формациях континентального происхождения.

Потенциально нефтегазоматеринские отложения могут генерировать нефтяные УВ только при сочетании определенных геологических, геохимических и геофизических условий. Поэтому необходимо различать потенциально нефтегазоматеринские и нефтегазопродуцирующие комплексы отложений.

Одним из основных критериев выделения нефтегазопродуцирующих отложений, по мнению многих исследователей, является способность потенциально нефтегазоматеринских отложений отдавать содержащиеся в них УВ. Формирование нефтегазопродуцирующих отложений происходит при теснейшем взаимодействии литолого-фациальных, геохимических, палеотектонических и палеогеотермических факторов. Литолого-фациальными условиями накопления осадков контролируются также формирование состава и коллекторских свойств пород, участвующих в строении природного резервуара, изменение их в разрезе и пространстве, а также распространение в разрезе и пространстве газонефте-непроницаемых толщ пород-покрышек.

Литолого-фациальные и геохимические критерии в совокупности с другими (палеотектоническими и палеогидрогеологическими) определяют условия миграции и аккумуляции нефти и газа в природном резервуаре, а также формирование регионально нефтегазоносных этажей. Поэтому они относятся к числу важнейших критериев при прогнозировании нефтегазоносности каждой исследуемой территории.

Литолого-фациальные факторы накопления осадков иногда обуславливают также формирование некоторых генетических типов зон нефтегазонакопления, приуроченных к зонам регионального выклинивания или замещения проницаемых пород непроницаемыми по восстанию слоев.

Из сказанного видно, что литолого-фациальному фактору наряду с тектоническим принадлежит ведущая роль в возникновении и развитии процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре.

Для выяснения геохимических условий накопления и последующего развития захороняемого в осадке ОВ необходимо составлять соответствующие палеогеохимические карты с выделением в пределах изучаемой части бассейна седиментации областей, характеризовавшихся по геохимическим показателям: развитием определенных типов геохимических фаций (восстановительной, слабовосстановительной, слабоокислительной, окислительной и т. д.); распространением определенных типов захороненного в осадках рассматриваемого цикла исходного дисперсного ОВ (гумусового, сапропелевого, смешанного) с оценкой характера и степени его метаморфизации, а также состава и количественных характеристик (при наличии данных).

Палеогидрогеологические критерии. В процессах начальной (первичной) и последующей миграции УВ в недрах, а также в формировании и сохранности их скоплений большая роль принадлежит палеогидрогеологическому фактору. Поэтому изучение закономерностей формирования и сохранности скоплений нефти и газа невозможно без детального изучения динамики и химизма пластовых и трещинных вод не только в современных геологических условиях, но и в палеогидрогеологическом плане.

Находящиеся в горных породах воды по своему генезису могут быть **эндогенными**, образовавшимися непосредственно в горных породах за счет химических реакций, и **экзогенными**, попавшими в породы при их

формировании в процессе седиментации (седиментационные воды) или с поверхности в результате фильтрации (инфильтрационные воды). Роль вод каждой генетической группы при образовании УВ, формировании их скоплений и сохранности залежей существенно различна.

Главное значение при первичной миграции УВ из нефтепроизводящих отложений в породы-коллекторы и формировании залежей играют седиментационные воды; инфильтрационные воды в основном обуславливают переформирование залежей и часто их разрушение. Однако следует иметь в виду, что природные процессы, в частности формирование и динамика вод, и их влияние на образование залежей нефти или газа протекают весьма сложно и редко в каком-либо одном «чистом» виде.

С течением геологического времени одни процессы накладываются на другие, воды одного генезиса сменяются водами другого генезиса и т. д. В природе происходит непрерывный водообмен, характер и интенсивность которого определяются режимом и направленностью тектонических движений в пределах седиментационных бассейнов и окружающих их областей сноса. При погружении осадочные образования испытывают давление вышележащих пород, приводящее к уменьшению их объема и выжиманию седиментационных вод, которые мигрируют из плохопроницаемых пород (например, глин) в хорошо проницаемые (песчаники) и затем из области больших давлений перемещаются в зоны меньших давлений. В результате элизионного (от греческого слова «элизио» — выжимание) процесса в недрах происходит движение огромнейших масс воды. Процесс проникновения в проницаемые горные породы поверхностных инфильтрационных вод называется **инфильтрационным водообменом**.

Так же как при процессах осадконакопления четко выделяются циклы литогенеза, нефтегазообразования и нефтегазонакопления, так и при формировании подземных вод выделяются гидрогеологические циклы. Эти

циклы генетически связаны друг с другом и обуславливаются одним общим процессом — режимом и направленностью тектонических движений.

По А. А. Карцеву, гидрогеологический цикл начинается с погружения территории, трансгрессии моря и накопления осадков и заканчивается воздыманием, регрессией и денудацией водоносных пород в какой-либо части региона.

На элизионном этапе гидрогеологического цикла формируются седиментационные воды и происходит элизионный водообмен (рис. 8.2); на инфильтрационном этапе формируются инфильтрационные воды, полностью или частично вытесняющие седиментационные воды. Данный этап продолжается в течение всего периода, при котором водоносные горизонты выходят на поверхность, и заканчивается в начале регионального погружения, когда они перекрываются более молодыми отложениями.

В процессе геологического развития гидрогеологические циклы и составляющие их этапы могут неоднократно повторяться, причем в одних регионах по времени может преобладать один этап, в других — другой и т. д. В зависимости от того, какой этап гидрогеологического цикла испытывает в данный момент определенный водоносный комплекс, его относят или к элизионной, или к инфильтрационной природной водонапорной системе.

Напор вод происходит, во-первых, за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков вследствие геостатического давления; во-вторых, в результате превышения гидростатической нагрузки, создаваемой при фильтрации поверхностных вод в водоносные комплексы, над пластовым (геостатическим или геодинамическим) в более «груженных их частях. При этом "дует подчеркнуть, что при инфильтрации поверхностные воды выбирают более легкие пути, перемещаясь по наименее прочным участкам породы и обходя более прочные, т. е. на инфильтрационном этапе содержащиеся в них комплексы седиментационных вод полностью не вытесняют-

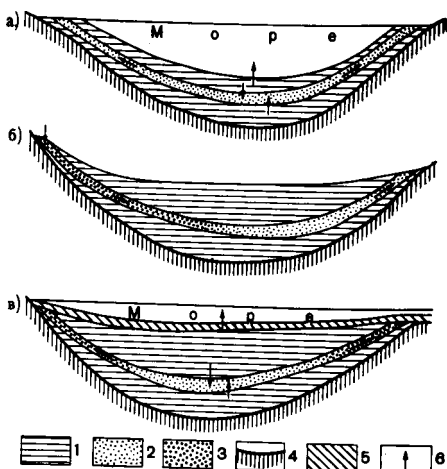


Рис. 8.2. Схема гидрогеологического цикла (по А. А. Карцеву):

о — элизионный этап; б — инфильтрационный этап; в — следующий элизионный этап; 1 — илы и глины, образовавшиеся на этапе а и содержащие седиментационные воды; 2 — коллекторы, содержащие седиментационные воды; 3 — коллекторы, содержащие инфильтрационные воды; 4 — ложе бассейна; 5 — илы и глины, образовавшиеся на этапе б; 6 — направление движения воды

ся инфильтратогенными водами и значительный их объем остается в породах.

Гидродинамические циклы сменяют друг друга так же, как в процессе геологической истории меняются типы водонапорных систем.

Как показали исследования А. А. Карцева, С. Б. Вагина, Е. А. Баскова, В. В. Колодия, В. Н. Корценштейна, М. И. Субботы, Я. А. Ходжакулиева и др., начальная (первичная) миграция УВ из нефтегазопроизводящих толщ в коллекторы связана с элизионным этапом палеогидрогеологической истории и происходит при непосредственном и решающем участии седиментационных вод. Последующая миграция флюидов в природном резервуаре также в значительной мере контролируется палеогидродинамическими условиями исследуемого региона.

В инфильтрационном этапе палеогидрогеологической истории, наступающем в фазы развития движений воздымания, развивается инфильтрационный водообмен и происходит разрушение или перераспределение ранее сформировавшихся скоплений нефти и газа.

В зависимости от режима региональных тектонических колебательных движений одни бассейны осадконакопления в течение нескольких геологических веков и даже эпох могут оставаться в условиях непрерывного развития элизионного гидрогеологического этапа, а другие — находиться в обстановке неоднократного чередования элизионного и инфильтрационного этапов. Указанными особенностями палеогидрогеологической истории могут отличаться отдельные области одного и того же бассейна седиментации. Территории, где элизионный этап гидрогеологической истории был сравнительно длительным (в геологическом смысле), будут отличаться более благоприятными палеогидрогеологическими условиями для регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления по сравнению с территориями, испытывшими развитие преимущественно инфильтрационных этапов или частое чередование элизионного и инфильтрационного этапов. Поэтому для прогнозирования регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления необходимо выяснение указанных особенностей палеогидрогеологической истории каждой исследуемой территории.

К числу основных гидрогеологических критериев оценки региональной нефтегазоносности недр относятся условия распространения в разрезе и пространстве зон и областей затрудненного и интенсивного водообмена и гидрогеологически застойного режима, а также степень промытости инфильтрационными водами отложений отдельных структурных этажей в пространстве и во времени (геологическом). Необходимо отметить, что гидрогеологическая закрытость каждого оцениваемого структурного этажа — важнейший фактор для положительной оценки перспектив нефтегазоносности недр. При этом следует учитывать, что степень промытости отложений одного и того же структурного этажа в пределах одной и той же водонапорной системы — от области питания до области разгрузки — может быть весьма различной.

В комплексе гидрогеологических

исследований большое значение имеет изучение состава, упругости (давления насыщения) и количества растворенного газа в пластовых водах. Для его изучения во всех скважинах, где получены притоки пластовой воды, должен производиться отбор проб глубинным пробоотборником. В состав растворенного газа обычно входят метан, тяжелые УВ, углекислый газ, сероводород, азот, кислород и др. Среди указанных компонентов основным показателем существования нефтяных и газовых залежей является наличие углеводородистых газов, в первую очередь тяжелых УВ. Присутствие в углеводородных газах углекислого газа, сероводорода и азота свидетельствует о происходящих процессах разрушения нефтяных и газовых залежей. Присутствие кислорода, являясь отрицательным показателем нефтегазоносности, указывает на поверхностный состав вод.

При оценке перспектив нефтегазоносности исследуемого района основную роль играет упругость растворенных газов. При положительной оценке по упругости растворенных газов обычно исходят из превышения давления насыщения растворенных газов над гидростатическим давлением пластовых вод. Только при этом условии, по законам фазового равновесия, может происходить выделение газа из воды в свободную фазу и формирование скоплений нефти и газа.

При установлении превышения упругости растворенного газа над статическим давлением подземных вод в определенных горизонтах и при наличии благоприятных структурных форм район считается перспективным в газоносном отношении; при установлении высокой упругости растворенных газов и повышенном содержании в газе тяжелых УВ район считается перспективным *.-< в нефтеносном отношении.

Гидрогеохимические критерии. I'
 венными показателями регионал '■
 нефтегазоносности недр могут сл
 и некоторые гидрогеохимическ ь
 раметры. По данным Е. А
 С. Б. Вагина, М. А. Га~
 М. Г. Гуревича, А. А. у
 В. Н. Корценштейна, В.

вой, В. А. Сулина, Г. М. Сухарева, В. П. Шугрин* к числу гидро-геохимических косвенных показателей нефтегазоносности недр относятся:

высокая газонасыщенность подземных вод углеводородными газами и повышенная упругость давления насыщения водорастворенных газов;

содержание в подземных водах растворенных тяжелых УВ нефтяного ряда;

специфические особенности химического состава высокоминерализованных подземных вод пониженной сульфатности, характерные для нефтегазоносных территорий;

сравнительно повышенное содержание в подземных водах микроэлементов (иод, бром, аммоний, и др.) и некоторых органических соединений (нафтеновые кислоты, фенолы и др.).

Геотермические критерии. В возникновении и развитии процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в литосфере большая роль принадлежит геотермическому фактору. Изучению его роли в процессах формирования нефтегазовых скоплений в СССР были посвящены исследования Д. И. Дьяконова, В. Н. Корценштейна, В. А. Соколова, И. В. Высоцкого, Г. А. Аммосова, Н. Б. Вассоевича, Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовича, Э. Э. Фотиади, А. Я. Кремса, В. Ф. Ерофеева, В. К. Осадчего, В. В. Байбакова и др.; за рубежом роли геотермического фактора в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления посвящены статьи И. Максвелла, Г. Филиппи, А. Леворсена, К- Ландеса, И. Брукса, Д. Хайда.

Исследованиями советских и зарубежных геологов и геофизиков установлено, что между геотермическими условиями каждой области и ее геологическим строением и геологической историей существуют тесные взаимосвязи. Отмечено, что на древних платформенных щитах региональный тепловой поток характеризуется высокими значениями. Складчатая область и особенно территории Альпийской складчатости отличаются от платформенных областей высоким значением теплового потока.

Как показал Д. И. Дьяконов, в некоторых геологических провинциях крупные антиклинальные поднятия, разрывные нарушения, солянокупольная тектоника, а также глубина залегания складчатого фундамента четко фиксируются на геотермических картах и профилях. С другой стороны, тепловой поток, идущий из глубины Земли, заметно воздействует на физико-химические свойства осадочных образований и заключенных в них полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. Установлено, что палеогеотермические условия существенно влияли на направленность и течение процесса преобразования исходного ОВ, захороняемого в осадках, и на формирование обстановки начальной (первичной) миграции УВ из нефтегазопроизводящих отложений в коллекторы.

Глубина активизации процессов образования УВ нефтяного ряда из захороняемого в осадке органического вещества и первичной миграции их из нефтегазопроизводящих толщ в коллекторы при прочих равных условиях в значительной мере контролировались палеогеотермическими параметрами бассейна седиментации в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории. В различных частях даже единого бассейна седиментации, которые характеризовались разными показателями интенсивности теплового потока и палеогеотермического градиента, процессы нефтегазообразования и первичной миграции нефтяных УВ в коллекторы протекали на неодинаковых глубинах. Там, где тепловой поток слабый, палеогеотермические условия менее благоприятны для развития нефтеобразования и начальной (первичной) миграции нефтяных УВ из продуцирующих отложений в коллекторы.

Установлено, что во многих нефтегазоносных областях геотермические условия являются одними из решающих факторов формирования вертикальной (глубинной) и площадной региональной геоструктурной зональности размещения скоплений УВ, а также изменений их физических свойств в пространстве и разрезе. Так, в Западной

Украине зоны преимущественно нефтенакопления, характеризующиеся сравнительно меньшими значениями температур и геотермических градиентов, приурочены к внутренней зоне Предкарпатского прогиба, а зоны преимущественно газонакопления, характеризующиеся более высокими значениями температурных параметров,—к внешней зоне Предкарпатского прогиба (В. К- Осадчий и В. В.Байбаков).

По В. Н. Корценштейну, в пределах Северного Предкавказья наблюдается следующая градация температурных условий распространения залежей нефти и газа. Нефтяные залежи приурочены к глубинам с температурой 120—150°C, газоконденсатные— 112—130°C, газовые 35—42 и 133—138°C.

Некоторые зоны скоплений нефти и газа связаны с районами, характеризующимися на общем региональном фоне аномально высокими значениями геотермического поля. Примером может служить Ромашкинская зона нефтегазонакопления в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Характер рассмотренных выше связей геотермического фактора с геологическим строением, геотектоническим развитием осадочных образований и условиями размещения в них скоплений нефти и газа изучен недостаточно. Несмотря на это, такие связи в комплексе с другими геологическими факторами могут быть использованы при прогнозировании распространения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления.

В табл. 8.1 приведены основные геологические поисковые критерии зон нефтегазонакопления.

Нефтегазопроявления на поверхности и их значение для прогнозирования нефтегазоносности недр. При прогнозировании распространения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления критерием являются естественные нефтегазопроявления на земной поверхности, в буровых скважинах и горных выработках. Нефтегазопроявления встречаются различных форм и масштабов.

Общепризнанной классификации естественных нефтегазопроявлений —

Т а б л и ц а 8.1. Основные геологические поисковые критерии зон нефтегазонакопления

Геологические условия	Характерные особенности
Палеотектонические Литогенетические Палеогеографические Объем и характер накопления осадочных образований	Устойчивое прогибание со значительной амплитудой погружения (свыше 1 км) Накопление осадочных образований в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой Интенсивное (с повышенной скоростью во времени) накопление значительного объема осадочных образований
Палеогеохимические Состав и условия накопления исходного органического вещества (ОВ) Условия генерации и первичной миграции УВ	Накопления: сапропелевого или смешанного сапропелево-гумусового ОВ (нефть и газ) в диффузно-рассеянном виде преимущественно гумусового ОВ (газ) Региональное распространение в разрезе осадочных образований рассматриваемого геологического времени: нефтегазоматеринских толщ с обильным содержанием ОВ, впоследствии погружившихся на разные глубины, в различных геологических условиях, необходимых для созревания УВ и первичной миграции их из нефтегазопроизводящих толщ в коллекторы*; наличие песчаных или карбонатных коллекторов с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами
Палеогеотермические	Развитие повышенного (на общем фоне рассматриваемой геологической провинции) теплового потока земли и палеогеотермического градиента
Палеогидрогеологические	Развитие преимущественно элизионного (седиментационного) палеогидрогеологического цикла Распространение затрудненного водообмена Наличие благоприятных палеоструктурных условий, обеспечивших движение пластовых вод и растворенных в них УВ в сторону ловушек

Геологические условия	Характерные особенности
Факторы, контролирующие аккумуляцию УВ	Наличие в разрезе рассматриваемого комплекса региональных ловушек структурного или литолого-стратиграфического типов
Факторы, контролирующие формирование самостоятельных нефтегазоносных этажей и сохранность скоплений УВ	Региональное распространение в разрезе осадочных образований практически газонепроницаемых толщ, перекрывающих нефтегазо-содержащие комплексы отложений Нахождение скоплений УВ после их формирования в зонах затрудненного водообмена

* Нефтегазоматеринскими могут быть как терригенные, так и карбонатные отложения.

ни отечественной, ни зарубежной — пока нет. У нас известны классификации И. М. Губкина, Н. Б. Вассоевича, Н. А. Еременко и С. П. Максимова, В. А. Соколова, А. Я. Крем-

са. И. М. Губкин выделял следующие виды нефтегазопроявлений: высачивание нефти; отложение асфальта; выделение газа; грязевые вулканы; выходы пропитанных нефтью пород, озокеритовые и мэнджековые жилы. Н. Б. Вассоевич предложил классификацию естественных нефтегазопроявлений с учетом их первичности и вторичности, а Н. А. Еременко и С. П. Максимов — с учетом условий миграции нефти и газа в недрах.

По классификации В. А. Соколова выделяются нефтепроявления в виде: жидкой нефти, обусловленные ее **фильтрацией и всплыванием по трещинам и крупнопористым зонам**; Киров и закированных пород, обусловленные фильтрацией нефти по относительно мелким трещинам и порам с последующим ее загустением и окислением в этих трещинах и порах; пленок и небольших количеств жидкой нефти, выделяющихся вместе с водой.

Классификация естественных нефте-

газопроявлений на земной поверхности, предложенная А. Я. Кремсом, приведена в табл. 8.2.

Т а б л и ц а 8.2. Классификация естественных нефтегазопроявлений

Группа нефтегазопроявлений (по видимости на земной поверхности)	Тип нефтегазопроявлений (по условиям проявления)	Нефтегазопроявления (по характеру проявлений)
Видимые (макропроявления нефти и газа)	Нефтегазопроявления, обусловленные процессами миграции нефти и газа	Высачивание (выходы жидкой нефти) Отложения асфальта Асфальтитовые и озокеритовые образования Выделение (выходы) углеводородного газа Грязевые вулканы
	Нефтегазопроявления, обусловленные особенностями геологического строения исследуемой площади	Выходы за земную поверхность: пропитанных нефтью битуминозных пород
Невидимые (микропроявления нефти и газа)	Нефтегазопроявления, обусловленные явлениями эффузии и диффузии	Микроконцентрации газообразных и парообразных УВ в поверхностных отложениях (в почвенном и подпочвенном слоях), устанавливаемые методами газовой съемки Наличие в поверхностных отложениях (в почвенном и подпочвенном слоях) эффектов физико-химических, биохимических изменений диффундирующих и эффундирующих газообразных и парообразных УВ, устанавливаемых при помощи бактериальной и люминесцентно-битуминологической съемки, метода окислительно-восстановительного потенциала (ОВП)

Проявления нефти и газа на поверхности Земли, в каком бы виде они не встречались, в большинстве случаев связаны с теми или иными скоплениями на глубине. Этот факт с давних пор служил практическим руководством при поисках залежей нефти и газа. Бурение скважин, заложенных в непосредственной близости от подобных выходов, нередко приводило к открытию богатейших залежей. Так, бурение вблизи газовых выходов в районе Сураханов позволило открыть Сураханское местоскопление нефти. Бурение недалеко от выходов тяжелой нефти ($0,920\text{—}0,929\text{ г/см}^3$) в пределах Кубано-Черноморской провинции способствовало открытию Ильского, Калужского и других местоскоплений. Подобных примеров можно привести много. Вместе с тем в мировой нефтегазопроисковой практике известны случаи, когда даже богатейшие нефтегазоносные районы характеризовались отсутствием на дневной поверхности существенных признаков нефтегазопроявления.

Отсюда следует, что далеко не всегда существует прямая зависимость между интенсивностью нефтегазопоявления и количеством нефти и газа в недрах, с которыми связаны эти нефтегазопоявления. Например, при бурении в районе одного из крупнейших в мире выходов асфальта Смоляного озера в Юго-Западном Тринидаде была обнаружена весьма небольшая по размеру нефтяная залежь. Иногда бурение скважин в районе богатых выходов нефти и газа не давало никаких результатов.

Таким образом, отсутствие нефтегазопоявления не может иметь решающего значения для отрицательной оценки района, и, наоборот, обилие нефтегазопоявления не всегда служит доказательством значительных скоплений в недрах. Поэтому прогнозирование нефтегазоносности должно базироваться на комплексном изучении геологического строения, геологической истории и всех основных факторов, контролирующих возникновение процессов нефтегазонакопления.

Следует помнить, что нефтегазопоявления на земной поверхности могут

указывать в одних случаях на наличие в недрах скоплений нефти и газа, а в других — на активно развивающиеся процессы их разрушения. Однако они всегда свидетельствуют о том, что в пределах исследуемой области в разрезе имеются регионально нефтегазоносные комплексы, которые местами могут содержать скопления нефти и газа промышленного значения. Поэтому в процессе нефтегазопроисковых работ следует обязательно выяснить:

приуроченность источников питания выходов нефти и газа к тем или иным литолого-стратиграфическим комплексам;

геотектонические условия распространения нефтегазопоявлений и связь их с тем или иным типом локальных структур или же с зонами развития дизъюнктивных нарушений и повышенной трещиноватости пород в разрезе;

условия и характер миграции нефти и газа к их выходам на поверхность от источников питания.

§ 8.3. Критерии прогноза сохранности сформировавшихся зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа

Образовавшиеся в земной коре скопления нефти и газа в ходе развития геологической истории, подвергаясь воздействию различных физических, биогеохимических и других факторов, видоизменяются и при наступлении определенных геологических и термодинамических условий разрушаются. Поэтому при прогнозировании перспектив нефтегазоносности исследуемых территорий необходимо выяснить факторы, не только определяющие возможность образования скоплений нефти и газа, но и контролирующие их сохранность. К их числу относятся прежде всего направленность, режим тектонических движений и характер их изменений в пространстве и во времени (геологическом). Разрушение скоплений УВ особенно интенсивно происходит в фазы развития восходящих форм вертикально-колебательных движений. Восходящие тектонические движения

часто сопровождаются развитием дизъюнктивных нарушений, которые могут вызвать усиление движения трещинных вод и активизацию внеервуарной фильтрации УВ по системе вновь образовавшихся трещин или в связи с раскрытием существующих нарушений.

Изменение региональных наклонов литолого-стратиграфических, в том числе нефтегазоносных, комплексов часто приводит, во-первых, к раскрытию ловушек в отдельные отрезки времени и миграции из них скоплений УВ и, во-вторых, к ускорению движений пластовых вод и в связи с этим к частичному, а иногда и полному промыванию нефтегазосодержащих отложений.

При восходящих движениях нефтегазоносные комплексы могут попасть в зону активного водообмена, в которой интенсивно происходят процессы окисления УВ, бактериальные процессы и в конечном итоге разрушение залежей. При дальнейшем развитии восходящих движений залежи нефти и газа могут быть разрушены в результате прямого действия эрозии.

Способность УВ мигрировать может при определенных условиях привести к их рассеиванию. Природные процессы, вызывающие рассеивание УВ, подразделяются на четыре группы: тектонические, физические, химические и биохимические. В каждой из этих групп выделяются отдельные типы процессов, обусловленные различными причинами, зависящими от режима и направленности тектонических движений, гидродинамических условий в ловушке, физико-химических свойств УВ и сопутствующих им подземных вод, состава и строения покрышек, биохимической обстановки в пласте и др. (табл. 8.3).

Следует учесть, что в природе имеет место одновременное проявление сразу нескольких из указанных процессов (диффузия и фильтрация УВ, их всплывание и др.). При прочих равных условиях рассеивание газовых скоплений происходит значительно быстрее, чем нефтяных, за счет большей подвижности (миграционной способ-

Т а б л и ц а 8.3. Основные процессы, обуславливающие перераспределение или разрушение (рассеивание) скоплений углеводородов (по Э. А. Бакирову)

Основные процессы	Форма проявления процессов	Причины проявления процессов
Тектонические	Раскрытие ловушки	Резкое увеличение регионального наклона слоев (для антиклинальных ловушек) Изменение регионального наклона слоев в результате смены знака движений (для ловушек, приуроченных к литологически выклинивающимся породам и экранированным стратиграфическим несогласиям) Локальная инверсия тектонических движений
	Эрозия ловушки	Разрушение ловушки любого типа в результате смены отрицательных форм движений на положительные и вывод нефтегазоносных комплексов в приповерхностные зоны или на поверхность
	Фильтрация УВ из ловушки по тектоническим нарушениям	Развитие дизъюнктивных нарушений (разломы, сбросы, взбросы) Проявление соляной тектоники, сопровождающееся внедрением . соли в осадочную толщу пород и возникновением зияющих трещин Проявление грязевого вулканизма, сопровождающееся возникновением трещин Внедрение магматических интрузивных тел, сопровождающееся возникновением трещин в толще осадочных пород
Физические	Прорывы УВ через покрышку	Избыточное давление, создаваемое в кровле залежи (давление прорыва)
	Диффузия УВ	Молекулярная миграция углеводородов и движение их в сторону меньших концентраций
Механические	Перенос УВ движущимися водами	Движущиеся пластовые воды в зонах активного водообмена

Основные процессы	Форма проявления процессов	Причины проявления процессов
Химические	Растворение УВ в воде	Растворимость УВ, особенно газов, в пластовых водах: окисление УВ водами, содержащими свободный кислород в зонах активного водообмена окисление УВ, выходящих на поверхность, кислородом воздуха
Биохимические	Окисление УВ	Окисление УВ сульфатными водами в результате жизнедеятельности бактерий
	Разложение УВ	Разложение и усвоение УВ микроорганизмами

ности) газов, лучшей их растворимости в воде, более высокой диффузионной способности и др.

Тектонические процессы, которые приводят к рассеиванию и разрушению залежей, обусловлены режимом и направленностью тектонических движений земной коры и отдельных ее участков. Формирование скоплений УВ может быть только при наличии ловушки структурного, литологического или стратиграфического типа. Региональные и локальные структуры не оставались стабильными и в своем развитии претерпевали те или иные изменения: менялись их формы и емкость; некоторые из них раскрывались или даже в связи с явлениями инверсии приобретали противоположное направление развития. В тесной связи с этим изменялись и условия размещения скоплений нефти и газа. - Нередко из структур, раскрывшихся в те или иные отрезки геологического времени, нефть и газ мигрировали - в другие, в том числе во вновь сформировавшиеся структуры. В результате такие раскрывшиеся структуры впоследствии становились «пустыми». К их числу относятся, например, Гуселская и Трофимовская структуры в Саратовской области. Образовавшиеся в пределах этих структур к началу мезозоя в каменноугольных - отложениях залежи

нефти и газа в кайнозое были расформированы, а на месте Трофимовской и Гуселской структур образовались моноклинали. В результате нефть и газ мигрировали вверх по региональному подъему слоев, на что указывают обильные следы движения нефти по восстанию слоев.

Расформирование ловушек антиклинального строения может происходить в результате резкого увеличения регионального наклона слоев, когда замкнутая антиклиналь превращается в структурный нос и УВ мигрируют из ловушки по восстанию пласта.

В литологически выклинивающихся коллекторах и толщах, экранируемых стратиграфическим несогласием, залежи формируются в «головных» — наиболее приподнятых частях пласта. На определенных этапах геологического развития может произойти смена знака тектонических движений и ранее приподнятая зона окажется относительно опущенной. Это, в свою очередь, повлечет за собой расформирование залежи. Схематические примеры раскрытия ловушек показаны на рис. 8.3.

Разрушение ловушки и, следовательно, залежи может произойти также в результате инверсионных тектонических процессов, когда ранее опускавшаяся область на каком-то этапе геологической истории стала испытывать поднятие, в результате чего Продуктивные отложения вышли на поверхность. Такие интенсивные изменения знаков движений наиболее часто проявляются в складчатых областях.

На перераспределение скоплений УВ и их сохранность значительное влияние оказывают дизъюнктивные тектонические нарушения (разломы, сбросы, взбросы и др.), а также внедрение в толщу осадочных пород галогенных образований, глин и магматических тел, сопровождающееся образованием разрывов. Все эти нарушения сплошности масс пород приводят в ряде случаев к возникновению «зияющих» трещин, которые служат путями фильтрации УВ вверх по разрезу, перераспределению залежей или к их рассеиванию. - В последнем случае

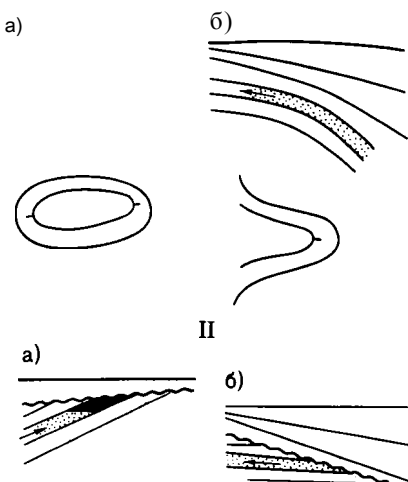


Рис. 8.3. Схема раскрытия ловушек структурного (/) и стратиграфического (/ /) типов и разрушения залежей в результате изменения знаков тектонических движений:

а — ловушка, содержащая залежь; б — расформировавшаяся ловушка; / — продуктивный пласт; 2 — залежь углеводородов; 3 — поверхность стратиграфического несогласия; 4 — пути миграции углеводородов

процессы рассеивания скоплений УВ фиксируются в виде поверхностных нефтегазопоявлений. Нередко УВ, поднимаясь по трещинам, достигают дневной поверхности, и тогда газ может полностью улетучиться в атмосферу. Нефть в этих случаях, как правило, теряет легкие компоненты, а тяжелые фракции постепенно превращаются в твердые битуминозные вещества. Примерами таких разрушенных местоскоплений является ряд площадей в Питнянском районе Чарджоуской ступени, местоскопления Карасязь-Таспас и Тюбеджик в Мангышлакской впадине. При бурении скважин на таких разрушенных местоскоплениях в кернах отмечаются явные следы мигрировавших из пород УВ. Наиболее часто встречающиеся выходы нефти и газа на поверхность показаны на рис. 8.4.

Физические процессы, обуславливающие возможность рассеивания залежей или их перераспределения, связаны с проявлениями физических явлений в

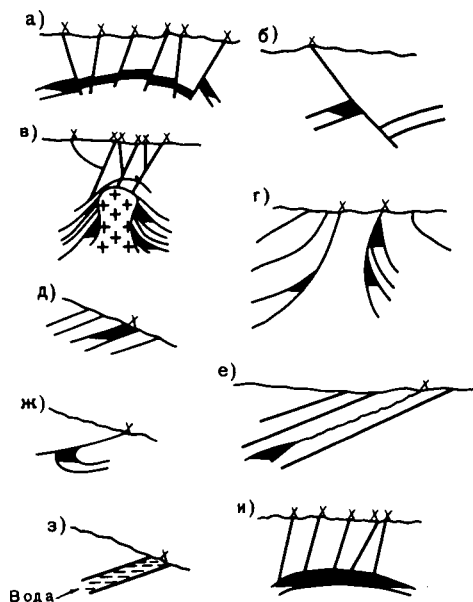


Рис. 8.4. Наиболее часто встречающиеся условия выходов нефти и газа (по В. А. Соколову):

а — г — выходы, связанные с нарушениями сбросового характера и явлениями диапиризма; д — ж — выходы, связанные с несогласным залеганием; з — выходы воды, содержащей газ и нефть; и — выходы, обусловленные наличием трещин пористых зон; крестиком показаны выходы нефти и газа

пластах. К таким процессам относятся прежде всего прорывы УВ в вышележающие слои через покрывку, не обладающую достаточной удерживающей способностью. Это происходит за счет избыточного давления, испытываемого кровлей продуктивного пласта, создаваемого благодаря разности удельных весов воды и УВ. Избыточное давление $ДР = (\gamma_3(\gamma_v - \gamma_u))/10$, где γ_3 — высота залежи; γ_v , γ_u — плотность воды и углеводородов в залежи (В. П. Савченко, 1958).

Избыточное давление в нефтяной залежи с газовой шапкой

$$d/5 = [\gamma_n(T'_v - T_n) + L(T_v - T'_n)]/10,$$

где γ_n — высота нефтяной залежи; γ_r — высота точки замера над разделом газ — нефть; γ_n , γ_r — плотность нефти и газа.

Избыточное давление, при котором покрывка теряет свои удерживающие (экранирующие) способности, В. П. Савченко предложил называть

давлением прорыва. В результате миграции УВ из залежи перепад давления уменьшается и переток нефти и газа прекращается. Давление, при котором покрывка опять способна удерживать залежь, названа В. П. Савченко **давлением пережима**.

Давление прорыва и пережима может изменяться в широких пределах в зависимости от мощности, структурно-текстурной и литологической характеристик пород-покрывок, их глубины залегания, высоты залежи, физико-химических свойств УВ.

Прорывы УВ при распределении залежей и их рассеивании в природе играют существенную роль. С ними, в частности, связано выделение газов из грязевых вулканов, которое обусловлено прорывом газа через сопочную брекчию в сочетании с его всплыванием вместе с водой (В. А. Соколов, 1971), причем роль всплывания повышается с притоком в жерла вулканов воды, разжижающей горные породы.

К физическим процессам миграции и рассеивания УВ относятся различные виды диффузии: диффузия одного газа в другом в порах породы (свободная диффузия газов); диффузия газов и нефти в воде; диффузия газа и нефти в веществе породы и др. (В. А. Соколов). Эти процессы, обусловленные проникновением молекул одного вещества сквозь массу другого в сторону меньших концентраций этого вещества, происходят в природе постоянно. Некоторые исследователи придают большое значение роли диффузии в формировании и разрушении скоплений УВ.

Рассеивание скоплений УВ возможно также за счет растворения их в пластовых водах. Наибольшей растворимостью в воде обладают газы; жидкие УВ растворяются значительно хуже. Так как практически все коллекторы в природных условиях в той или иной степени водонасыщены, то содержание растворенных в воде УВ может достигать больших величин. При этом растворенные УВ мигрируют вместе с водой и, попадая в относительно приподнятые зоны с пониженным давлением, выделяются из воды в свободную фазу; при наличии ловушки они

могут образовать залежи. Эти процессы имеют большое значение при формировании скоплений УВ.

При погружении ловушки УВ могут частично или полностью (газ) раствориться в воде. По данным Ю. С. Шиловой (1981), содержание растворенного газа в подземных водах Западной Сибири составляет от 1,2—1,6 л/л в верхней части разреза до 2,95 л/л в отложениях валанжина.

В пластовых условиях нефти и газу всегда сопутствуют воды различного солевого состава. Если скопления УВ находятся в зоне активного водообмена, когда воды содержат свободный кислород, окислительные процессы происходят интенсивно. Нефти становятся более тяжелыми, смолистыми, циклическими по своей структуре. По мере преобразования нефтей уменьшается их объем.

Значительная роль в преобразовании УВ принадлежит микроорганизмам. В настоящее время установлено более 100 различных видов, разрушающих жидкие, газообразные или твердые УВ.

В «закрытых» гидрогеологических условиях наиболее интенсивно окисление УВ происходит в карбонатных отложениях, насыщенных сульфатными водами. Окислительные процессы при этом протекают за счет кислорода, образуемого жизнедеятельностью сульфаторедуцирующих бактерий. В основном указанные процессы преобразования УВ сопровождаются образованием свободной серы или сероводородного газа. Нефти становятся сернистыми, смолистыми, более тяжелыми; состав газов изменяется; уменьшается количество тяжелых УВ и увеличивается количество метана, кислых газов, азота. Такие нефти и газы в нашей стране широко распространены в Восточной Туркмении и Западном Узбекистане (Амударьинская нефтегазоносная область), в некоторых нефтегазоносных областях Волго-Уральской и Предуральской НГП, в ряде местоскоплений Северного Предкавказья, на Украине и др.

Углеводороды не только подвергаются процессам окисления в результате жизнедеятельности организмов, но и

являются продуктами питания бактерий. При этом бактерии разлагают УВ, усваивая определенные их компоненты. Синтезируемые бактериями и преобразованные УВ частично остаются в залежи, частично переходят в водный раствор или присоединяются к газовой фазе. Окисление УВ происходит также в терригенных железосодержащих отложениях, в частности в красноцветных породах.

Из рассмотрения различных природных процессов, которые могут привести к разрушению или перераспределению скоплений нефти и газа, очевидно, что сами эти процессы, характер и степень их проявления зависят главным образом от режима и направленности тектонических движений после образования скоплений УВ; литологического состава вмещающих УВ осадочных пород; палеогидрогеологических и биохимических условий седиментации и диагенеза осадочных пород; палеогидродинамических и термобарических условий, существовавших в процессе и после образования скоплений нефти и газа; строения, литологического состава и характера распространения слабопроницаемых пород-покрышек.

Наиболее благоприятно для сохранности скоплений нефти и газа преимущественное развитие устойчивого погружения территории, сопровождающееся накоплением мощных толщ осадочных образований, в том числе коллекторов и покрышек, и благоприятными гидрогеологическими и геохимическими условиями.

Важнейший фактор, определяющий сохранность скоплений нефти и газа,— наличие в разрезе слагающих исследуемую территорию отложений слабопроницаемых пород-покрышек. Характер распространения, мощность, литологический и минералогический состав, структурно-текстурные особенности, глубина залегания покрышек в значительной мере предопределяют условия сохранности и размещение продуктивных горизонтов как в пределах отдельных местоскоплений, так и на территории зон нефтегазоаккумуляции и нефтегазоносных областей.

Сохранность скоплений нефти и газа от процессов разрушения в значительной степени зависит также от палеогидрогеологических и палеогидродинамических условий их нахождения с начала формирования в течение всех последующих этапов геологической истории рассматриваемой территории. Нефтяные и газовые залежи находятся в постоянном контакте с пластовыми водами и в фазы развития восходящих движений, попадая в зону активного водообмена, подвергаются разрушительному воздействию со стороны этих вод. В отдельные отрезки геологического времени особенно интенсивно развиваются процессы окисления нефти и растворения ее в пластовых водах, в результате чего происходит утечка ее из залежи. При достаточно интенсивном движении пластовых вод газовые залежи могут полностью разрушиться за счет постепенного поглощения (растворения) газа все новыми поступающими порциями воды и уноса его в растворенном состоянии из залежи.

При оценке возможностей разрушения скоплений УВ важное значение имеет изучение химического состава вод и, в частности, наличия сульфатов, которые являются основными окислителями УВ.

Для сохранения скоплений нефти и газа наиболее благоприятно существование в районе их нахождения относительно застойного гидрогеологического режима, обеспечивающего отсутствие водообмена в нефтегазосодержащем пласте.

Таким образом, положительными критериями для оценки сохранности скоплений нефти и газа являются: преимущественное развитие нисходящих форм тектонических движений; преобладание элизионных этапов водообмена в нефтегазоносных комплексах и относительно застойный гидрогеологический режим; наличие хлоркальциевых и гидрокарбонатнатриевых вод с высокой минерализацией и минимальным содержанием сульфатов; развитие региональных и локальных ловушек, не раскрывавшихся после образования в них скоплений УВ; нали-

чие в разрезе практически газонефте- непроницаемых пород-покрышек.

Поэтому эффективное прогнозирование регионально нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазонакопления, в том числе раздельное прогнозирование размещения зон преимущественно нефтенакпления и газонакопления, возможно только при комплексном изучении всех рассмотренных выше факторов и критериев в совокупности и во взаимосвязи с учетом изменчивости их во времени и пространстве.

§ 8.4. Основные геологические условия формирования зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа и их поисковые критерии

Одна из характерных особенностей размещения выявленных запасов нефти и газа в литосфере — крайне неравномерное распределение их как по континентам, так и в пределах каждой НГП. На всех континентах и во всех нефтегазоносных провинциях большая часть выявленных запасов нефти и газа в большинстве случаев сосредоточена в пределах очень небольшого количества крупных зон нефте- и газонакопления. Из общего количества открытых на планете Земля более 32 тыс. местоскоплений УВ всего 6% содержат около 90% выявленных на всех континентах мира суммарных их запасов.

Как было показано (А. А. Бакиров, 1972), в каждой без исключения нефтегазоносной провинции мира из общего количества открытых местоскоплений всего 5—8% их содержат от 70 до 80% объема выявленных в пределах рассматриваемой провинции запасов УВ.

Изучению геологических условий образования и размещения крупнейших и гигантских местоскоплений нефти и газа в последние годы уделяется большое внимание как в нашей стране, так и за рубежом.

Примечание. Геологические условия и закономерные связи формирования и размещения зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа начиная с 60-х годов были рассмотрены в СССР в ряде работ А. А. Бакирова, М. И. Варенцова, Н. И. Линдтропа, Г. С. Преображенской, И. И. Нестерова, В. С. Выше-

мирского, А. А. Трофимука, Г. И. Амурского, В. В. Потеряевой, Н. Ю. Успенской и др.

Представляют интерес работы зарубежных ученых М. Хелбути, Б. Бийа, Р. Кинга, Р. Бэрке и Р. Гарднера, Э. Муди, И. Муни и др.

Анализ региональных геологических условий размещения зон концентрации относительно максимальных запасов нефти и газа показывает, что формирование их обуславливается совокупностью ряда факторов при теснейшей их взаимосвязи во времени и пространстве.

1. Зоны относительно максимальных концентраций скоплений нефти и газа формируются в тех частях палеобассейнов седиментации, которые представляли собой палеовпадины значительных размеров, испытывавшие в течение рассматриваемого и последующих отрезков времени геологической истории устойчивое прогибание с относительно высокими скоростями.

В некоторых случаях зоны концентрации максимальных ресурсов УВ бывают приурочены к палеосводам и палеомегалавам конседиментационного происхождения, которые в соответствующие этапы геотектонического развития палеобассейнов седиментации представляли собой области сравнительно более замедленного прогибания по отношению к примыкающим к ним частям крупных палеовпадин, отличающимся значительно большей амплитудой прогибания.

Наблюдается теснейшая зависимость запасов нефти и газа в пределах палеовпадины от ее площади и от мощности каждого рассматриваемого регионально нефтегазоносного комплекса, к которому приурочены скопления нефти и газа.

2. Накопление осадков с повышенным содержанием исходного ОВ в указанных палеовпадинах происходит в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне устойчивого и интенсивного прогибания. При этом амплитуды прогибания в каждый рассматриваемый отрезок времени накопления осадков данного комплекса и в последующие эпохи были достаточными для создания термодинамических условий, необходимых для преобра-

зования и последующей миграции нефти и газа из нефтегазопродуцирующих комплексов в коллекторы.

3. Потенциально нефтегазоматеринские и нефтегазогенерирующие комплексы пород, которые имеются в разрезе осадочных образований, могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными отложениями, характеризовавшимися достаточно обильным накоплением исходного для образования УВ органического вещества.

Газопродуцирующие комплексы отложений в отличие от нефтегазопродуцирующих в отдельных случаях могут быть приурочены и к угленосным формациям континентального происхождения. Поэтому при прогнозировании газоносности недр, в том числе перспектив открытия крупных зон преимущественно газонакопления, в качестве возможно газопродуцирующих комплексов наряду с терригенными и карбонатными образованиями могут рассматриваться также отложения угленосной формации континентального происхождения.

4. Разрез этих осадочных образований содержит: а) толщи песчаных или карбонатных пород с хорошими коллекторскими (емкостными и фильтрационными) свойствами и значительной мощностью коллектора; б) толщи практически газонефте непроницаемых пород-покрышек, обеспечивающие сохранность сформировавшихся скоплений нефти и газа от процессов разрушения в последующие этапы геологической истории.

Установлено, что наличием пород-покрышек, условиями их распространения в разрезе и пространстве, литологическим и минералогическим составом, структурно-текстурными особенностями, мощностью и глубиной их залегания предопределяются не только сохранность скоплений УВ в природном резервуаре, но и формирование самостоятельных нефтегазоносных этажей в разрезе осадочных образований исследуемой территории и особенности распределения значительных скоплений УВ в каждом нефтегазоносном этаже.

5. Наличие в пределах рассматриваемых палеовпадин крупных региональных ловушек структурного, литологического или литолого-стратиграфического типов со значительной амплитудой поднятия (высоты) над погружающимися районами впадин и прогибов, формирование и размещение которых происходили в палеотектонических условиях, благоприятных для аккумуляции значительных скоплений нефти и газа.

Для образования зон нефтегазонакопления рассматриваемой группы наиболее благоприятны при прочих равных условиях овушки, сформировавшиеся в течение отрезка геологического времени, когда происходило накопление потенциально нефтегазопродуцирующих отложений, или вскоре после него, а в последующем развивающихся без раскрытия и в условиях палеогидрогеологической закрытости.

6. Наличие территорий, которые в течение рассматриваемого отрезка геологического времени характеризовались сравнительно более высокими параметрами палеогеотермического градиента и повышенным тепловым потоком Земли.

7. Формирование зон максимальных концентраций запасов нефти и газа происходит в тех частях палеовпадин, где в течение исследуемого этапа геологической истории: а) развивался преимущественно элизионный (седиментационный) палеогидрогеологический цикл; б) имелись благоприятные палеоструктурные условия, способствовавшие движению пластовых и трещинных вод и растворенных в них УВ в направлении региональных ловушек.

8. Сформировавшиеся зоны накопления нефти и газа, в том числе максимальных их концентраций, в определенных палеотектонических условиях подвергаются разрушению или же перераспределяются в разрезе и пространстве.

Сохранность скоплений нефти и газа, в том числе крупных и сверхкрупных, от процессов разрушения в значительной степени зависит от палеогидрогеологических и палеогидродинамических условий их существования с

начала формирования в течение всех последующих этапов геологической истории рассматриваемой территории. Скопления УВ находятся в постоянном контакте с пластовыми водами и, попадая в зону активного водообмена в фазы развития восходящих движений, подвергаются разрушительному воздействию со стороны этих вод. При достаточно интенсивном движении пластовых вод газовые залежи могут полностью разрушаться за счет постепенного поглощения газа все новыми поступающими порциями воды и уноса его в растворенном состоянии из залежи.

Для сохранности скоплений УВ наиболее благоприятно существование в разрезе относительно застойного гидрогеологического режима, обеспечивающего отсутствие водообмена в продуктивном пласте.

9. Зоны максимальных концентраций запасов нефти и газа в связи с периодичностью возникновения и развития процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции могут быть приурочены к нескольким самостоятельным нефтегазоносным этажам. При этом,

как было показано А. А. Бакировым (1973), ареалы концентрации наибольших запасов УВ в различных литолого-стратиграфических подразделениях отдельных нефтегазоносных этажей могут быть пространственно смещены, если в соответствующие отрезки геологического времени произошли изменения направленности и режима тектонических вертикально-колебательных движений. Поэтому надежное научно обоснованное прогнозирование значительных зон нефтегазоаккумуляции, приуроченных к различным литолого-стратиграфическим комплексам отложений, возможно только на основе тщательного изучения палеотектоники каждого изучаемого отрезка времени геологической истории.

Из сказанного следует, что надежное прогнозирование районов возможного нахождения зон концентрации максимальных скоплений нефти и газа можно обеспечить только при комплексном изучении и интеграции всех перечисленных факторов в геолого-историческом плане.

МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

СТАДИЙНОСТЬ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Процесс поисков и разведки нефти и газа является сложным, длительным и дорогостоящим. Он объединяет различные и взаимосвязанные виды работ, которые в совокупности должны подготовить разведанные запасы УВ, обеспечивающие планируемые уровни добычи нефти, газа и конденсата, дать экономическую оценку выявленных скоплений и подготовить их к промышленной разработке. В связи с этим необходимо решить следующие задачи: 1) определить и оконтурить возможные нефтегазоносные провинции и области; 2) осуществить количественный прогноз нефтегазоносности этих территорий; 3) выявить в новых нефтегазоносных провинциях и областях возможные зоны нефтегазоаккумуляции; 4) выявить новые, более глубоко погруженные нефтегазоносные комплексы в освоенных нефтегазоносных областях; 6) выявить новые залежи в пределах разрабатываемых местоскоплений нефти, газа или газоконденсата.

Обеспечение быстрой подготовки запасов, необходимых для достижения намеченного объема добычи нефти, газа и конденсата, подготовка выявленных местоскоплений к промышленной разработке в максимально короткие сроки и при минимальных материальных затратах возможны лишь при строгом, глубоко научно обоснованном подходе к проведению поисково-разведочных работ до передачи объектов в добывающую промышленность.

При поисках и разведке применяют различные виды съемок (структурно-геологическую, геоморфологическую, гидрогеологическую) с использованием геологических, аэро- и космических, геофизических, геохимических и других методов. Большая часть стоимости поисково-разведочных работ приходится на бурение скважин. Экономическая эффективность геолого-разведочных работ в значительной мере определяется тем, насколько правильно выбраны точки заложения скважин как с точки зрения получения максимальной возможной информации, необходимой для познания геологического строения изучаемой территории, использования ее для интерпретации геофизических, геохимических, аэрокосмических и других методов, так и при

поисках и разведке залежей и местоскоплений нефти и газа.

Поисково-разведочные работы в СССР ведутся в строгой зависимости от степени изученности региона и решаемых задач, что позволило нашей стране в невиданно короткие сроки занять лидирующее место в мировой добыче углеводородного сырья.

§ 9.1. Стадийность поисково-разведочных работ

Поисково-разведочными работами в СССР занимаются Министерства геологии, нефтяной и газовой промышленности. В 1983 г. этими министерствами утверждено новое «Положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ», которое регламентирует последовательность проведения геолого-разведочных работ в СССР и является обязательным для всех организаций, выполняющих работы, связанные с изучением нефтегазоносности, поисками, разведкой и разработкой залежей нефти и газа в стране независимо от их ведомственной принадлежности и подчинения.

Все геолого-разведочные работы подразделяются на региональный, поисковый и разведочный этапы с выделением в них стадий (табл. 9.1). В случае необходимости в пределах какой-либо территории возможно совмещение во времени различных стадий или подстадий. Такое совмещение практикуется по мере освоения дачной территории и раз-

Т а б л и ц а 9.1. Схема разделения геолого-разведочного процесса работ на нефть и газ на этапы и стадии

Этап	Стадия	Изучаемые объекты	Основные задачи, категории оцениваемых ресурсов и запасов	Этап	Стадия	Изучаемые объекты	Основные задачи, категории оцениваемых ресурсов и запасов
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон; определение характера основных этапов геотектонического развития; тектоническое районирование Выделение нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления; нефтегеологическое районирование Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности (по категории О ₂ и частично Е)) Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований	Поисковый	Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению По стадия 1 Выявление объектов	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	‘Выбор районов и установление очередности проведения в них поисковых работ Выявление условий залегания и геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов Выявление перспективных ловушек Количественная оценка ресурсов в выявленных ловушках (по категории и частично Эг) Выбор объектов и определение очередности их подготовки к поисковому бурению
	Оценка зон нефтегазонакопления	Зоны нефтеперспективные и зоны нефтегазонакопления	Под стадия 2 Подготовка объектов		Выявленные ловушки	Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение предполагаемых залежей Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение Количественная оценка ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению (по категории Сз) Выбор мест заложения поисковых скважин на подготовленных объектах	
			Поиск местоскопления		Подготовленные ловушки	Выявление в разрезе нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов, коллекторов, покры-	

Этап	Стадия	Изучаемые объекты	Основные задачи, категории оцениваемых ресурсов и запасов
			шек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров) Выделение, опробование и испытание нефтегазонасыщенных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик пластов Оценка запасов открытых залежей (по категории С_г и частично С₁) Выбор объектов для проведения детализационных геофизических и оценочных буровых работ
Разведочный	Оценка местоскоплений (залежей)	Открытые скопления (залежи)	Установление основных характеристик местоскоплений (залежей) для определения их промышленной значимости Подсчет запасов местоскоплений (залежей) (по категориям С_г и С₁) Разделение местоскоплений (залежей) на промышленные и не промышленные Выбор объектов и этажей разведки, определение очередности опытно-промышленной эксплуатации их и подготовки к разработке
	Подготовка местоскоплений (залежей)	Промышленные местоскопления (залежи)	Определение, геометризация и оценка достоверности значений геолого-промыс-

Этап	Стадия	Изучаемые объекты	Основные задачи, категории оцениваемых ресурсов и запасов
	лежей) к разработке		ловых фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объектам для подсчета запасов и составления технологической схемы разработки Подсчет геологических запасов и определение коэффициента извлечения (по категории С₁ и частично С₂) Доизучение, залежей и местоскоплений в процессе разработки

вития техники поисково-разведочных работ.

Подразделение процесса поисково-разведочных работ на взаимосвязанные этапы и стадии независимо от степени геологической изученности той или иной территории обеспечивает установление наиболее рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе с целью повышения эффективности прогноза нефтегазодобываемостиTM, поисков и разведки месторождений (залежей) нефти и газа.

Все виды поисково-разведочных работ на любой стадии проводятся по специально составленным проектам, которые утверждаются соответствующими вышестоящими организациями.

§ 9.2. Виды геолого-разведочных работ и исследования, применяемые при поисках и разведке нефтегазодобываемых территорий и скоплений нефти и газа

Поиски и разведка нефтегазодобываемых территорий и скоплений нефти и газа производятся с применением широкого

комплекса геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и других исследований в сочетании с бурением опорных, параметрических и поисковых скважин, а также тематических исследований.

На каждом этапе и стадии поисков и разведки нефти и газа применяются определенные виды геолого-разведочных работ, рациональный комплекс которых определяется конкретными задачами данной стадии и особенностями геологического строения изучаемой территории или объекта (табл. 9.2).

Основой, с которой начинаются геолого-разведочные работы, направленные на выявление полезных ископаемых, является геологическая съемка, включающая геолого-структурное картирование, структурно-геоморфологические исследования и аэрокосмические съемки. Перечисленные виды работ применяют на региональном и поисковом этапах, начиная с мелкомасштабных (1:1000 000, 1:500 000) и заканчивая крупномасштабными видами съемок (1:50 000, 1:25 000 и выше) на стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению (табл. 9.3). Вместе с тем структурные построения по отдельным литолого-стратиграфическим комплексам или продуктивным горизонтам продолжают на всех стадиях разведочного этапа, при доразведке залежей и местоскоплений и в процессе их разработки.

Геолого-структурная съемка. Ее проводят с целью составления геологической карты отложений, выходящих на дневную поверхность, выяснения их стратиграфии, литологии, тектонического строения и выявления нефтегазопоявлений на поверхности. В зависимости от задач, поставленных перед геолого-структурной съемкой, различают съемки, приведенные в табл. 9.3.

Геологические государственные съемки масштабов 1:1 000 000 и 1:500 000 в сочетании с рекогносцировочными маршрутными поисками проводятся в слабоизученных районах с целью выяснения общих черт геологического строения и выделения

благоприятных районов для постановки следующей стадии поисково-разведочных работ на тот или иной вид полезного ископаемого, в частности на нефть и газ.

В рациональный комплекс видов современных геолого-структурных съемок входят аэрогеологические, фотометрические, космические исследования и геоморфологическое картирование. Они позволяют ускорить геолого-структурную съемку, особенно в труднодоступных и сложно построенных районах, при картировании морских акваторий, озерно-болотных, залесенных районов, вулканических областей. В любом районе может быть определен набор дешифрируемых признаков, позволяющих проследить границы распространения отдельных литолого-стратиграфических комплексов, складчатых структур, разрывных нарушений, эффузий, интрузий, зон тектонической трещиноватости.

Детальное изучение районов в масштабах 1:50 000 и 1:10 000 осуществляется с помощью крупномасштабных геологических съемок в сочетании с детальными специализированными поисками, ориентированными на свойственный данному району комплекс полезных ископаемых.

Методика и техника проведения различных видов геологических съемок подробно изложены в ряде пособий, инструкциях и методических руководствах.

С целью изучения региональных, зональных и локальных условий нефтегазонакопления в перспективных на нефть и газ регионах детальная геолого-структурная съемка осуществляется в комплексе со структурным картированием способом инструментальной плановой и высотной привязки опорных пластов и горизонтов в обнажениях, шурфах, канавах и мелких скважинах, а также структурно-геоморфологическим картированием. Для прослеживания границ горизонтов, пластов под мощным чехлом рыхлых современных аллювиальных и делювиальных отложений (свыше 5—20 м) в так называемых «закрытых»

**Т а б л и ц а 9.2. Комплекс видов работ, исследований и графических материалов
на различных стадиях поисков нефти и газа**

Типовой комплекс работ	Виды исследований	Графические материалы
<i>Региональный этап. 1-я стадия. Прогноз нефтегазоносности</i>		
1. Геолого-съёмочные (геологическая, структурно-геоморфологическая съёмки) 2. Аэрофото- и космические съёмки регионального и локального уровня генерализации 3. Мелкомасштабные геохимическая и гидрогеологическая съёмки 4. Геофизические (аэромагнитная, гравиметрическая) съёмки; электро-разведка модификаций; сейсморазведка (ГСЗ, КМПВ, МОГТ) по системе опорных профильных пересечений 5. Бурение опорных и параметрических скважин	Региональные стратиграфические, тектонические, палеотектонические, литофациальные, петрофизические, палеогеологические, геохимические, гидрогеологические, палеогидрогеологические	1. Обзорная карта 2. Схема расположения профилей скважин, физических точек наблюдений на геологической и тектонической основе 3. Сводные нормальные геолого-геофизические разрезы отложений крупных геоструктурных элементов 4. Геолого-геофизические разрезы опорных и параметрических скважин 5. Схемы межрайонной корреляции разрезов 6. Опорные геологические и геофизические профили 7. Схемы тектонического районирования 8. Схемы литофациальные 9. Геохимические и гидрогеологические схемы 10. Палеосхемы И. Схема нефтегазогеологического районирования с дифференцированием территории по перспективам нефтегазоносности и выделением первоочередных районов и зон для проведения последующих работ
<i>2-я стадия. Оценка зон нефтегазоаккумуляции</i>		
1. Геолого-съёмочные 2. Аэрофото- и космические съёмки полудетального и локального уровня генерализации 3. Геохимические и гидрогеологические съёмки 4. Геофизические (аэромагнитные гравиметрическая, электрометрическая) съёмки; сейсморазведка по профилям и по прогнозированию разреза; оконтуривание аномалий типа «залежь» (сейсморазведка, электро-разведка и др.). 5. Бурение параметрических скважин	Те же, но более детальные	1. Обзорная карта 2. Карта геолого-геофизической изученности 3. Схема расположения профилей и скважин на геологической структурной основе 4. Геолого-геофизические разрезы скважин с выделением нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов 5. Корреляционные схемы разрезов скважин нефтегазоносных и перспективных комплексов, горизонтов и пластов с указанием результатов их опробования 6. Геологические, сейсмогеологические, временные и другие разрезы, проходящие через опорные и параметрические скважины 7. Структурные карты по основным структурным элементам 8. Карта тектонического районирования 9. Литофациальные карты и палеосхемы перспективных комплексов и горизонтов 10. Гидрогеологические и геохимические карты 11. Карта нефтегеологического районирования 12. Подсчетные планы по каждому нефтегазоносному и перспективному комплексу 13. Карты перспектив нефтегазоносности и распределения плотности начальных потенциальных и прогнозных ресурсов нефти и газа с выделением площадей первоочередных работ

Поисковый этап. 1-я стадия. Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению.

1-я подстадия. Выявление объектов

1. Структурно-геологическая, структурно-геоморфологическая съемки
2. Аэро- и космическая съемки локального и детального уровня генерализации
3. Геофизические (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка различных модификаций), сейсморазведка, прогнозирование разреза, выявление объектов типа «залежь» (АТЗ)
4. Бурение структурных, параметрических скважин

То же

То же, пп. 1—6

7. Структурные схемы по отдельным горизонтам с выделением первоочередных объектов детальных работ
8. Карта сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических работ
9. Схемы распределения параметров для оценки локализованных прогнозных ресурсов
10. Информационные карты по учету выявленных перспективных объектов и аномалий типа «залежь» (АТЗ)

2-я подстадия. Подготовка объектов к поисковому бурению

1. Детальная сейсморазведка
2. Детальная электроразведка, высокоточная гравиразведка
3. Прогнозирование разреза (сейсмостратиграфия)
4. Выявление АТЗ
5. Структурное, иногда параметрическое бурение

То же

- То же, пп. 1 —11, с нанесением рекомендуемых точек заложения поисковых скважин
12. Карты качества сейсмических материалов на структурной основе
 13. Карты АТЗ на структурной основе
 14. Вертикальные разрезы АТЗ с выделением предполагаемой залежи
 15. Прогнозные геолого-геофизические разрезы с указанием литологии и мощности
 16. Паспорт объекта (структуры АТЗ, площади), подготовленного к поисковому бурению

2-я стадия. Поиск местоскоплений

1. Бурение поисковых скважин, их опробование и испытание
2. Гидрогеологические, геохимические, гидродинамические и другие виды исследований скважин в процессе бурения, опробования и испытания
3. Геофизические исследования скважин (ГИС)
4. Детализационная скважинная и наземная сейсморазведка
5. Специализированные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и положения контуров залежей

То же, гидродинамические и специализированные исследования по прогнозу геологического разреза и положения контуров залежей

1. Обзорная карта
2. Схема расположения поисковых скважин на исходной структурной основе
3. Сводный нормальный разрез площади
4. Геолого-геофизические разрезы поисковых скважин
5. Структурные карты
6. Схемы корреляции разрезов скважин
7. Геологические профильные разрезы
8. Схемы обоснования ВНК, ГНК, ГВК
9. Подсчетные планы по продуктивным горизонтам
10. Сводная карта нефтегазоносности с нанесением проектируемых разведочных скважин и условных контуров всех объектов разведки

Разведочный этап. 1-я стадия. Оценка местоскоплений (залежей)

1. Бурение разведочных скважин, их опробование и испытание с применением методов интенсификации притоков

Петрофизические, литологические, гидрогеологические

1. Обзорная карта
2. Исходные структурные карты по данным геофизики и структурного бурения

Типовой комплекс работ	Виды исследований	Графические материалы
2. ГИС 3. Геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие виды исследований в процессе бурения скважин 4. Детализационная скважинная и наземная сейсморазведка		3. Итоговые структурные карты по каждому объекту разведки 4. Сводный нормальный геолого-геофизический разрез 5. Геологические и корреляционные профили по продуктивным пластам 6. Геолого-геофизические разрезы скважин 7. Схемы опробования пластов 8. Схематические карты изолиний суммарной нефтегазонасыщенной и эффективной мощностей 9. Подсчетные планы с нанесением проектных разведочных скважин 10. Геолого-технические наряды проектируемых скважин
<i>2-я стадия. Подготовка местоскоплений</i>		<i>(залежей) к разработке</i>
1. Бурение, опробование и испытание разведочных и иногда опережающих эксплуатационных скважин с применением методов интенсификации притоков 2. ГИС 3. Геохимические, гидрогеологические, гидродинамические исследования 4. Детализационные геолого-геофизические площадные и скважинные работы (сейсморазведка, электроразведка, ВСП, СК, бурение скважин) 5. Опытно-промышленная эксплуатация месторождения (залежи)	То же	То же, пп. 1—9 10. Карты разработки и состояния фонда скважин 11. Графики разработки

районах в комплекс съемки вводят структурно-картировочное бурение и геофизические работы.

Геоморфологические методы исследования применяются при поисках зон региональных поднятий и локальных структур. Они наиболее целесообразны в слабообнаженных районах, так как позволяют значительно сократить объемы структурно-картировочного бурения за счет рационального размещения последних.

Применение геоморфологических исследований основывается на том, что во многих районах крупные структурные элементы и локальные структуры продолжают унаследованно формироваться в новейшее время и поэтому нередко фиксируются в современном рельефе.

Геоморфологическое выделение структурных форм производится на ос-

нове изучения современного рельефа, его генезиса и истории развития в связи с новейшими и более древними тектоническими движениями и геологическим строением слагающих его пород. При этом анализируются современные рельефоформирующие процессы, гидросеть, почвенно-растительный и озерно-болотный ландшафты, проводятся морфометрический и морфографический анализы новейшего этапа тектонического развития. При геоморфологических исследованиях используются **топокарты** крупного и среднего масштаба; аэрофотоматериалы; геологические, геоморфологические, почвенно-геоботанические и другие специальные карты; данные по геологии неоген-четвертичных отложений.

Геофизические методы исследования применяются на всех стадиях поисково-разведочных работ на нефть и газ. Общей задачей их является

Т а б л и ц а 9.3. Этапы геолого-структурной
съемки

Вид съемки	Масштаб	Задача съемки	Методика проведения съемки
Маршрутная	1:1 000 000 1:500 000	Предварительное изучение геологического строения и перспектив нефтегазонасности при проведении рекогносцировочных и региональных исследований на крупных слабоизученных территориях Составление обзорной геологической карты	Маршрутные пересечения вкрест простира- ния Аэрокосмогеологическая съемка
Региональная	1:500 000 1:200 000 в сложно построенных районах 1:200 000 1:100 000	Изучение геологического строения и общих перспектив нефтегазонасности отдельных крупных тектонических районов Выявление зон и отдельных локальных структур Составление региональных геологических карт	Маршрутно-площадная съемка (маршрутные пересечения вкрест простира- ния в совокупности с маршрутом по простира- нию) с проведением горных выработок
Детальная геологическая и геологоструктурная	1:100 000 1:50 000 в сложных построенных районах 1:25 000 1:10 000	Детальное изучение геологического строения наиболее перспективных районов и площадей. Составление детальных геологических и геологоструктурных карт	Площадная съемка (прослеживание контактов по простира- нию) с применением картировочного и структурного бурения, инструментальной привязкой обнажений, скважин и др.

изучение геоструктурных особенностей крупных территорий, выявление тектонических элементов различного порядка, выяснение и детализация их

строения. Исходя из решаемых задач и геологических особенностей изучаемого региона, выбирают наиболее рациональный в данных условиях комплекс геофизических методов.

На региональном и поисковом этапах используют высокопроизводительную площадную аэромагнитную и гравиметрическую съемки, электроразведку методами теллурических токов (ТТ), МТП, МТЗ, ВЭЗ становления поля и сейсморазведки по профилям методами глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ), КМПВ. Региональные геофизические рофили обязательно должны привязываться к опорным и параметрическим скважинам.

На рис. 9.1 показано сравнение результатов исследований методом ТТ и сейсморазведки КМПВ для одного из районов Западной Сибири

На рис. 9.2 представлена карта, построенная по данным электроразведки ВЭЗ по поверхности карбонатной толщи карбона, являющейся опорным горизонтом высокого сопротивления. На карте отчетливо показаны особенности строения ряда локальных поднятий одного из районов Волгоградского Поволжья.

В последние годы хорошие результаты при региональных исследованиях показал метод ГСЗ в комплексе с магниторазведкой и гравиразведкой повышенной точности. При этом в качестве источников возбуждения используются землетрясения и мощные промышленные взрывы.

По мере детализации исследований все большее значение приобретают сейсмические методы. На поисковом этапе на стадиях выявления объектов и подготовки их к поисковому бурению в настоящее время используют сейсморазведочные работы МОВ методами общей глубинной точки МОГТ и регулируемо-направленного приема МРНП.

На рис. 9.3 для сравнения представлены сейсмические разрезы МОВ и РНП. На профиле РНП довольно отчетливо отражается строение соляного купола, осложненного в западной части надвигом, в то время как на профиле МОВ фиксируются только от-

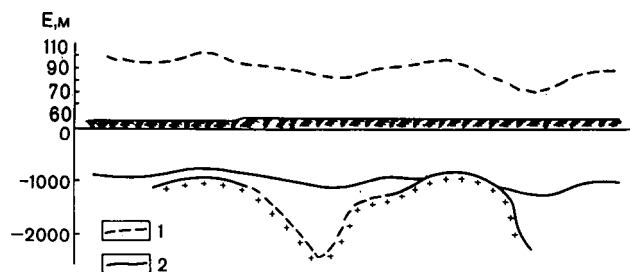


Рис. 9.1. Сравнение результатов наблюдения по методу теллурических токов с данными сейсморазведки (Западная Сибирь, по Ю. С. Конелеву):
1 — средняя напряженность поля ТТ (E); 2 — опорный электрический горизонт ТТ; 3 — фундамент по данным КМПВ

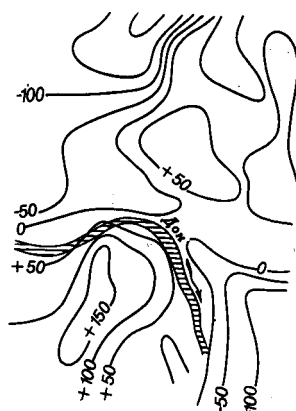


Рис. 9.2. Структурная карта поверхности известняков карбона по данным электроразведки ВЭЗ

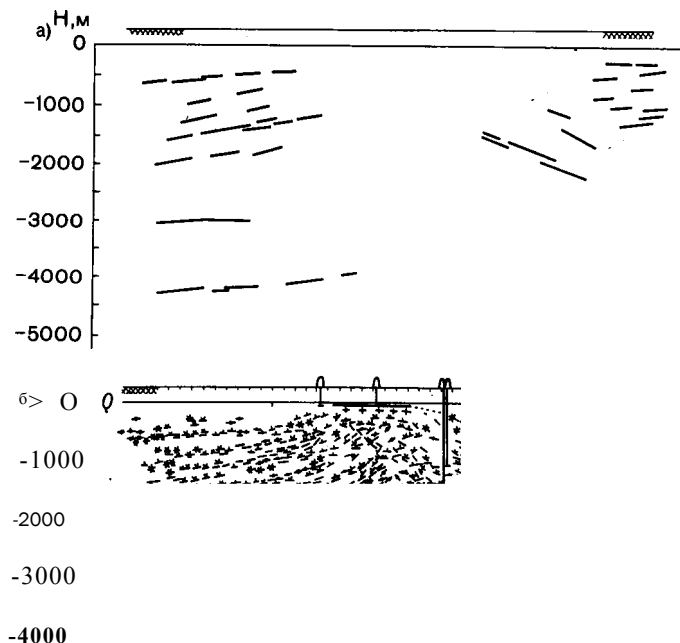


Рис. 9.3. Геологические результаты применения РНП в Актыубинском Приуралье (по В. В. Знаменскому и др.):
а — профиль по данным сейсморазведки МОВ; б — профиль по данным сейсморазведки РНП

дельные площадки, отражающие крылья купола.

При выявлении и подготовке объектов к поисковому бурению наряду с традиционными методами ТТ и ВЭЗ применяют новые, основанные на

использовании изменения искусственно создаваемых переменных электромагнитных полей (ЗСБЗ, ВП и др.).

В последние годы обнадеживающие результаты дают прямые геофизические методы поисков местоскоплений нефти

щ, □г й³ ШЗ⁴ В⁶ ЕЕЗ⁷

Рис. 9.4. Обнаружение сейсмическим методом водонефтяного контакта на нефтяном местоскоплении Муханово (по М. Ф. Мирчинку и И. Я. Баллаху):

a — геологический разрез; *б* — сейсмический разрез. *Породы*: 1 терригенные; 2 карбонатно-глинистые, 3 — известняки; 4 — кристаллические; 5 — нефтенасыщенные; 6 — отражения от границ раздела в осадочной толще; 7 — отражения от водонефтяных контактов (ВНК)

и газа, основанные на выявлении геофизических аномалий типа «залежь» (АТЗ) методами сейсморазведки и в ряде случаев высокоточной электро-разведки и гравиразведки.

Значение геофизических методов при подготовке объектов к поисковому бурению все время возрастает. Современное развитие техники и методов геофизических исследований дает возможность использовать их не только на начальных этапах и стадиях геолого-разведочного процесса для решения тектонических задач при региональных и поисковых работах, но и на этапе разведки при подготовке объектов к разработке и даже в процессе разработки местоскоплений нефти и газа. На этих стадиях детальная сейсморазведка, как наземная (площадная), так и скважинная, позволяет уточнять структурные особенности местоскоплений, геометрию продуктивного пласта в околоскважинном пространстве, прогнозировать литологический состав разреза и его изменчивость. В комплексе с электроразведкой прослеживаются и уточняются водонефтяные и водогазовые контакты уже выявленных залежей углеводородов.

На рис. 9.4 для примера показан профильный сейсмический разрез местоскопления Муханово, на котором четко отмечаются отражения от водонефтяных контактов в нижнекаменно-

угольных и девонских отложениях. Все это позволяет значительно повысить эффективность разведочных работ на нефть и газ, избежать бурения многих дорогостоящих глубоких скважин. Поэтому в скором будущем традиционно именуемая «полевая» геофизика резко расширит свою область применения и будет широко применяться в промыслово-геологических исследованиях.

Геохимические методы исследования основаны на прямом обнаружении УВ, мигрирующих из залежей, а также на изучении изменений горных пород, подземных вод, почв и условий жизнедеятельности растений и животных организмов, возникающих под влиянием углеводородов. Благодаря миграции УВ, растворенных в воде и находящихся в свободном состоянии, по системам трещин и разрывным нарушениям, латеральной фильтрации через пористые породы (эффузия), их диффузии через толщу покрывающих залежи пород над нефтяными и газовыми залежами образуются локальные геохимические поля, достигающие дневной поверхности и создающие геохимические аномалии. Наиболее надежными геохимическими признаками являются углеводородные газы, следы легких фракций нефти и битума нефтяного происхождения в почвах, породах и подземных водах, концентрации которых превышают фо-

новые значения. В настоящее время применяют различные методы геохимических исследований: газовую съемку; битумно-люминесцентный; микробактериальный; окислительно-восстановительный потенциал; радиохимический; газовый каротаж.

Перечисленные методы исследований, которые могут производиться путем изучения газового, битумного, бактериального состава и других свойств пород и вод, выходящих на поверхность и получаемых на глубине из буровых скважин, разделяются на:

1) наземные площадные (газовая, битумная, газобактериальная съемки и др.);

2) глубинные (газокерновая съемка, газовый и битумный каротаж и др.), проводимые при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых и разведочных скважин.

Наземные геохимические методы в основном используются на региональном и поисковом этапах в новых слабоизученных регионах и площадных поисковых работах. Их применение наиболее эффективно в комплексе с геологическими и геофизическими методами. Глубинные геохимические методы применяются на всех стадиях поисково-разведочных работ, решая на каждой из них определенные задачи.

На региональном и поисковом этапах, когда одной из основных проблем, которые необходимо решить, является выявление условий осадконакопления и возможности формирования нефтегазопroduцирующих комплексов в данном регионе, геохимические методы должны применяться в широких масштабах, включая в себя газовый и битумный каротаж и геохимические исследования шлама, керна при бурении скважин. Указанные исследования необходимы также для количественного прогнозирования нефтегазоносности как по отдельным литолого-стратиграфическим комплексам и площадям, так и по региону в целом.

Газовый каротаж используют при бурении поисковых скважин с целью выделения нефтегазосодержащих пластов и горизонтов. Геохимический и

термобарический методы исследований выявляют зональность размещения УВ различного фазового состояния по площади и по разрезу, что необходимо при планировании целенаправленных поисковых работ на нефть или газ.

На разведочных этапах геохимических исследований определяются физико-химические свойства УВ в пластовых условиях, что необходимо для подсчета запасов и составления технологической схемы разработки залежей. Анализ и сопоставление физико-химических свойств УВ, содержащихся в различных продуктивных горизонтах, блоках или залежах какого-либо местоскопления, с данными гидродинамических исследований целесообразно использовать для выяснения гидродинамических взаимосвязей между этими горизонтами или блоками, знание которых обязательно как при разведке, так и при разработке местоскопления.

Гидрогеологические и гидрохимические методы исследования основаны на изучении региональных и локальных особенностей гидродинамических систем, состава подземных вод и растворенных в них газов, с эволюцией которых тесно связано образование УВ, формирование и разрушение их скоплений. На региональном и частично поисковом этапе проводятся гидрогеологическая съемка путем опробования естественных и искусственных водопровявлений (водяные источники, колодцы, водяные скважины и др.) и гидрогеологические исследования опорных, параметрических и поисковых скважин. Задачей этих работ является изучение химического состава вод (содержание солей, органических веществ и др.), характеристики растворенного газа (состав, давление насыщения); гидродинамической характеристики осадочного бассейна или развитых в нем крупных структурных элементов, палеогидрогеологической обстановки развития района и т. д. Все это необходимо для прогнозирования нефтегазоносности региона и определения наиболее благоприятных районов и возможных зон нефтегазонакопления.

Гидрогеологические исследования

могут быть успешно использованы и на стадии выявления объектов для подготовки их к поисковому бурению.

При разведке нефтяных и газовых местоскоплений гидрогеологические исследования проводятся в разведочных скважинах при опробовании нефтегазоносных и водоносных горизонтов путем замеров давлений на устье и забое скважины, статических и динамических уровней, температуры и отбора глубинных проб.

Основные задачи, решаемые при использовании гидрогеологических исследований на стадии разведки: прогнозирование условий проводки скважин, вскрытия, опробования и испытания продуктивных горизонтов; определение положения водонефтяных, газодняных контактов, переходных зон и т. д.; определение гидравлической взаимосвязи продуктивных горизонтов; определение запасов водорастворенных газов; прогнозирование режимов нефтегазодонасных пластов (А. А. Карцев, А. М. Никаноров, 1983). Эти данные необходимы не только для разработки оптимальных режимов бурения разведочных, а затем эксплуатационных скважин, но при подсчете запасов У В и подготовке технологической схемы разработки местоскопления или залежи.

Геотермические исследования проводятся для выявления условий миграции УВ, изучения вертикальной и площадной зональности их фазовых состояний в пределах изучаемого региона, формирования подземных вод и т. д. Эти исследования могут применяться в процессе как региональных исследований, так и детальных геолого-поисковых работ. Температурные наблюдения проводятся в скважинах в процессе опробования отдельных горизонтов или при каротажных работах.

Региональные геотермические исследования, характеризующие распределение глубинных температур и геотермическую обстановку различных частей изучаемой территории, могут быть использованы при тектоническом районировании, поскольку плотность теплового потока во многих случаях отражает структурный план. Однако

взаимоотношения повышенных или пониженных значений теплового поля и структуры фундамента и осадочного чехла могут быть различны в зависимости от конкретного геологического строения региона. Данные геотермии хорошо характеризуют области питания и сноса, режим и динамику подземных вод артезианских бассейнов и другие гидрогеологические особенности исследуемых территорий. Региональные исследования на обширных площадях осадочных бассейнов позволяют изучать условия формирования и динамику подземных вод, судить о литологических и структурно-тектонических особенностях бассейнов и определять возможные глубины синклинальных прогибов, находящихся между областями питания и разгрузки. Большое практическое значение имеет изучение глубинной тектоники по данным геотермических исследований. На поисковом этапе геотермия используется при структурном картировании, поскольку повышенные геотермические аномалии часто соответствуют локальным поднятиям или зонам нарушений, если они являются очагами разгрузки водоносных комплексов.

В последние годы разрабатывается метод прямых поисков скоплений УВ, основанный на изучении характера теплового потока в зонах их распространения.

На разведочном этапе при составлении технологической схемы разработки материалы геотермических исследований необходимо использовать при изучении профиля притока из отдельных пластов опробуемого горизонта и выбора оптимальных методов воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи.

§ 9.3. Номенклатура и назначение буровых скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ

На всех этапах поисков и разведки на нефть и газ в значительных объемах проводится бурение скважин. Классификация буровых скважин утверждается совместным решением Министерств геологии, нефтяной и газовой промыш-

ленности. Согласно классификации на региональном и поисковом этапах бурятся опорные, параметрические, структурные, поисковые скважины, а на разведочном — разведочные и опережающие эксплуатационные скважины. Кроме того, выделяются категории эксплуатационных скважин, объединяющих оценочные, эксплуатационные, нагнетательные и скважины для сбора промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов, подземного хранения и др.

Каждая категория скважин выполняет определенные задачи в зависимости от этапа или стадии поисково-разведочных работ, при которых проводится бурение (табл. 9.4). Этим задачам соответствует комплекс геологических и геофизических исследований, проводимых при бурении скважин помимо отбора керна вскрываемого разреза и видов его аналитического изучения. Поскольку объем исследований, в том числе полнота отбора керна, в значительной мере влияет на стоимость скважины и время ее сооружения, при планировании буровых работ очень важно определить оптимальные категорию и количество скважин, бурение которых обеспечило

Т а б л и ц а 9.4. Классификация буровых скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ

Категория скважин	Назначение скважин	Этапы и стадии поисково-разведочных работ
Параметрические	Изучение литолого-стратиграфических особенностей нефтегазоперспективных или ранее -не вскрытых частей разреза, коллекторов, флюидоупоров, взаимоотношений стратиграфических комплексов; изучение геофизических параметров разреза, его гидрогеологической, геохимической и термобарической характеристики. Оценка перспектив нефтегазоносности	Региональный этап, поисковый этап, стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению
Структурные	Выявление и детализация строения перспективных объектов (площадей) ; прослеживание тектонических нарушений, отдельных блоков и т. д.	Поисковый этап, стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению
Поисковые	Выявление новых местоскоплений, новых залежей в обособленных блоках, опробование и испытание нефтегазоносных горизонтов, выбор объектов для проведения детализационных геофизических и буровых работ	Поисковый этап, стадия поиска местоскоплений
Разведочные	Установление контуров местоскоплений (залежей), выбор объектов и этажей разведки, определение фильтрационных параметров, коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата, опытно-промышленная эксплуатация, подготовка к разработке	Разведочный этап, стадии оценки местоскоплений и подготовки местоскоплений (залежей) к разработке
Опережающие эксплуатационные	Опытно-промышленная эксплуатация разведанных залежей, доразведка разрабатываемых объектов (залежей)	Разведочный этап, стадия подготовки местоскоплений (залежей) к разработке, стадия эксплуатационной разведки
Опорные	Изучение в малоисследованных территориях литолого-стратиграфического разреза на максимально возможную глубину, выявление нефтегазопроизводящих, перспективно нефтегазоносных комплексов, коллекторов, флюидоупоров; изучение геофизических и термобарических параметров гидрогеологической и геохимической характеристики разреза и слагающих его пород, оценка перспектив нефтегазоносности	Региональный этап

бы получение максимальной геологической информации при минимальных капиталовложениях в возможно короткие сроки.

Каждому производственному объединению, управлению разведочного бурения и экспедиции ежегодно утверждается объем буровых работ по каждой категории скважин.

Опорные скважины. Они предназначены для исследования геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий на стадии региональных геолого-геофизических работ, изучения крупных геоструктурных элементов и слагающих их горных пород, выяснения истории геологического развития, условий возможного нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, определения целесообразности и темпов поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах изучаемого геоструктурного элемента.

В относительно изученных районах иногда опорные скважины закладываются для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для освещения отдельных принципиальных вопросов с целью уточнения геологического строения, перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Опорные скважины, как правило, закладываются в благоприятных структурных условиях. Бурение их осуществляется до фундамента, а в областях его глубокого погружения — до технически возможных глубин. При проведении опорного бурения всесторонне изучаются разрезы, вскрываемые скважинами. С этой целью проводится максимально возможный отбор кернa и шлама по всему разрезу скважины, полный комплекс промыслово-геофизических и геохимических исследований, наблюдения за нефтегазоводопоявлениями, а после окончания бурения — опробование продуктивных и перспективных горизонтов. Исследования и научная обработка полученных материалов осуществляются в соответствии со специальной инструкцией по провод-

ке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения.

Опорные скважины являются действительно опорными, базовыми пунктами, к которым привязывается весь комплекс региональных геологических, геофизических, гидрогеологических, геохимических и других видов поисково-разведочных работ.

Опорное бурение сыграло огромную роль в изучении геологического строения территории нашей страны, определении главнейших первоочередных направлений геолого-разведочных работ и открытии новых нефтегазоносных провинций, таких, как Западная Сибирь, Средняя Азия, Северное Предкавказье и др.

Параметрические скважины. Они используются для изучения глубинного геологического строения, сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазоаккумуляции и выявления наиболее перспективных районов для детальных геолого-поисковых работ, изучения геофизических параметров разреза при проведении качественной и количественной интерпретации результатов геофизических исследований. В последние годы параметрическое бурение как один из основных методов исследований применяется во многих нефтегазоносных районах для изучения особенного строения и перспектив нефтегазоносности нижних структурных этажей. Параметрические скважины закладываются в пределах локальных структур или профилей для региональной изучения крупных тектонических элементов. Параметрические скважины должны буриться в сочетании с региональными сейсморазведочными работами. Глубина скважин выбирается из расчета вскрытия фундамента или на максимально возможную глубину. В параметрических скважинах для изучения стратиграфических разрезов и их геофизической характеристики в значительных объемах должен производиться отбор кернa, шлама и образцов боковыми грунтоносами. Кроме этого осуществляется полный комплекс промыслово-геофизических исследова-

ний, в том числе сейсмокаротаж, геохимические методы, отбор проб нефти, газа и воды, опробование пластов в процессе бурения опробователем на каротажном кабеле или пластоиспытателем и испытание продуктивных горизонтов.

Структурные скважины. Они обычно бурятся на стадии подготовки площадей к поисковому бурению с целью детализации строения перспективных структур, прослеживания нарушений и выделения отдельных блоков. Структурное бурение применяется в районах, где геофизические исследования не могут достаточно надежно решать задачи выяснения детального строения площадей. Бурение производится до определенных маркирующих горизонтов, по которым строятся структурные карты. В ряде регионов хорошие результаты дает комплексирование структурного бурения с геофизическими и в первую очередь сейсмическими исследованиями.

В отдельных случаях структурное бурение может производиться на стадии региональных работ путем заложения региональных профилей глубоких структурных скважин для изучения общих черт строения крупных тектонических элементов. В последнем случае такие скважины в практике исследований называются *структурно-профильными*. Следует отметить, что по мере совершенствования геофизических методов разведки объем структурного бурения уменьшается.

Поисковые скважины. Они закладываются на площадях, подготовленных геологическими и геофизическими методами с целью открытия новых местоскоплений нефти и газа, а также бурятся на ранее открытых местоскоплениях для поисков новых залежей, залегающих ниже или выше ранее выявленных продуктивных горизонтов. Согласно йствующей инструкции, к поисковым скважинам относятся все скважины, заложенные на новой площади до получения первых промышленных притоков нефти и газа из данного горизонта, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектоничес-

ких блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах известного местоскопления нефти и газа также до получения первых промышленных притоков.

Разрезы поисковых скважин должны детально изучаться. Для этого в них производится поинтервальный отбор керна по всему разрезу, не изученному бурением, и сплошной отбор в интервалах, где предполагаются продуктивные горизонты, полный комплекс промыслово-геофизических исследований, отбор шлама, опробование пластоиспытателем в процессе бурения и после окончания бурения предполагаемых продуктивных горизонтов.

Разведочные скважины. Они бурятся на площадях с установленной нефтегазоносностью с целью оценки запасов по промышленным категориям и сбора необходимых данных для составления схемы разработки. При бурении производится отбор керна в интервалах залегания продуктивных горизонтов, промыслово-геофизические исследования, опробование в процессе бурения пластоиспытателями и испытание продуктивных горизонтов после окончания бурения, а также пробная эксплуатация выявленных залежей.

При разработке залежей разведочные скважины часто используют как эксплуатационные.

Эксплуатационные скважины. В последние годы эти скважины применяются на завершающих стадиях разведки местоскопления или залежей нефти и особенно газа при проведении опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ), которая ведется разведочными скважинами, выполнившими свою функцию, или опережающими эксплуатационными скважинами. Последние целесообразно закладывать на уже разведанном участке местоскопления (залежи) по разреженной эксплуатационной сетке, принятой для данного типа местоскопления в уже освоенном нефтегазоносном районе. К эксплуатационным относятся также оценочные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

Результативность и успешность бу-

рения всех видов скважин во многом зависят от технологии их проводки, методов вскрытия, опробования и испытания перспективных и продуктивных горизонтов, а также от качественной лабораторной обработки образцов керна, шлама, образцов боковых грунтоносков, фауны, микрофауны и др., на основе которых определяются возраст вскрытых пород, их литолого-петрографические и физические свойства, структурные особенности исследуемой территории и другие параметры.

Важной задачей является качественное проведение промыслово-геофизических исследований различных категорий скважин, комплекс которых обычно утверждается соответствующим министерством и ведомством. Объемы и виды промыслово-геофизических исследований определяются геологическими условиями и задачами, поставленными перед бурением. При этом учитываются геолого-геофизическая характеристика разреза и условия проведения промыслово-геофизических исследований.

Одна из важнейших задач бурения — изучение газонефтеносности разреза исследуемого района. Решение ее должно проводиться на основе комплексного изучения кернов, фиксирования нефтегазопоявлений в процессе бурения, интерпретации промыслово-геофизических и геохимических материалов и опробования продуктивных пластов в процессе бурения с помощью пластоиспытателей. Окончательное решение вопроса о характере нефтегазоносностиTM изучаемой площади должно проводиться после окончания бурения скважин и обработки полученных по ним геолого-промысловых данных.

§ 9.4. Комплекс исследований и геологическая документация при бурении поисковых и разведочных скважин

При бурении и испытании поисковых и разведочных скважин должен быть осуществлен комплекс геологических, геофизических и гидродинамических исследований, обеспечивающих получение исходных данных, необходимых

для изучения нефтегазоносности разреза, подсчета выявленных запасов нефти и газа и проектирования разработки. С этой целью выполняется следующий комплекс работ (по М. А. Жданову):

1) отбор керна колонковым долотом для изучения литологической характеристики пластов и физических свойств коллекторов, определения общей, эффективной и газонефтенасыщенной мощности, положения водонефтяного контакта, а также лабораторного изучения физических свойств пород продуктивного горизонта (гранулометрический состав, открытая и эффективная пористость и проницаемость и нефтеотдача коллекторов); отбор образцов пород из пропущенных интервалов боковым грунтоносом; отбор шлама для изучения литологии разреза и выявления нефтегазоносности;

2) геофизические исследования скважин методами, принятыми для данного района; электрометрия — стандартный зонд и боковое электрическое зондирование для расчленения вскрытого разреза, корреляции скважин, выявления коллекторов и оценки их свойств, нефтегазонасыщенности, мощностей, определения положения водонефтяного контакта и др. Большое значение имеет микрозондирование, позволяющее более детально расчленить разрез, уточнить его литологию и выделить проницаемые прослои. В последнее время широко применяются новые методы — индукционный и боковой акустический каротаж;

3) радиоактивные исследования: гамма-метод (ГМ); нейтронный гамма-метод (НГМ); нейтрон-нейтронный метод (НИМ) и др.—для изучения литологической характеристики и расчленения разреза, оценки пористости, нефтегазонасыщенности и определения положения водонефтяного контакта;

4) замеры: инклинометром — для установления кривизны, азимута искривления и отклонения забоя скважины; электротермометром — для определения высоты подъема цемента в затрубном пространстве колонны; каверномером — для определения фактического диаметра скважин и выделения

коллекторов во вскрытом разрезе; замеры электротермометром производятся после установления в скважине естественного теплового поля для определения пластовых температур, значений геотермического градиента и ступени;

5) газовый метод исследования скважин для определения нефтегазоносности разреза и выявления продуктивных горизонтов;

6) глубинные промысловые исследования скважин для определения пластового и забойного давления, температуры, давления насыщения и количества газа, растворенного в нефти в пластовых условиях, объемного коэффициента, физических свойств нефти и воды в пластовых условиях, химического и фракционного состава нефти и газа;

7) определение в результате пробной эксплуатации испытуемых пластов дебитов нефти, газа и воды. При наличии нескольких пластов, объединенных одним фильтром, скважина должна быть исследована глубинным дебитометром;

8) исследование скважин при различных режимах для определения коэффициента продуктивности, установления темпов снижения пластового давления, дебитов нефти, газа и воды в процессе пробной эксплуатации;

9) определение в одной или нескольких скважинах (в зависимости от размера залежи) коэффициента нефтенасыщения по данным исследования кернов, отобранных с сохранением пластовых условий путем вскрытия продуктивного горизонта с применением безводных растворов после перекрытия обсадной колонной всех пластов, расположенных над изучаемым объектом.

В результате обобщения вышеуказанных данных, полученных по всем поисковым и разведочным скважинам, должны быть построены структурные карты по кровле и подошве продуктивного горизонта, уточнено положение поверхности водонефтяного или газоводяного контакта, а также внутреннего и внешнего контуров нефтеносности.

Кроме того, необходимо составить карты равных значений эффективной нефтенасыщенной мощности, открытой пористости и нефтенасыщения, а также карту литологических разностей (если пласт неоднороден).

Пробуренные скважины, вскрывшие продуктивный пласт, должны быть испытаны для определения дебитов нефти или газа, причем испытание должно быть доведено до такого состояния, когда скважина будет полностью освобождена от глинистого раствора и технической воды. Пробную эксплуатацию необходимо производить во всех скважинах, в которых получена нефть (или газ). Из числа скважин, давших воду за контуром нефтеносности, следует оборудовать одну-две пьезометрические для непрерывного наблюдения за изменением уровня жидкости.

В настоящее время при изучении продуктивных площадей широко применяют гидроразведочные работы, которые заключаются в прослушивании и самопрослушивании скважин. *Прослушиванием* называется запись колебаний статического уровня (волн давлений) в скважине, возникающих вследствие изменения отбора из другой скважины. При наблюдении в простаивающей скважине за колебаниями уровня, происходящими в результате пусков и остановок других скважин, как бы прослушивается их работа. *Самопрослушиванием* называется наблюдение за изменениями давлений на забое скважины, возникающими от изменений отбора из этой же скважины.

С помощью гидроразведочных работ уже в процессе пробной эксплуатации можно получить предварительные данные о степени неоднородности нефтяного пласта и гидродинамической связи между разведочными скважинами, что имеет исключительно важное значение при подсчете запасов и составлении проекта разработки. Методами гидроразведки можно установить расположение литологических и тектонически экранированных ловушек.

Анализ имеющихся материалов убеждает в том, что испытание разведочных скважин должно иметь опреде-

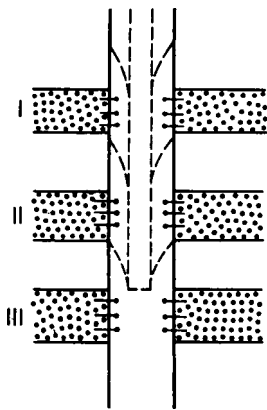


Рис. 9.5. Схема исследования дебитов отдельных пластов глубинным дебитометром

ленную направленность. Так, нередко проводимое опробование только наиболее хорошо выраженной «пики», расположенной обычно в верхней части горизонта, лишает возможности определять продуктивность отдельных пластов, слагающих продуктивный горизонт. Раздельное поинтервальное опробование должно способствовать правильной оценке промышленных возможностей как всего горизонта в целом, так и отдельных составляющих его пластов и пропластков. В этом отношении значительную помощь может оказать глубинный дебитометр, позволяющий раздельно определять дебиты нескольких пластов, объединенных одним фильтром.

Если в скважине эксплуатируются три пласта (I—III), объединенные одним фильтром (рис. 9.5), то для определения дебита нижнего пласта дебитометр устанавливают в кровле пласта III, чтобы изолировать верхние пласты (I и II). Установив, что дебит пласта III равен a , дебитометр перемещают в новое положение над кровлей пласта II для определения совместного дебита двух пластов: II и III. Предположим, что общий дебит пластов II и III равен B , тогда дебит пласта II будет равен разности $B - a$. Для определения дебита пласта I дебитометр устанавливают над его кровлей, а затем измеряют общий дебит всех трех пластов, равный c ; тогда дебит пласта I будет равен $c - B$.

Если подключение нового пласта не сопровождается увеличением дебита, то это свидетельствует об отсутствии притока из него.

С помощью глубинного дебитометра появилась возможность изучать геологическую неоднородность продуктивных пластов и горизонтов не только по данным керн и электрометрических исследований скважин, но и по дебитам жидкости, получаемой из каждого пласта в отдельности. В этой связи важные исследования проведены для горизонта Д₁ в скважинах площадей Ромашкинского местоскопления, которые показали, что не все пласты этой залежи участвуют в разработке. В основном приток нефти обеспечивается из хорошо проницаемых пластов, в то же время слабопроницаемые пласты (алевролиты и некоторые разновидности песчаников) при существующих забойных давлениях не отдают нефть.

Литологическая неоднородность и различие коллекторских свойств пластов, слагающих нефтяную залежь, могут быть определены с помощью закачки воды с изотопами в нагнетательные скважины. Эти исследования показали, что в пределах залежи Д (нет ни одной нагнетательной скважины, в которой все вскрытые пласты принимали бы воду). Исследования с помощью изотопов подтвердили выводы, сделанные по результатам исследования скважин дебитометром, что некоторые пласты горизонта Д со слабой проницаемостью и большой литологической изменчивостью при существующих давлениях не принимают активного участия в притоке нефти в эксплуатационные скважины и в приемистости закачиваемой воды в нагнетательные скважины.

§ 9.5. Методы корреляции разрезов буровых скважин*

Под **корреляцией** геологических разрезов понимается сопоставление их между собой для выяснения возрастных соотношений, выделения маркирующих го-

* § 9.5. Написан при участии А. Н. Петровой и А. В. Кузнецова.

ризонтов и одноименных пластов, выявления изменений литологического состава, а также для установления характера контактов пластов, угловых несогласий и др.

При сопоставлении разрезов, расположенных в пределах одной структуры, корреляция может быть *локальной*, при сопоставлении разрезов структур, расположенных в нефтегазовом районе,—*межрайонной*; при сопоставлении разрезов в пределах большого региона или бассейна седиментации—*региональной*.

Локальная корреляция необходима для подсчета запасов и проектирования разработки местоскопления, а межрайонная и региональная — для изучения основных черт геологического строения и оценки перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа того или иного региона и выбора направлений поисково-разведочных работ.

Следует различать корреляцию общую и детальную. При *общей корреляции* сопоставляют разрезы по более или менее крупным стратиграфическим единицам или по нескольким имеющимся в разрезе опорным горизонтам или реперам, которые по ряду характерных признаков четко выделяются в разрезах скважин и прослеживаются по всей площади местоскопления. При *детальной корреляции* проводят послойное изучение нефтеносных и газоносных горизонтов с целью подсчета запасов нефти и газа по высоким категориям проектирования и анализа системы разработки залежи. Эта корреляция особенно необходима для пластов, характеризующихся литологической изменчивостью, расслаивающихся на отдельные пропластки, выклинивающиеся в различных направлениях. При изучении продуктивного горизонта ее следует вести по его кровле, если продуктивная свита не размыта и нормально перекрывается вышележащими пластами, а также по маркирующему прослою внутри горизонта, если его кровля размыта или недостаточно четко выражена.

Детальная корреляция дает возможность выяснить распространение по

площади каждого отдельного пласта, представленного песчаником, известняком, и другими породами, а также определить границы выклинивания и изменчивость их коллекторских свойств. Это имеет огромное значение при подсчете запасов промышленных категорий, а также при проектировании и анализе системы разработки горизонта в целом.

Первым этапом работы при корреляции является детальная характеристика последовательности напластования и выявления всех возможных специфических литологических или палеонтологических особенностей каждого отдельного слоя. В целом наблюдаемые особенности пластов могут иметь местное значение, если они характеризуют сравнительно небольшую территорию, или региональное в том случае, если выдерживаются в пределах значительного региона.

Среди характерных особенностей пластов, которые могут быть использованы для местной или региональной корреляции, по степени значимости различают

1) палеонтологическую характеристику толщ или пачек, выделяющихся по присутствию определенных руководящих форм или определенных комплексов фауны;

2) литологические особенности пластов; существенным преимуществом литологических признаков при работе по корреляции разрезов является простота их выявления, поскольку они могут быть получены в результате визуального описания керна;

3) данные геофизических методов изучения пластов; наиболее широко применяемые методы исследования—электрометрические, радиометрические, акустические, термометрические—основаны на изучении физических свойств нефтеносных, газоносных и водоносных пород;

4) особенности химического состава пород, выявление которых требует лабораторных и других специальных методов исследований;

5) механические методы корреляции, основанные на изучении степени твердости пород.

В связи с вышеуказанным применением следующие методы корреляции разрезов скважин:

палеонтологические — по комплексу — макрофауна; фораминиферы; остракоды; диатомовые водоросли; радиолярии; споры и пыльца;

литологические — по макроscopicкому исследованию пород; по гранулометрической характеристике пород; по минералогическому составу теоригенной части пород; по минеральной природе глинистого вещества; по характеру и химико-минералогическому составу конкреционных образований в породе;

геофизические — по данным электрометрии, радиометрии, термометрии скважин, кавернометрии и др.;

геохимические — по углеродному коэффициенту; по карбонатности пород; по формам серы и железа; по малым элементам Уа, Си, № и их количественным соотношениям (спектральный метод); по компонентному составу битуминозных веществ;

механический — связывает скорость проходки с нагрузкой на долото, его размерами и частотой вращения ротора, с объемной скоростью циркуляции промывочной жидкости и др.

Все перечисленные методы в той или иной степени, за исключением механического, предполагают отбор кернa по сопоставляемым разрезам скважин. Однако в интервалах разреза, где не предусмотрен отбор кернa, шлам, отбираемый из промывочного раствора, может быть использован для изучения микрофауны, микропетрографических и спектральных исследований.

Палеонтологические методы корреляции. Палеонтологический метод исследований предусматривает анализ всего фаунистического и флористического комплекса, содержащегося в тех или иных частях разреза. Особенно эффективен палеонтологический метод для морских, в первую очередь карбонатных, отложений, богатых фаунистическими остатками. Группами микрофауны, дающими возможность подробно расчленить карбонатные разрезы, яв-

ляются фораминиферы и остракоды, которые могут встречаться в изобилии даже в небольшом объеме горной породы. Изучение макрофауны возможно только при наличии обильного кернового материала.

Литологические методы корреляции.) Одним из наиболее простых литологических методов, не требующих трудоемких исследований, является метод сопоставления разрезов на основе макроscopicкого описания пород. Однако при его использовании от исследователя требуются большая наблюдательность, умение сосредоточить внимание на специфических особенностях породы, чтобы обнаружить признаки, которые могут служить коррелятивами. В некоторых случаях довольно много дают: текстурно-структурные особенности.!

Наиболее широко применяется метод сопоставления разрезов на основе минералогического состава терригенной¹ части пород. Он особенно эффективен в тех случаях, когда необходимо выделить более крупных подразделений немого разреза — толщ, свит или сравнительно мощных пачек. Если комплекс терригенных минералов представлен лишь наиболее устойчивыми минералами и является однообразным для очень мощных толщ, отдельные пачки последних могут различаться между собой; типоморфными разновидностями того; или иного присутствующего в них минерала. Этот метод требует предельно тщательного послойного изучения разреза одной из скважин, который будет опорным для сопоставления разрезов остальных скважин на интересующей площади.

В последние годы различными авторами делались попытки использовать для детального сопоставления разрезов результаты исследований минералогического состава глинистой части пород; применяются и рентгеноструктурные исследования.

Основными условиями для успешного применения литологических методов являются наличие кернa во всех скважинах, подлежащих сопоставлению, и сплошной отбор его по разрезу одной скважины, который в дальнейшем будет служить опорным. В этом опорном раз

разрезах должны быть изучены все слои интересующей толщи.

Геофизические методы корреляции.

Геофизические методы исследований являются основными при изучении разрезов скважин и их сопоставления. Из них наиболее широко используются методы электрометрии (обеспечивает сплошную характеристику вскрываемых разрезов), радиометрии и кавернометрии. Эти методы позволяют в короткий срок расчленить разрез скважины и в совокупности с имеющимися характеристиками керна выделить литологические разности, определить глубину залегания и мощность каждого прослоя, оценить его коллекторские свойства и газонефтенасыщенность.

Диаграммы геофизических методов исследований являются основным материалом для корреляции разрезов скважин и всех необходимых геологических построений: составления геологических профилей, структурных карт, карт равных мощностей (как отдельных стратиграфических подразделений, так и отдельных продуктивных свит, горизонтов, пластов), карты поверхности первоначального и текущего положения водонефтяного контакта и др.

Метод электрометрии. При корреляции разрезов метод электрометрии используют в такой последовательности. На разведочной площади обычно по первым разведочным скважинам производится расчленение разреза на отдельные литологические комплексы. Возраст пластов, пачек, свит определяется или путем сопоставления электрометрических данных с разрезами соседних, ранее изученных площадей, или по палеонтологическим данным, полученным в результате изучения керна. В разрезах выделяют определенные интервалы, содержащие **продуктивные нефтеносные или газоносные пласты.**

Корреляцию по электрометрическим исследованиям скважин можно производить не только в пределах одного локального поднятия или нескольких структур, расположенных близко друг от друга, но и в пределах всего бассейна осадконакопления.

Метод корреляции по электромет-

рическим исследованиям разрезов скважин, расположенных на значительных расстояниях друг от друга, широко практикуется во всех нефтегазоносных областях.

При сопоставлении каротажных диаграмм отмечают наиболее характерные участки, которые выделяются на всех или на большинстве диаграмм в виде «пик» — высоких или низких кажущихся сопротивлений (КС) и положительных или отрицательных аномалий потенциала собственной поляризации (ПС). По расчлененным диаграммам с выделенными реперами составляются корреляционные схемы. Для построения их используются каротажные диаграммы, снятые стандартными для данного района зондами. Методику составления корреляционных схем рассмотрим на примере, приведенном на рис. 9.6.

На корреляционной схеме диаграммы стандартного каротажа вычерчиваются таким образом, чтобы маркирующий пласт (в данном случае подошва пласта «верхнего» известняка) располагался на одной горизонтальной линии, а сами диаграммы размещались одна за другой в порядке расположения скважин по определенно ориентированным профилям или направлениям. На схеме вычерчивается второй репер (средний известняк) и выясняется изменение общей мощности комплекса пород между реперами. Кровля и подошва пластов-коллекторов, располагающихся приблизительно на одинаковых уровнях от верхнего основного репера, соединяются линиями. В результате на корреляционной схеме выявляются участки замещения песчаников глинами. Например, песчаники А, выделенные в скважинах 731, 732 и 893, отсутствуют и' замещены глинами в скважинах 730, 733 и 889. Песчаники Б, выделенные в скважинах 732, 733, замещены глинами в скважинах 893, 889. Отмечаются аналогичные замещения песчаников В, Д и горизонта Д_н. Вместе с тем коллектор Г наиболее выдержан и выделяется в разрезах всех скважин.

На схеме видно, что глинистая перемычка между коллекторами Д и Д_н в скважине 731 отсутствует. Это обстоя-

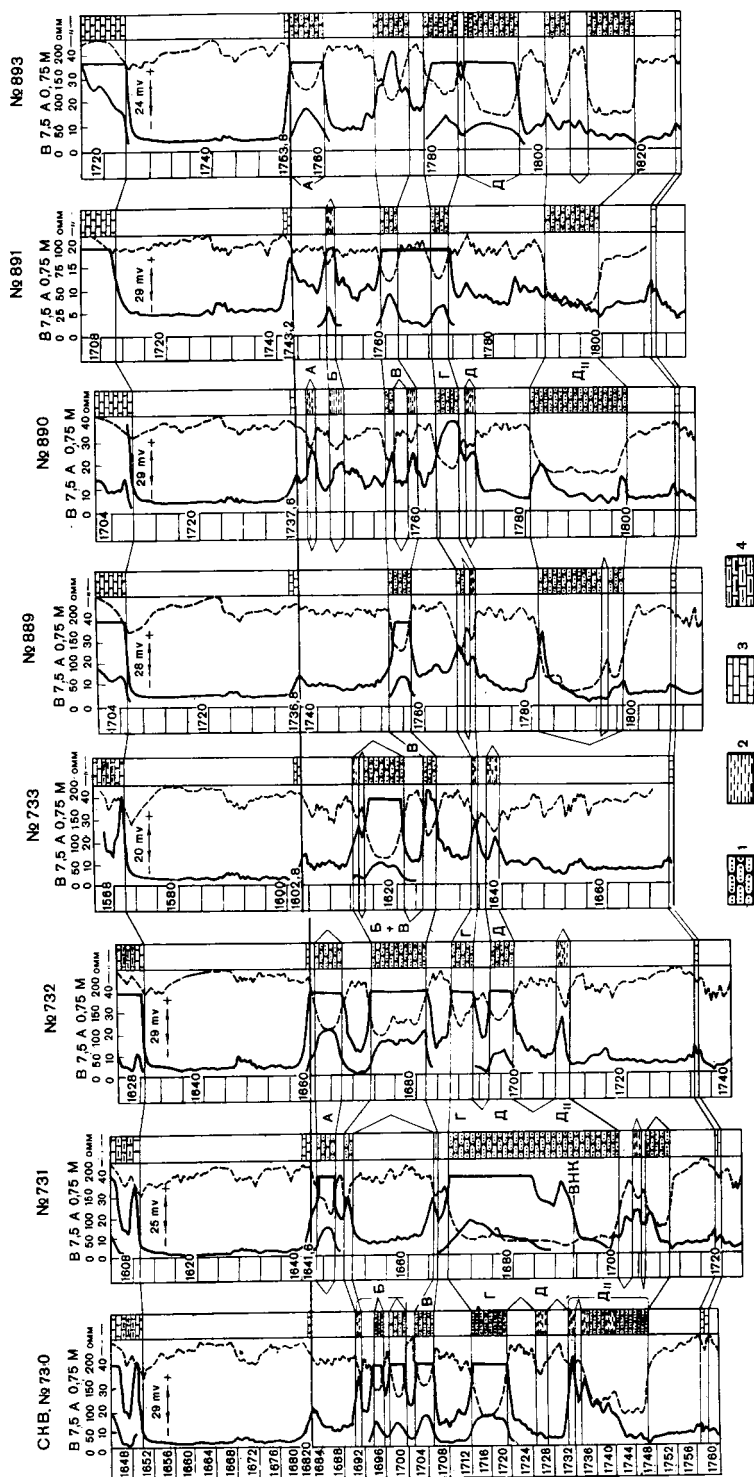


Рис. 9.6. Схема детальной корреляции разрезов скважин по данным электрометрии:
А, Б, В, Г, Д, Дп — продуктивные пропластки; 1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — известняки; 4 — глинистые известняки

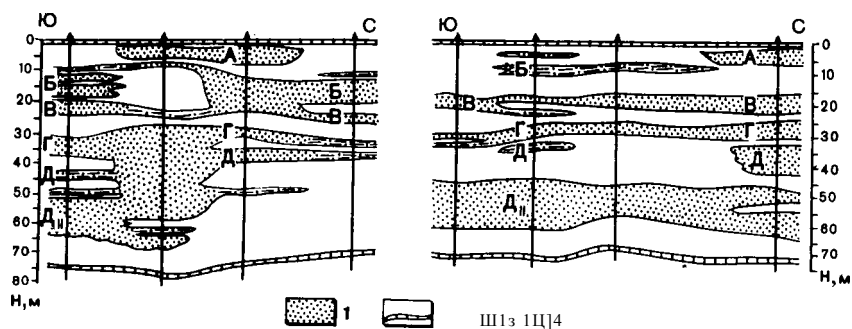


Рис. 9.7. Корреляционные профили продуктивной толщи девона Ромашкинского местоскопления:

/ — песчаники и алевролиты с пористостью 16% и выше; 2 — известняки; 3 — глинистые алевролиты с пористостью 10—15%; 4 — глины, аргиллиты; А — Д, Дц — продуктивные пропластки

тельство необходимо учитывать при разработке залежи, так как при изменении пластового давления в одном из горизонтов начинается переток жидкости из него в другой. Глинистого раздела нет также между песчаниками Б и В в скважине 732.

На основе сопоставления каротажных диаграмм составляются корреляционные профили, на которых отображаются все характерные особенности строения нефтеносной толщи (рис. 9.7). На корреляционных профилях основной маркирующий пласт представляется в виде горизонтальной линии. Этим корреляционный профиль отличается от обычных геологических профилей, на которых все построения ведутся относительно уровня моря.

Если в разрезе изучаемой продуктивной свиты имеются четкие электрические или радиометрические реперы или хорошо выдерживающиеся по простиранию отдельные пласты глин и песчаных пород, причем сохраняется определенная последовательность напластования литологически различных пород, то можно без особого труда сопоставлять между собой разрезы ряда скважин только тем методом, который наиболее эффективен для корреляции.

Если между двумя реперами резко изменяется общая мощность продуктивных горизонтов и свит, то детальная корреляция разрезов по каротажным диаграммам затрудняется. В этих случаях неизбежно приходится прибе-

гать к комплексной детальной литолого-стратиграфической корреляции, т. е. детальному послойному изучению разреза с выявлением коррелятивов (палеонтологических, литологических, минералопетрографических, геохимических или промыслово-геофизических) для песчаных или разделяющих их глинистых пачек.

Метод кавернометрии. Комплекс геофизических работ включает в себя также метод исследования диаметра ствола скважин каверномером. Многочисленные измерения этим прибором показывают значительные отклонения диаметра скважин от номинального размера долота, обусловленные воздействием глинистого раствора на породы различного литологического состава. Воздействие промывочной жидкости на стенки скважин приводит: к размыву глинистых и аргиллитовых отложений, увеличению диаметра скважин и образованию каверн; к образованию глинистой корки против проницаемых песчаных пластов в результате фильтрации в них воды из глинистого раствора и уменьшению диаметра и сужению ствола скважин; к растворению породы и резкому увеличению диаметра ствола против пластов и толщ, сложенных каменной солью.

В условиях, когда разрезы нефтяных и газовых местоскоплений характеризуются чередованием глинистых или аргиллитовых пластов, легко поддающихся размыву, и плотных карбонатных

и песчаных образований, почти сохраняющих первоначальный диаметр ствола, эта особенность изменения диаметра скважин (в зависимости от литологических свойств пород) может быть с успехом использована для расчленения и последующей корреляции разрезов скважин.

Исследование скважин кавернометром позволяет уточнить литологический состав свит и выделить породы, которые могут быть нефтеносными или газоносными. Кавернометрия имеет важное значение при качественной интерпретации геофизических материалов и в комплексе с микрокаротажем позволяет уточнить эффективную мощность проницаемых пластов и способствует более точному подсчету запасов нефти и газа.

Необходимо учитывать, что образование каверн зависит не только от литологических свойств пластов, но и от технических причин, в частности от количества и качества промывочной жидкости, продолжительности и способа бурения скважин.

Геохимические методы корреляции. Метод корреляции по химическому составу пород является сравнительно трудоемким. Корреляция производится по содержанию отдельных элементов или их оксидов или же по соотношениям между ними. Для карбонатных пород такими элементами могут служить кальций и магний; для терригенных отложений наибольший интерес представляют соотношения различных форм железа (закисное, оксидное, пиритное) и серы (сульфидная и сульфатная), являющихся интересными с точки зрения отражения фациальной обстановки, имевшей место при образовании осадка.

Результаты определений элементов наносятся в масштабе на сопоставляемые разрезы. Точки, отвечающие отдельным определениям, соединяются прямыми линиями. В результате получаются кривые содержания исследуемых элементов, по которым и проводится корреляция разрезов.

Особый интерес для сопоставления разрезов имеют малые элементы, в первую очередь Si, Уа, N1, закономерно реагирующие на физико-химический

режим бассейна, в котором образовывался первичный осадок. Ввиду весьма небольших содержаний этих элементов определение их химическим методом весьма затруднительно, поэтому применяется спектральный метод, который при достаточной точности является менее трудоемким. Как показали исследования, более эффективно проводить корреляцию не по абсолютному содержанию этих элементов, а по их количественным соотношениям.

Химические методы требуют отбора керн по всем сопоставляемым разрезам скважин и особенно по опорному разрезу для исследуемой территории. Изучаемые образцы должны располагаться в разрезе не реже чем через 3—5 м.

Из-за больших трудностей, связанных с получением необходимого количества керн, можно использовать шлам, кусочки которого следует раздробить и растереть, как это обычно делается для химического анализа, и затем отобрать среднюю пробу. Для исследования шлама целесообразно применять спектральный или термический анализ.

§ 9.6. Дистанционные методы исследований

Дистанционные методы исследований широко используются для решения различных задач народного хозяйства и изучения природных ресурсов. До недавнего времени среди этих методов применяли аэрометоды: аэрофотосъемку, аэровизуальные наблюдения и инструментальную авиаразведку, а в последние годы в связи с развитием космических исследований — космическую съемку. Применение аэрокосмических исследований значительно облегчает трудоемкие изыскательские и исследовательские работы по изучению природных ресурсов.

Аэрометоды широко применяются при геолого-геоморфологических исследованиях при изучении почвенного покрова, растительных, промысловых и водных ресурсов и т. д. Аэрометоды облегчают проведение геоло-

гической съемки, повышают степень детальности и качество работ по геологическому картированию. При этом проводятся дешифрирование аэроснимков, аэровизуальные наблюдения и аэрогеофизическая съемка. С помощью аэрометодов изучается морфология рельефа суши, исследуется подводный рельеф, проводятся поиски рудных и россыпных месторождений, изучаются и прослеживаются по площади структурные элементы различных порядков, проводятся поиски нефтегазоносных площадей.

Космометоды совместно с аэрометодами позволяют разрешить многие геологические задачи. По сравнению с аэрометодами они имеют более региональный и в целом глобальный характер, позволяют изучать территории, труднодоступные при традиционных методах исследования, проводить повторные, периодические и регулярные съемки одних и тех же площадей. При этом достигается оперативное получение результатов при съемке обширных территорий.

Рассмотрим основные задачи и значение аэро- и космических методов при поисках нефтяных и газовых местоскоплений. Наиболее важным при дешифрировании аэро- и космических снимков является поиск структурных форм, с которыми могут быть связаны местоскопления нефти и газа. К ним относятся антиклинальные, брахиантиклинальные и куполовидные складки нарушенного и ненарушенного строения, солянокупольные поднятия, поднятия, осложненные грязевыми вулканами, моноклинали с зонами нарушений, антиклинали и моноклинали, срезы стратиграфически несогласно залегающими толщами, эрозионные останцы, погребенные рифовые массивы и зоны региональных дизъюнктивных нарушений и др.

Как известно, нефтяные и газовые залежи чаще всего связаны с антиклинальными перегибами пластов. Поэтому поиски нефти и газа прежде всего необходимо проводить в локальных антиклиналях и куполах, на территориях, обладающих благоприятными признаками нефтегазоносности. В

связи с этим поиски локальных структур приобретают первостепенное значение при поисково-разведочных работах на нефть и газ, особенно в малоизученных, ранее не освоенных районах. При региональных работах в таких районах еще до проведения геофизических и буровых работ большую помощь в выявлении локальных поднятий могут оказать аэрометоды. Применение их в районах проявления активной новейшей тектонической деятельности позволяет обнаружить как молодые, так и древние унаследованного развития складки.

Установлено, что современный рельеф сформировался в результате новейших тектонических движений и может свидетельствовать о росте поднятий в новейшее время. Поэтому ландшафт, отображенный на аэрофотоснимках, может указать площадное расположение локальных поднятий, отражающихся на земной поверхности, а возможно, и поднятий, имеющих связь с погребенными структурами.

Локальные поднятия, испытывающие восходящие новейшие движения, отображаются на аэрофотоснимках большей частью по рисунку гидрографической сети, который, как правило, над структурами бывает радиальным, кольцевым или эллиптическим. При этом радиальный центробежный рисунок связан с куполовидными, сводовыми поднятиями, а центростремительный — с опусканиями; впадинами. Долины рек огибают локальные поднятия, что отображается на аэроснимках и легко интерпретируется.

Использование геоморфологических признаков, отображенных на аэрофотоснимках, позволяет выявить закрытые локальные поднятия, в пределах которых продолжаются положительные тектонические движения в современную эпоху. Так, по этим признакам аэрометодами были выявлены благоприятные для поисков нефти и газа структуры в Западно-Сибирской низменности.

В областях солянокупольной тектоники характер проявления растительности и почвенного покрова позволяет выявить соляные купола. Так, на аэро-

фотоснимках солянокупольных структур в пределах солончаковой пустыни в своде купола в сильно увлажненном дефляционном понижении растительность отсутствует. В центре понижения отмечается диапироподобный выступ соли светлого тона. Склон котловины эродирован и покрывается системой мелких эрозионных врезов.

Косвенным дешифровочным признаком закрытых нефтегазоносных структур служат грязевые вулканы, хорошо отображаемые на аэрофотоснимках. Обычно они связаны со сводовыми частями антиклиналей. Например, в Туркмении грязевые вулканы являются главным показателем антиклинальных структур на глубине.

С помощью аэрометодов можно выявлять подводные нефтеносные структуры, осложненные грязевым вулканизмом. Лабораторией аэрометодов АН СССР разработана специальная методика аэрофотосъемки подводных объектов, в результате которой было уточнено строение известных морских складок и выявлены новые структуры на подводных склонах Каспийского, Черного и Азовского морей.

Возможность обнаружения грязевых вулканов с помощью аэрофотоснимков имеет важное значение при поисках скоплений нефти и газа, так как они считаются проявлениями нефтегазоносности и, как правило, приурочены к нарушенным частям антиклинальных складок. На аэроснимках подводные грязевые вулканы отображаются концентрическими дугами, выполненными отложениями ракуши, заполняющей понижения между вымытыми из сопочной брекчии глыбами твердых пород.

Грязевые вулканы на суше распознаются по отсутствию растительности, а на снимках крупного масштаба четко выделяются по кратерам округлой формы, заполненным либо сопочной брекчией жидкой консистенции, либо водой.

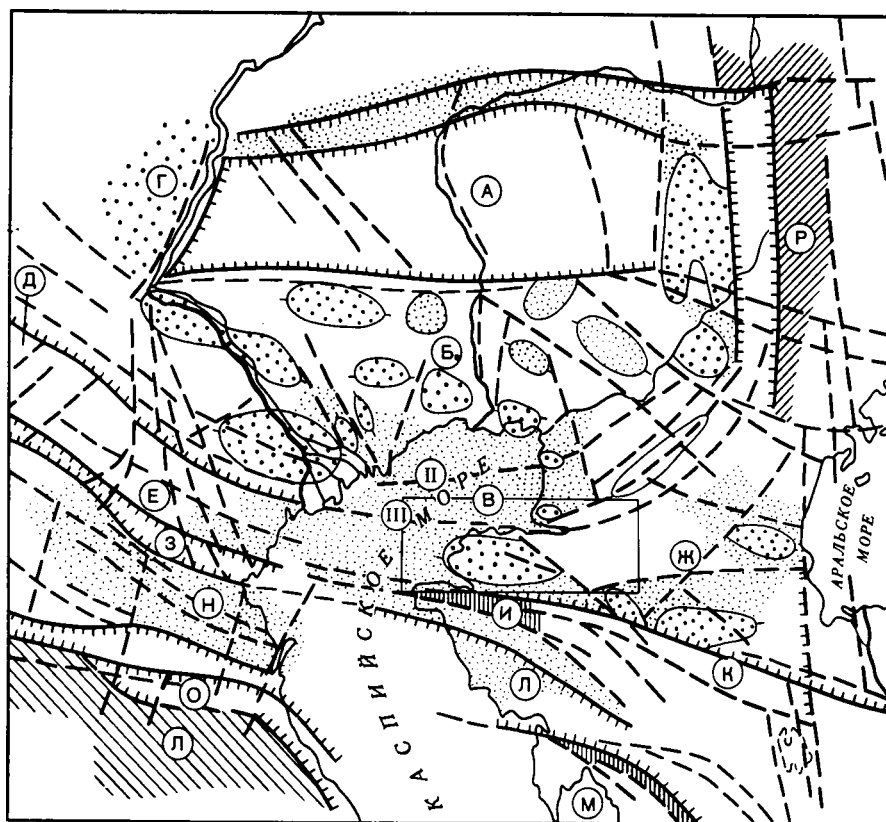
Большое значение приобретают аэрометоды при выявлении прямых признаков нефтегазопроявлений. Так, нефтегазоносные участки морского

дна при аэровизуальных наблюдениях выделяются по нефтяным пятнам и иризирующей поверхности воды. В отличие от случайных пятен, например оставляемых судами, такие пятна не сносятся ветром в сторону, а имеют постоянное месторасположение. Последнее свидетельствует о поднимающейся с поверхности из недр нефти и является признаком местоскопления под морским дном. Выбросы газа с морского дна также выявляются аэрометодами. В месте выходов газа появляется белая пена, напоминающая кипящую воду.

На аэрофотоснимках достаточно четко отображаются нефтегазопроявления на суше: выходы нефти, нефтяные озера (асфальтовые) и т. д. На снимках крупного масштаба любые выходы нефти выделяются по более темной окраске по сравнению с окружающей местностью.

Аэрометодами выявляются также разрывные нарушения, с которыми в отдельных случаях могут быть связаны как залежи и местоскопления нефти и газа, так и целые зоны нефтегазонакопления. Разрывные нарушения на аэрофотоснимках отображаются по структурно-геологическим, геоморфологическим и гидрографическим признакам. Структурно-геологическими признаками считаются такие, которые позволяют установить разломы непосредственно по смещению блоков. В случае слоистых толщ разлом прослеживается по смещению слоев, служащих маркирующими горизонтами, причем чем резче выражены различия состава контактирующих горных пород, тем надежнее трассируется разлом. Наблюдаемый различный рисунок фотоизображения вдоль линии разлома обычно показывает значительную амплитуду перемещения по разлому.

К геоморфологическим и гидрографическим признакам разрывных нарушений на аэрофотоснимках относятся прямолинейные или дугообразные уступы, гряды, ложбины стока, спрямленные водотоки, спрямленные края озер, болот, террас, срезание русловых и пойменных образований прямой линией и др.



	<Г> 3		— о
	^7	1 1	8

Рис. 9.8. Схема Прикаспийской впадины и смежных районов (составлена по космическим и геолого-геофизическим данным).

Глубинные разломы: 1 — граничные, отличающиеся наибольшими амплитудными перемещениями блоков; 2 — регионально-продольные и поперечные; 3 — наиболее крупные аномалии по космоснимкам, соответствующие установленным и предполагаемым погребенным поднятиям в палеозойских отложениях (цифры на схеме: 1 — Южно-Аралсорское, 2 — Баскунчакское, 3 — Астраханское; 4 — Восточно-Прикаспийское; 5 — Бузачинское); 4 — перспективно-нефтегазоносные районы и структуры. *Складчатые системы:* 5 — герцинские; 6 — киммерийские; 7 — альпийские. *Римские цифры и буквы в кружках:* А — Прикаспийская впадина Ерусалан-Хобдинский; Б — Северо-Каспийский мегаблок (I — Волгоградско-Байганская зона линейментов (разломов), соответствующая границе мегаблоков А и Б); В — Каракулеско-Сарыкамышская система прогибов (II — Астраханско-Караганский разлом; — Утта-Култукский разлом). *Наиболее крупные геоструктуры:* Д — Донбасс; Г — Уметовско-Линевская депрессия; Е — вал Карпинского; Ж — Северо-Устьуртская синеклиза Русской плиты; З — Маньчжирский прогиб; И — Центральный Мангышлак; К — Центрально-Устьуртское поднятие; Л — Южный Мангышлак, М — Карабогазский свод; Н — Прикумский вал; О — Терско-Каспийский прогиб; П — Восточный Кавказ; Р — южное погружение Урала, по А. Н. Шарданову, 1983

При поисках нефтегазоносных структур могут оказать большую помощь и геоботанические данные. Подмечено, что на аэрофотоснимках, отображающих периферические части возвышенностей над локальными поднятиями, нередко бывают заметны пятна и полосы, отличающиеся по своему фототону от прилегающих участков. За-

частую такое изменение фототона обусловлено аномальным развитием растительности, что в одних случаях связано с избыточной засоленностью почв, а в других — с проникновением УВ в почвенный слой. Такие изменения фототона над нефтеносными структурами были обнаружены как в СССР, так и за рубежом.

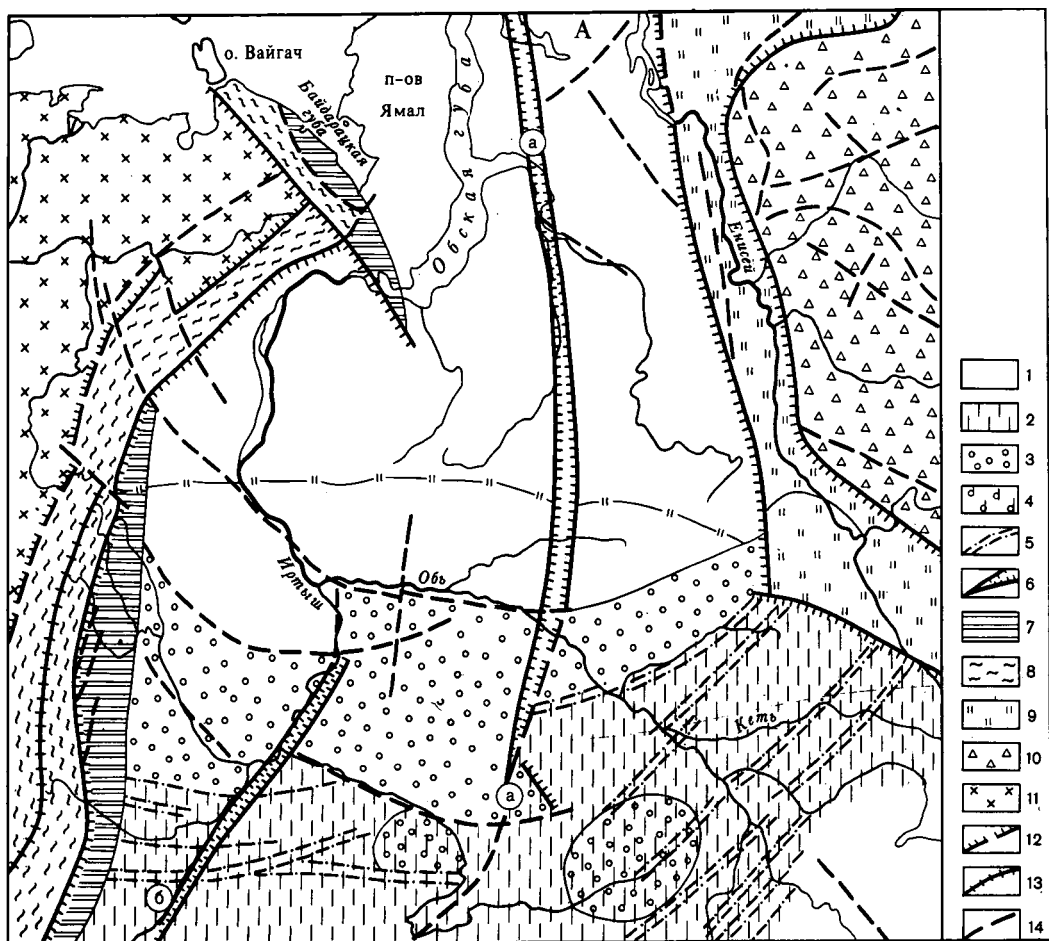


Рис. 9.9. Схема Западной Сибири, уточненная по материалам аэрокосмических снимков: 1 — слабодислоцированный осадочный чехол и глубокозалегающий добайкальский фундамент Карская глыба древнего кратона; 2 — Омская область раннепалеозойской (салаирской?) активизации; 3 — промежуточная зона, осадочный чехол которой, вероятно, испытал влияние раннепалеозойской активизации; 4 — устойчивые массивы древнего фундамента среди активизированной Омской области; 5 — линеаменты (по данным космосъемки), связанные, по-видимому, с зонами современной активизации древних структур; 6 — мезозойские рифты, активизированные в современную эпоху (а — Колтогорско-Уренгойский, б — Тобольский). Зоны: 7 — герциниды, перекрытые мезокайнозойским чехлом, 8 — герцинских геосинклиналей и рифтов (Урал, Пай-Хой), 9 — байкальской активизации; 10 — Сибирская платформа; 11 — Русская плита. Разломы: 12 — региональные границы; 13 — Главный Уральский; 14 — глубинные, по А. И. Шарданову, 1983

Значение аэрометодов при выявлении локальных поднятий заключается не только в возможности установления их местоположения и общих контуров, но и проведении с их помощью детального картирования площадей и даже выделения участков под разведочное бурение.

Помимо выявления благоприятных структур и прямых признаков нефтегазоносности с помощью аэрометодов можно решать многие геологические задачи, влияющие на оценку перспектив нефтегазоносности исследуемых территорий.

В частности, они позволяют установить распространение коллекторов нефти и зон фациального изменения пород, выявить зоны нарушений, способных экранировать нефть, наметить возможные ловушки.

Многие общегеологические задачи, играющие существенную роль при поисках нефти и газа, успешно решаются с помощью космических снимков. Их получают с искусственных спутников Земли (ИСЗ), пилотируемых космических кораблей (ПКК)—орбитальных космических станций (ОКС) и авто-

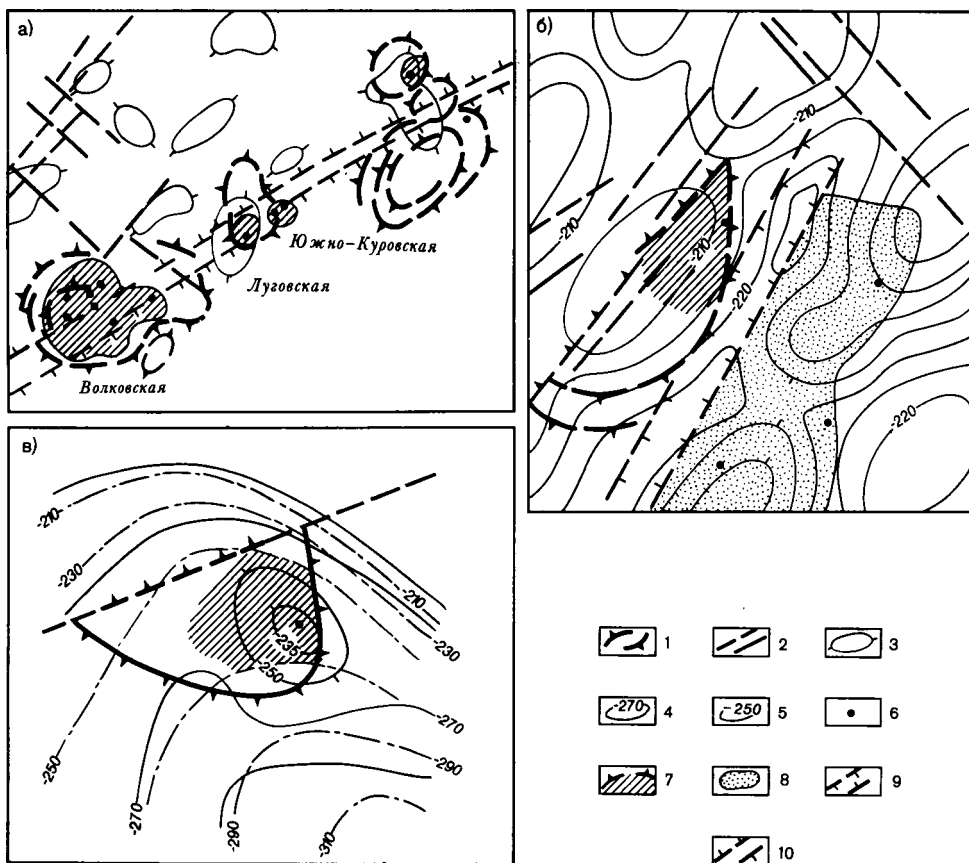


Рис. 9.10. Структурные схемы нефтяных местоскоплений Волго-Уральской провинции, открытых по аэрокосмическим снимкам:

а — Башкирская АССР; Волковская, Луговская, Южно-Куровская площади (по В. С. Цоцуру); б — Башкирская АССР. Давлекановская площадь (по В. С. Цоцуру); в — Пермская область, Пионерская площадь (по В. Г. Гатскому, А. М. Кутергину); 1 — контуры фотоландшафтных аномалий по аэрокосмическим снимкам; 2 — линейменты — предполагаемые разрывы; 3 — контуры структуры по геолого-геофизическим данным; 4 — изогипсы опорных горизонтов по геофизическим исследованиям, м; 5 — изогипсы артинского яруса, уточненные по материалам структурного бурения на Пионерской площади, после выявления фотоландшафтной аномалии, м; 6 — скважины, давшие притоки нефти; 7 — нефтяные местоскопления; 8 — нефтяные местоскопления, открытые по геолого-геофизическим данным; 9 — границы грабенообразного прогиба; 10 — границы горстовидного поднятия

матических межпланетных станций (АМС). По этим снимкам можно выявлять и классифицировать разномасштабные структуры, определять тип нарушений, направленность тектонических движений, возраст разрывов и их связь с глубинными структурами, проводить геологическое картирование.

Геологические карты, составленные с помощью космических снимков, по информативности не уступают обычным геологическим картам.

Большим преимуществом космических методов является возможность проведения многократных наблюде-

ний и получения снимков в разные отрезки времени, в том числе и в разное время года (с учетом различной освещенности поверхности Солнцем).

Геоморфологическое картирование из космоса также связано с поисками полезных ископаемых. Основная задача этих исследований — выявление аномальных форм рельефа, к которым могут быть приурочены, месторождения полезных ископаемых, в том числе местоскоплений нефти и газа. Как правило, наилучшие результаты получаются при комплексном применении аэро- и космических фотоснимков.

В последние годы в СССР накоплен большой опыт комплексирования материалов дистанционного зондирования с другими геолого-геофизическими методами при поисковых работах на нефть и газ. Так, установлено, что субширотной зоной линейментов — разломов Прикаспийская впадина разделяется на два мегаблока: северный с более мощной толщей протерозоя-палеозоя и южный с сокращенным разрезом палеозоя, системой крутых сводов по подсолевому этажу, часть которых отображается на космических снимках (рис. 9.8). В районах Западной Сибири, например, на широтном участке Приобья (Сургутский и Нижневартовский своды) выявлены десятки морфо- и фотоаномалий, перспективных на поиски нефти и газа (рис. 9.9). В Башкирии по данным аэрокосмических снимков выявлены поисковые объекты, в которых открыты нефтяные местоскопления (рис. 9.10).

Широкое применение аэрокосмических методов в практике нефтегазопоисковых работ связано с большой результативностью их при незначительных затратах труда и средств. Эти методы позволяют значительно сократить объем дорогостоящих геологосъемочных и буровых работ, детализировать строение регионов и площадей и увеличить результативность скважин.

С развитием космической техники совершенствуются дистанционные методы, что позволяет решать многие новые задачи нефтяной геологии, в том числе более направленно вести поиски местоскоплений нефти и газа.

§ 9.7. Использование математических методов и ЭВМ в поисково-разведочном процессе*

Создание современной теории и надежных методов количественного прогнозирования, поисков и разведки скоплений УВ невозможно без широкомасштабного использования математических методов, физико-математического моделирования и применения ЭВМ.

Еще великий русский ученый академик В. И. Вернадский указывал, что научное мировоззрение, проникнутое естествознанием и математикой,—величайшая сила.

Хотя в ряде научно-исследовательских и производственных организаций нефтегазовой геологической службы страны разработке математических методов с использованием ЭВМ стали уделять большое внимание, в целом математические методы, в том числе физико-математическое моделирование в нефтегазовой геологии, по сравнению с другими естественными науками внедряются слабо. Это объясняется в значительной мере недостаточно глубокой математической подготовкой выпускаемых вузами инженеров-геологов, слабым развитием навыков работы с компьютерной техникой и ее применением в процессе профессиональной подготовки как в теоретических курсах, так и при прохождении практики.

В настоящее время разработана и осуществляется программа сквозной математической и компьютерной подготовки выпускаемых специалистов. Она включает в себя использование ЭВМ по профилю специальности, распространенные в промышленности программные пакеты, картопостроение, геомоделирование, обработку экспериментальных данных, методы классификации (регрессионный анализ, распознавание образов и др.), банки геолого-геофизических данных, подсчет ресурсов и запасов и т. д. Геолог обязан уметь использовать ЭВМ при прогнозировании нефтегазоносности недр, для прогноза недостающих геологических параметров, **оценки риска при выборе направлений поисково-разведочных работ, при выработке общей стратегии освоения недр, зональном и локальном прогнозировании, проведении поиска и разведки местоскоплений нефти и газа.**

В условиях научно-технической революции количественные методы, формализация и моделирование сложных процессов, системный подход к их изучению и анализу с широким использованием математических методов приобрели огромное значение для

* § 9.7. написан при участии И. С. Джафарова.

дальнейшего прогресса нефтегазогеологической науки и практики.

Примечание. Математические основы программирования и моделирования и методы работы с ЭВМ студенты изучают в специальных теоретических и практических курсах в первые три года обучения. В данном разделе рассматриваются основные задачи и методология математического моделирования с применением ЭВМ в поисково-разведочных работах.

Выявление скоплений нефти и газа и обеспечение разведанными запасами дальнейшего развития нефтегазодобывающих отраслей промышленности — сложный технологический цикл, каждое звено которого представляет собой самостоятельную и вместе с тем взаимосвязанную с другими звеньями систему. Этот цикл включает в себя изучение геологического строения исследуемой территории, прогнозирование нефтегазоносности недр, определение первоочередных региональных, поисковых и разведочных работ, проведение этих работ, подсчет прогнозных ресурсов, промышленных геологических и извлекаемых запасов, создание основы для составления оптимальной технологической схемы разработки залежей.

В последнее время наметилась тенденция усложнения поисково-разведочного процесса, обусловленная необходимостью исследования геологического строения недр на все больших глубинах, выявления сложно построенных структурных объектов, ловушек и зон нефтегазонакопления стратиграфического и литологического типов, освоения территорий с развитием мощных соляных (Прикаспийская впадина) или вулканических покровов (Восточная Сибирь), акваторий морей и океанов и т. д. Все это приводит к возрастающим объемам капиталовложений, материальных и трудовых ресурсов и, следовательно, к значительному удорожанию получения геологических фактических данных.

Возрастающие с каждым годом объемы геологической информации в усложняющихся геологических условиях проведения поисково-разведочных работ в настоящее время уже не могут быть переработаны без применения быстродействующих ЭВМ с соответ-

ствующим математическим, методологическим и технологическим обеспечением.

В предыдущих главах показано, что все явления и процессы, связанные с образованием УВ, формированием их скоплений во времени и пространстве, представляют собой единую динамическую нефтегазогеологическую мегасистему, состоящую из многообразных систем и подсистем различных иерархических уровней. Эти системы состоят из множества объектов (коллекторские и непроницаемые породы, залежи, зоны нефтегазонакопления и т. д.) и процессов (генерация, миграция, аккумуляция и т. д.), тесно взаимосвязанных друг с другом «внутренними» и окружающими их «внешними» факторами, такими, как локальные, региональные, глобальные тектонические движения, геодинамические и гидродинамические силы, изменения палеоклимата и другие явления и процессы. Поэтому при использовании ЭВМ первоочередной задачей является выбор объекта исследования и правильное выделение его в природной нефтегазогеологической мегасистеме.

Выбор объекта определяется в зависимости от места, которое он должен занимать в процессе поисково-разведочных работ, и его целевой установки. Например, если необходимо определить сравнительные перспективы мало изученной нефтегазоносной области (региональная стадия), то объектом исследования будет эта область, а «внешним» фоном объекта — нефтегазоносная провинция, в которой она расположена. Если описковывается местоскопление, значит оно является объектом исследования, а «внешним» — зона нефтегазонакопления и окружающая территория, где расположена эта зона.

Выбранный объект представляется в виде системы с входящими в нее подсистемами, внутренними и внешними прямыми и обратными связями. Графически система может быть выражена диаграммой или блок-диаграммой. Далее строится математическая модель, составляются алгоритм и программа его решения. Схема последовательности



Рис. 9.11. Система геолого-математических исследований

решения геологических задач с применением ЭВМ в общем виде показана на рис. 9.11.

Эффективное применение математических методов и ЭВМ в нефтегазовой геологии возможно лишь при наличии четко сформулированной задачи на содержательном геологическом уровне, системном подходе и анализе ее решения, корректной формализации геологических параметров и надежного и корректного математического обеспечения.

Процесс поисково-разведочных работ направлен на изучение природной динамической нефтегазogeологической мегасистемы, выявление ее отдельных составляющих в виде запасов УВ, обеспечивающих добычу нефти и газа. Но и сам процесс поисково-разведочных работ можно рассматривать в качестве составляющей части динамической технологической системы геолого-разведочного производства, состоящей из отдельных подсистем различных иерархических уровней, тесно связанных между собой в пространстве и во времени (региональный, поисковый, разведочный этапы и соответствующие стадии работ).

Поисково-разведочный процесс как

составляющая системы геолого-разведочного производства имеет огромное количество внутренних и внешних связей с природной нефтегазogeологической метасистемой, технологическими системами отдельных отраслей промышленности, социальными, экономическими, политическими и другими факторами, влияющими на ее развитие и эффективность. Внутренние технологические связи представлены, в частности, связями между отдельными этапами и стадиями работ. Они могут по-разному влиять на эффективность работ. Например, некачественная подготовка объекта на стадии поиска приведет к бурению излишних скважин или вообще не даст результата. И, наоборот, хорошо и качественно подготовленный объект обеспечит затрату минимального времени и средств на стадии разведки.

Проведение и управление поисково-разведочными работами также требует системного подхода и применения математических методов и ЭВМ как для обработки огромного объема получаемой информации, так и для решения научных и производственных задач при поисках и разведке нефти и газа.

Применение ЭВМ при поисково-разведочных работах развивается в трех основных направлениях:

автоматизированный сбор и обработка информации, т. е. создание информационных систем, обеспечивающих эффективное исследование недр и управление поисково-разведочными процессами;

решение исследовательских и практических задач по изучению геологического строения, нефтегазоносности недр и выявлению скоплений нефти и газа;

оперативное управление поисково-разведочным процессом.

Специфика решения нефтегеологических задач, особенности производства и организации поисково-разведочных работ на нефть и газ и их информационное обеспечение требуют специализированной автоматизированной системы организации сбора, хранения и обработки геологической, геофизической и технико-экономической информации. Объем информации увеличивается: во-первых, индексы большинства основных хранилищ информационных ресурсов становятся настолько объемными по отношению к количеству хранящихся записей, что поиск баз данных вручную становится невозможным: во-вторых, количество материала, охватывающего информацию по одной теме или ее подразделу, стало таким большим, что хранение этой информации в одном месте становится непрактичным. Это приводит к созданию индексов по нескольким источникам информации. Доступ к составным индексам, многие из которых достигли гигантских размеров, при использовании одних ручных средств нереален. Ввиду этого компьютеры за последние 15 лет широко использовались в информационных системах, связанных с хранением информации и, следовательно, с созданием баз данных и с извлечением из них информации.

При создании информационных систем особое внимание уделяется оценке качества собираемой информации и достоверности получаемых результатов. Для этого в систематическом обеспечении автоматизированной системы

предусматривается широкий набор непараметрических и параметрических статистических критериев для оценки первичной информации и контроля за достоверностью результатов на всех этапах работы.

Развитие современных информационных систем идет в двух направлениях: 1) разработка и создание различных типов баз данных; 2) разработка и усовершенствование методов селективного извлечения нужной информации из этих баз данных.

Процесс накопления и использования информационных ресурсов состоит из следующих элементов.

Накопление информационных ресурсов:

I. Прием информации: а) выбор (отбор); б) накопление.

II. Обработка информации: а) классификация; б) индексирование и обобщение; в) каталогизация.

III. Хранение информации: а) конструирование средств (среды) хранения информации; б) организация информации.

Использование информационных ресурсов:

I. Обработка информации: а) определение информационной проблемы; б) идентификация информационного источника; в) определение стратегии поиска информации; г) селективная выборка информации.

II. Прием информации: а) передача информации; б) доставка информации (документа).

Обычная методология извлечения информации предполагает соответствующее физическое местоположение каждого раздела информации внутри информационного источника (ресурсов). При условии хорошо разработанных наборов баз данных и алгоритма упорядоченного хранения можно непосредственно идентифицировать, отбирать и извлекать нужные разделы информации. Стратегия поиска будет определяться числом доступных банков (баз) данных или индексов, используемых для сужения поиска.

Информационная система включает в себя пакеты прикладных программ и подпрограмм решения исследователь-

ких и производственных задач. Примером такой системы может служить разработанная у нас в стране и известная за рубежом «Специализированная система управления базой геолого-геофизических данных», состоящая из подсистемы загрузки и поддержания базы данных, информационно-поисковой подсистемы и пакета обрабатывающих программ.

Подсистема загрузки и поддержания базы данных обеспечивает:

- формирование и ведение базы данных на дисках и архива базы данных на магнитных лентах;

- контроль вводимой в базу данных информации с отбраковкой входных документов, не удовлетворяющих критериям качества информации;

- сохранность и возможность восстановления базы данных в случаях поломок;

- защиту данных в базе в случае несанкционированного доступа;

- возможность корректировки данных в базе.

Информационно-поисковая подсистема обеспечивает:

- поиск и выбор информации из базы по любым поисковым условиям;

- объединение разнородной информации в один выходной документ по четко сформулированным поисковым критериям;

- выдачу выбранной из базы информации на печатающем устройстве в виде печатных документов любого вида, заранее спроектированного пользователем базы;

- передачу выбранной информации обрабатывающим программам через последовательный набор данных любой структуры;

- первичную обработку выбираемой информации до передачи ее во внешнюю среду;

- запуск обрабатывающих программ в процессе выбора информации из базы данных;

- загрузку результатов обработки в базу данных;

- возможность просмотра и корректировки базы данных с видеотерминалов.

Пакеты прикладных программ системы могут решать задачи прогнозирова-

ния геологических параметров методом картирования и палеточным методом, расчета статистических характеристик, полученных из базы данных выборок, построения графиков зависимостей различных параметров, прогнозирования залежей УВ и т. д.

Для каждого этапа и стадии геолого-разведочного процесса составляют необходимые для этого пакеты программ. Вместе с тем каждая программа имеет возможность использования всей информации, получаемой на различных стадиях работы и фиксируемой информационной системой отрасли, научного или производственного объединения, что резко повышает эффективность применения ЭВМ и вообще производства поисково-разведочных работ.

В настоящее время уже разработаны и функционируют программы, позволяющие на этапе региональных исследований, когда фактических данных недостаточно, изучать общий характер осадконакопления, прогнозировать региональное изменение литологического состава отдельных комплексов, распространение возможно нефтегазопроизводящих отложений, строить региональные геологические профили и карты по отдельным структурным поверхностям и карты мощностей, обрабатывать аэрокосмические данные, прогнозировать возможные зоны нефтегазонакопления и т. д.

На поисковом этапе используется большой объем информации и проводятся те же операции, что и на предыдущем этапе, но более детально. Кроме того, на этом этапе в последние годы активно внедряются программы по прямым геофизическим и геохимическим методам поисков скоплений нефти (выявление так называемых АТЗ — аномалий типа «залежь») с применением ЭВМ, широко используется машинная обработка сейсмических материалов для подготовки объектов под глубокое бурение и прогнозирование геологического разреза (ПГР) и составления геологической основы для расчета конструкции глубоких скважин.

На этапе разведки с помощью ЭВМ строят различные пространственные модели геологических тел, в том числе

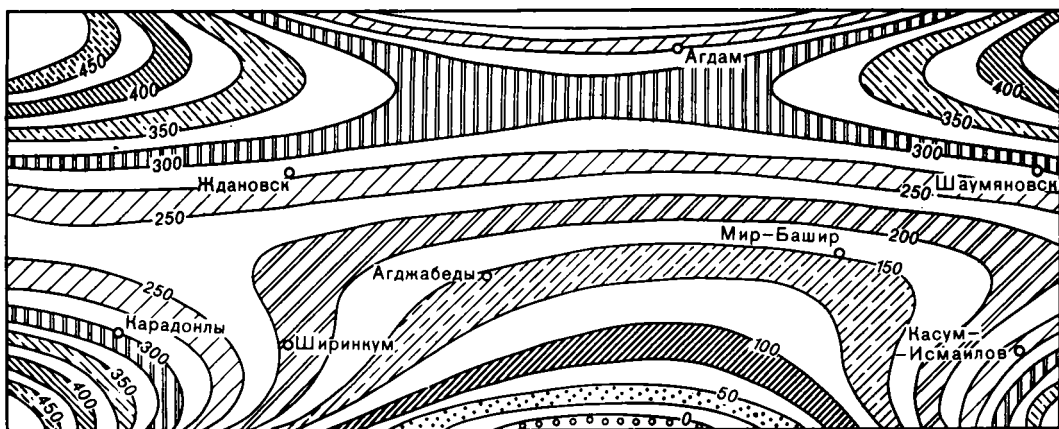


Рис. 9.12. Карта тренда четвертого порядка мощностей акчагыльских отложений восточной части Куринского прогиба

продуктивных толщ; проектируются рациональные системы размещения разведочных скважин; прогнозируются изменения различных геолого-промысловых параметров и физических свойств пород (коллекторские свойства, нефтегазонасыщенность, коэффициенты продуктивности, глинистости, плотности, акустической жесткости пород и т. д.); проводятся корреляция пластов, подсчет запасов нефти и газа. Пакеты прикладных программ, применяемые при проведении исследовательских и поисково-разведочных работ на нефть и газ, используют алгоритмический и логико-математический системный подход к решению геологических задач. При их разработке за основу необходимо брать традиционную методологию поиска и разведки, т. е. логику обработки данных поисково-разведочных работ на базе практического опыта и теоретических представлений об образовании, миграции и аккумуляции нефти и газа и формирования их скоплений.

В качестве примера можно привести автоматизированную систему ГЕОКАРТ, применяемую на стадии поиска скоплений (И. С. Джафаров, Н. М. Джафарова). Она включает программы: построения полиномиальных поверхностей тренда до восьмого порядка с определением доверительных интервалов в точках наблюдений и печатанием карт поверхностей тренда;

описания поверхностей тренда двойными рядами Фурье;

построения поверхностей тренда для малых участков изучаемой территории с последующей оценкой значений этих поверхностей в заданных точках правильной сетки (метод скользящего окна);

объемного (четырёхмерного) тренда до третьего порядка, которая может печатать контурные диаграммы профилей в прямоугольном блоке трехмерного пространства, а при необходимости строить профили по различным сечениям этого блока;

получения данных на прямоугольной сетке различными методами;

построения кубических и бикубических сплайн-функций для таких сеток в условиях значительного дефицита геологической информации;

численного сравнения карт по шести различным количественным методам.

Использование системы геокарт позволяет выполнять необходимые геологические построения по выявлению закономерностей изменения мощностей (рис. 9.12), распределению песчаности (рис. 9.13), оценке формы и размеров локальных структур (рис. 9.14), трассированию линий выклинивания литолого-стратиграфических единиц и др., что в итоге дает возможность выделять отдельные зоны и площади, перспективные для поисков залежей нефти и газа.

Система построена таким образом, что предполагает диалоговый режим работ. Это дает возможность использовать

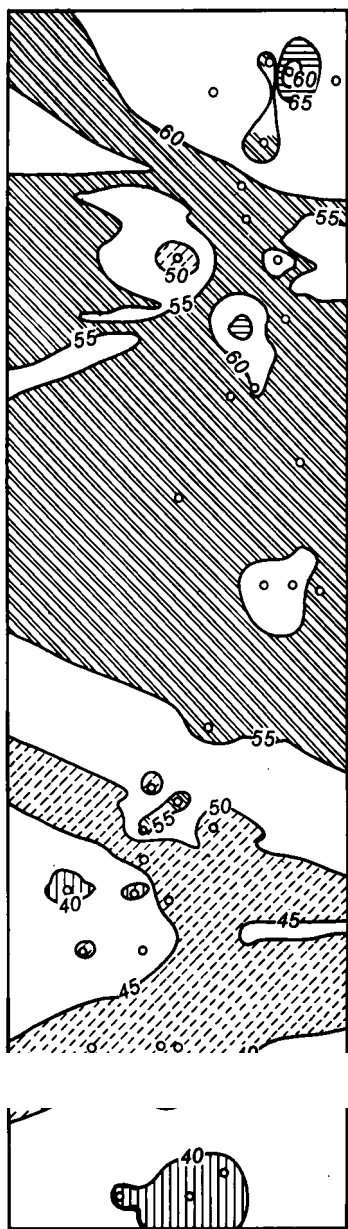


Рис. 9.13. Карта песчаности VII горизонта продуктивной толщи по Хамамдагской зоне поднятий (Южно-Каспийская впадина)

опыт и интуицию специалиста при выборе решения. Вместе с тем она предусматривает пакетный режим обработки данных, который предполагает полную детерминированность схемы решения задач, т. е. решения определенного набора задач по строго разработанной технологии.

Составление геологических карт на ЭВМ — наиболее значительное достижение в области использования компьютеров в поисково-разведочном процессе. В 60—70-х годах эти задачи решались главным образом на основе трендовых геологических методов анализа (тренд-анализа) (Д. Девис, 1977).

Цель тренд-анализа — выделение трех составляющих из первичных данных: региональной составляющей (собственно тренда); локальных составляющих (геологические особенности); случайных ошибок.

Наиболее распространенным методом анализа является тренд-анализ геологических поверхностей. Можно отметить использование тренд-анализа М. С. Арабаджи, Ю. М. Васильевым и В. С. Мильничуком (1967) по Прикаспийской впадине, Г. И. Лохматовым и Г. Т. Алиевым (1967) и Г. И. Лохматовым, Г. Т. Алиевым и В. Н. Евдокимовой (1968) для исследования нижнего отдела кембрия в верхнем районе р. Ангары, М. Д. Белониным (1970) для исследования поверхности Алексеевской возвышенности в Куйбышевской области, Г. П. Мясниковой и В. И. Шпильманом (1973) для изучения взаимосвязей между накоплением осадков и ростом старуков. Б. А. Багировым и И. С. Джафаровым (1984) в задачах нефтепромысловой геологии.

В последние годы появились новые математические методы анализа геологических поверхностей, которые в отличие от тренд-анализа не выделяют составляющих, а исходя из предположения, что все данные свободны от ошибок, описывают искомую геологическую структуру.

Наиболее важным являются методы двойных рядов Фурье; бикубических сплайнов поверхностей; описания поверхностей различными модификациями крайгинга.

Метод двойных рядов Фурье был разработан и описан в ряде работ Д. Робинсона с соавторами для выявления закономерностей складкообразования (1969, 1970, 1972, 1975). Недостаток метода — необходимость использования регулярной сетки данных, получение которой из нерегулярно располо-

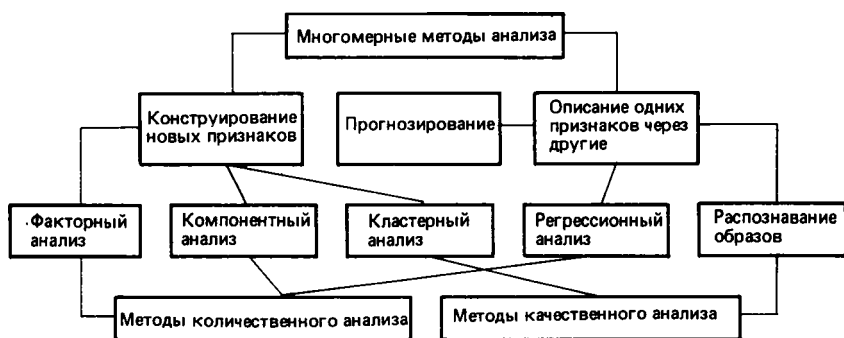


Рис. 9.15. Модели и методы анализа данных

виваются методы анализа данных, что вызвано усилившимся интересом к изучению природных и технологических систем, характеризующихся большим количеством различных свойств.

Методы анализа данных помогают сформулировать или уточнить основные закономерности рассматриваемой системы на первых стадиях ее познания, когда отсутствие точных теоретических представлений возмещается наличием различной эмпирической информации о характеристиках систем, смысл и значение которых иногда неясен.

Построенные на основе этого метода программы могут быть использованы как руководителем предприятия, который хочет на основе объективных данных о работе отдельных подразделений получить представление о функционировании всего предприятия и о возможных влияниях на эту систему, так и исследователем, который на основе анализа геологических или геофизических данных должен решать различные поисково-разведочные или геолого-промысловые проблемы. В обоих случаях можно обратиться к методам анализа данных для сверки, упрощения или обобщения информации, что в конечном итоге поможет принять решение для оптимизации производственной работы или выявить изучаемые геологические закономерности.

Цель анализа данных — обогащение теоретических представлений об изучаемом явлении на основе имеющейся эмпирической информации. Обогащение теоретические представления можно двумя основными способами: введе-

нием новых признаков (терминов) и установлением новых связей — закономерностей между признаками (терминами).

В соответствии с этим при анализе данных можно выделить две основные задачи: конструирование новых признаков и описание одних признаков через другие (рис. 9.15).

К задачам описания одних признаков через другие относятся такие, в которых необходимо одни признаки рассматриваемых объектов выразить в терминах других признаков. Так, для выражения коэффициента нефтеотдачи используются такие входные параметры, как относительная вязкость нефти, проницаемость, нефтенасыщенность, эффективная нефтенасыщенная мощность, плотность сетки скважин и т. д. Решение таких задач помимо теоретической цели — установления связи между признаками и выявлением закономерностей — может использоваться в прикладных целях прогноза, изменения выходного признака в зависимости от изменения входных признаков.

К задачам конструирования относятся такие, в которых из существующих признаков строят результирующие. Например, невозможно измерить сразу неоднородность или фильтрационно-емкостную характеристику пласта. Сначала измеряют песчанистость, расчлененность, проницаемость, пористость и т. д., после чего конструируют из подобных частных признаков показатели, характеризующие оцениваемое многомерное свойство. С теоретической точки зрения, результаты конструирования

дают новые термины, более компактно описывающие изучаемое явление, чем исходные.

Математическая теория анализа данных дает модели и методы для решения этих задач. Кроме того, задачи анализа данных при геологических исследованиях следует разделять по формальному языку представления входной информации. Вся геолого-геофизическая информация подразделяется на количественные и качественные данные. Типичные математические модели, используемые при решении задач описания, — различные модели регрессионного анализа. К задачам качественного описания относятся методы распознавания образов. Типичной задачей качественного конструирования является задача факторного или компонентного анализа, задачей качественного конструирования — задача группировки или классификации объектов.

Третье направление использования ЭВМ — управление геолого-разведочными работами — относится к разряду информационного управления, т. е. базируется на результатах геолого-разведочных работ и связано с решением информационно-логических и функциональных задач, учитывающих большой объем геолого-геофизической и технико-экономической информации. Необходимость оперативной обработки этой информации, производства многовариантных расчетов и взаимной увязки большого количества показателей требует привлечения новых методов и средств работы с информацией (М. Д. Белонин, 1977).

Одним из путей решения вышеуказанных задач является создание автоматизированных систем управления (АСУ). В СССР создается общегосударственная автоматизированная система управления народного хозяйства. В связи с этим разработка АСУ ведется во всех отраслях народного хозяйства. В геологической, нефтедобывающей и газодобывающей отраслях создаются АСУ ГЕОЛОГИЯ, НЕФТЬ, ГАЗ, составными частями которых являются подсистемы поиска, хранения и обработки геологической информации. В составе АСУ можно выделить информа-

ционно-поисковые системы (ИПС) и автоматизированные системы обработки данных (АСОД). Информационно-поисковые системы подразделяются на документографические и фактографические. Документографические ИПС предназначены для выдачи оригиналов копий и адресов хранения документов; фактографические ИПС — для выдачи непосредственной требуемой информации (значения пористости, проницаемости, литологическая характеристика того или иного комплекса пород, запасы залежи или местоскопления и т. д.).

АСОД относят к классу информационно-логических систем. В отличие от ИПС они должны не только выдавать ранее введенную в них информацию, но и производить, если необходимо, логическую переработку этой информации для получения новой информации, которая в явном виде в них не вводилась (Л. Ф. Дементьев, 1983).

В ближайшие годы будут создаваться все более портативные быстродействующие и доступные микро- и миниЭВМ. Программные средства станут все более ориентированными на пользователя, а телесвязь — самым обычным средством.

Структура компьютерного обеспечения развивается и будет развиваться на трех уровнях:

базовая ЭВМ с разветвленной терминальной системой, телекоммуникационной системой поступления информации, быстродействующими электростатическими печатающими устройствами. На этом уровне должны решаться стандартные задачи: обработка сейсмических данных, создание системы обработки сейсмических данных в трех измерениях, банки данных по различным проблемам управления отраслью или крупным объединением, обслуживание библиотеки и т. д.;

миниЭВМ, работающие для создания индивидуальных библиотек программ и аналогичным с базовой ЭВМ периферийным устройством. Причем все типы ЭВМ должны быть телекоммуникационно связаны с базовой для вызова данных или обращения к каким-то стандартным программам, системам. На этом уровне могут решаться все прикладные, инженерные задачи, комплексная интерпретация промыслово-геофизических материалов, анализа и обработки лабораторных исследований и задачи управления производством и т. д.;

микроЭВМ или переносные компьютеры с большим быстродействием, которыми практически должен быть оснащен каждый исследователь и инженер.

Разрабатываются новые и усовершенствуются имеющиеся алгоритмы решения геологических задач. Большое значение будут иметь модели решения геологических процессов, построения реальных трехмерных моделей и создание автоматизированных систем управления поисково-разведочным процессом.

ГЛАВА 10

ПОИСКИ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Процесс поисков скоплений нефти и газа начинается с изучения геологического строения малоисследованных территорий, общей оценки перспектив нефтегазоносности и заканчивается выявлением местоскопления УВ. На уже открытом местоскоплении начинается этап разведки, а затем разработки. Но это только для данного локального объекта. На остальной территории поиски продолжают до тех пор, пока все потенциальные ресурсы УВ не будут переведены в промышленные запасы, т. е. пока не будут выявлены все местоскопления, содержащиеся в недрах исследуемой территории. Таким образом, на первых этапах осуществляются только поисковые работы. Затем начинаются разведочные и далее эксплуатационные работы. Их соотношение во времени постоянно меняется. До сих пор даже в таких хорошо изученных регионах, как Азербайджан или Северный Кавказ, где нефтедобывающая промышленность интенсивно развивается уже более 100 лет, региональные и поисковые работы не утратили своего значения. Только благодаря открываемым до сих пор новым местоскоплениям удается сдерживать естественное падение добычи в указанных регионах.

Следовательно, в развивающихся и особенно малоисследованных районах региональные и поисковые работы имеют все большее значение, поскольку именно они определяют стратегию дальнейшего развития нефтегазодобывающей промышленности.

Нефтегазописковые работы подразделяются на этапы региональных исследований и поисковый. В каждом из них выделяются соответственно по две стадии:

- 1) выявление и подготовка объектов к поисковому бурению;
- 2) поиски местоскоплений УВ и новых залежей в пределах известных местоскоплений.

§ 10.1. Задачи и методы региональных нефтегазописковых работ

Региональные нефтегазописковые работы проводятся на неисследованных или недостаточно исследованных территориях с целью изучения общих черт геологического строения, оценки пер-

спектив их нефтегазоносности с подсчетом прогнозных ресурсов и установления первоочередных районов для постановки дальнейших поисковых работ.

Примечание. Основные задачи, решаемые на этапе региональных нефтегазописковых работ, см. в табл. 9.1.

Региональный этап подразделен на две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления.

На данном этапе проводится обширный комплекс геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических, буровых, а также научно-тематических работ.

Геологические работы включают в себя региональные и полудетальные геолого-съемочные и структурно-геоморфологические съемки масштабов 1:1 000 000 и 1:500 000, проводимые с задачей изучения общих черт геологического строения и стратиграфии осадочного чехла, слагающего изучаемую территорию. Обычно эти съемки комплексированы с геохимическими и гидрогеологическими исследованиями. При региональных геохимических исследованиях изучаются нефтегазопоявления, породы и содержащиеся в них битумы с целью выяснения геохимической обстановки седиментации отложений разреза и выделения нефтематеринских толщ. При гидрогеологических исследованиях выявляются водопоявления, по которым определяются минерализация и тип пластовых вод, наличие в них рассеянных микроэлементов, органических веществ, растворенных газов и их состав, выясняются характер и изменения в пространстве и разрезе, а также условия и направления движения пластовых вод. Все указанные данные необходимы для оценки перспектив нефтегазоносности.

Большое значение имеют геофизические работы, которые на стадии региональных исследований призваны решать следующие задачи:

выяснение глубин залегания и структурных особенностей фундамента, установление связи структурных форм фундамента и осадочного чехла;

определение вещественного состава, мощностей и строения осадочного чехла

с выделением структурных этажей и возможно нефтегазоносных формаций; изучение крупных структурных элементов и зон региональных нарушений.

Для решения указанных задач проводятся аэромагниторазведка, региональные гравиразведка, электроразведка и сейсмические профили.

Хорошие результаты дают сейсмические исследования. Применение комплексного метода преломленных волн (КМПВ) позволяет достаточно надежно изучать рельеф фундамента, а методы отраженных волн (МОВ) и общей глубинной точки (МОГТ) — региональное строение осадочного чехла. При этом исследования в основном проводятся путем сейсмического профилирования, а в отдельных случаях — путем сейсмических зондирования или рекогносцировочными работами по рекам, как, например, в Западной Сибири.

Для регионального изучения нефтегазоносных территорий успешно применяется электроразведка. В районах относительно неглубокого залегания фундамента (до 2—3 км) для определения общей мощности осадочного чехла, выяснения распространения крупных литолого-фациальных комплексов и особенностей их тектоники могут использоваться методы ВЭЗ, теллурических токов, дипольного зондирования, становления поля и др.

Наилучшие результаты достигаются при комплексировании региональных сейсмических исследований с аэромагнитными, гравиметрическими и электроразведочными работами. Это позволяет более детально изучать особенности строения исследуемых территорий, которые могут быть не выяснены при применении только одного из геофизических методов. Кроме того, следует стремиться результаты геофизических (сейсморазведки и электроразведки) исследований привязывать к имеющимся на изучаемой территории опорным или параметрическим скважинам, в результате чего значительно повышается качество интерпретации геофизических материалов.

В «старых» нефтегазоносных районах при изучении нижних частей осадочного чехла основная роль принад-

лежит проведению сейсмических профилей КМПВ, МОГТ и РНП (регулируемый направленный прием).

В комплекс региональных работ входит также бурение опорных, параметрических и в отдельных случаях структурно-профильных скважин. На основе совокупности всех вышеуказанных данных по многим районам даны обоснованные оценки перспектив их нефтегазоносности.

Эффективность региональных работ в значительной степени зависит от качества научных исследований, проводимых комплексно по анализу и обобщению полученных фактических материалов. В результате стратиграфических исследований должен быть изучен геологический разрез, слагающий исследуемый осадочный бассейн, обоснованно произведено стратиграфическое расчленение, установлены перерывы и несогласия, выделены структурные этажи и произведено сопоставление разрезов, находящихся в разных частях изучаемой территории.

В результате тектонических, структурно-формационных, палеотектонических исследований должно быть проведено геотектоническое районирование с учетом морфологии, размеров и особенностей геологического развития структурных элементов различных типов. Итогом этих исследований являются тектоническая схема с выделением генетически различных крупных структур, а также региональные геолого-геофизические и структурные карты и профили. Важное значение для изучения особенностей истории развития имеют палеотектонические профили и карты мощностей.

На основе литолого-фациальных и палеогеографических исследований должен быть изучен литологический состав всех стратиграфических подразделений разреза и выяснены палеогеографические условия их образования; изучено наличие коллекторских толщ и покрышек и распространение их по разрезу и в плане. С этой целью по отдельным стратиграфическим подразделениям составляются литолого-фациальные карты с показом развития коллекторов, их свойств, мощностей и по-

крышек, а также палеогеографически схемы.

Не менее важное значение имеют геохимические исследования, направленные на изучение битуминозности разреза и геохимической обстановки осадконакопления, выделение нефтегазопроизводящих комплексов и прослеживание их на рассматриваемой территории. В результате этих исследований составляются геохимические карты и разрезы, на которых следует намечать наиболее благоприятные зоны для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Гидрогеологические исследования на основе выделения водоносных комплексов, изучения распространения различных типов вод, их минерализации, газонасыщенности, статических уровней, установления районов питания и разгрузки позволяют оценивать перспективы нефтегазоносности и степень сохранности возможных скоплений нефти и газа. Результаты указанных исследований представляются в виде гидрогеологических и гидрохимических карт.

Оценка перспектив нефтегазоносности базируется на совокупности всех указанных исследований по крупным стратиграфическим комплексам, для которых определяются различные по степени перспективности районы и намечаются первоочередные зоны и площади для постановки дальнейших поисковых работ. Комплекс указанных карт является основой для составления общей карты прогноза нефтегазоносности изучаемого района.

При оценке зон нефтегазонакопления работы проводятся в наиболее перспективном районе изучаемого региона, выявленном на стадии прогнозирования. Задачами этой стадии работ являются:

изучение структурных взаимоотношений между различными литолого-стратиграфическими и в том числе возможными нефтегазонасыщенными комплексами; уточнение нефтегазогеологического районирования;

выявление палеогеографических особенностей формирования перспективных отложений и основных закономерностей распространения и измене-

ния физических свойств коллекторов и покрышек;

выявление наиболее крупных ловушек различных генетических типов;

определение наиболее перспективных зон нефтегазонакопления и очередности последующих поисковых работ;

количественная оценка прогнозных ресурсов по категориям Ог и 01 по региону и отдельным крупным структурным элементам.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления продолжаются, по существу, те же самые исследования, но более детальные (см. табл. 9.2) с масштабом геологических и геофизических съемок 1:500 000 и 1:200 000.

§ 10.2. Задачи и методы поисковых работ на стадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и поиска местоскоплений

Поисковый этап геолого-разведочных работ на нефть и газ проводится в районах, где на основе результатов региональных исследований установлены перспективы для поисков скоплений нефти и газа. По характеру решаемых задач и комплексу проводимых методов они разделяются на две стадии.

Примечание. Основные задачи проводимых на этих стадиях геолого-геофизических работ см. в табл. 9.1.

Основная цель поисковых работ на первой стадии вытекает из их названия — это выявление перспективных на нефть и газ объектов и подготовка их к поисковому бурению.

Эффективность проведения работ на этой стадии в значительной степени зависит от результатов ранее проведенных региональных исследований. Отставание региональных исследований и в связи с этим отсутствие четких представлений о геологическом строении основных структурных элементов, литолого-фациальном составе пород и истории геологического развития в пределах изучаемой территории может привести к неправильным направлениям детальных поисковых работ.

На этой стадии проводится обширный комплекс исследований: геоло-

гических, геофизических, геохимических, гидрогеологических, а также буровых работ. Рациональный комплекс, масштаб, последовательность и методика исследований определяются геологическими условиями района, степенью его изученности, а также экономической целесообразностью применения отдельных видов работ. Типовой рациональный комплекс работ см. в табл. 9.2.

Геологическая и структурно-геологическая съемки проводятся в масштабах 1:100 000—1:25 000. Их цель—изучение геологического строения отдельных районов, площадей и структур для постановки дальнейших детальных поисковых работ (геофизических, буровых и др.).

Указанные съемки обычно являются инструментальными. В закрытых областях с мощным покровом четвертичных отложений они сопровождаются значительными объемами мелкого бурения и горными выработками (шурфами, канавами и др.). Кроме того, проводятся также структурно-геоморфологические исследования.

Стадия 1. Основные геологические задачи на этой стадии:

1) поиски зон структур и отдельных локальных поднятий по различным структурным этажам;

2) поиски и прослеживание зон стратиграфических несогласий, тектонических нарушений, зон выклинивания коллекторов и их фациального замещения;

3) детализация строения локальных поднятий и подготовка отдельных площадей для постановки поискового бурения с выяснением структурных соотношений отдельных литолого-стратиграфических комплексов в пределах исследуемой структуры или площади.

Эти задачи должны решаться комплексом геофизических методов исследований: сейсморазведкой, гравиразведкой, электроразведкой и в отдельных случаях магниторазведкой. Геофизическими работами подготавливается к глубокому бурению основное количество структур во всех нефтегазоносных областях страны.

Геофизические методы исследования имеют особенно большое значение в районах распространения погребенных

структур и на площадях, характеризующихся значительным смещением сводовых поднятий, т. е. на территориях, где структурное бурение малоэффективно.

Среди геофизических методов исследований на стадии детальных поисковых работ решающее значение принадлежит сейсморазведке МОВ, МОГТ и РНП. Эти методы позволяют решать вопросы поисков и структурного картирования зон поднятий и отдельных локальных структур и геофизических аномалий тела «залежь» с целью подготовки их к бурению. Для этого проводятся в основном площадные исследования в масштабах 1:100 000—1:25 000.

При выявлении и подготовке объектов к поисковому бурению проводятся электроразведочные работы в различных модификациях в масштабах исследований 1:200 000—1:25 000. В ряде областей детальная гравиразведка позволяет выявить валоподобные и отдельные локальные структуры, рифовые массивы и соляные купола. В отдельных районах доказана высокая эффективность применения высокоточной гравиразведки для детализации строения отдельных поднятий, рифов и др., которая проводится в более крупном масштабе. В последнее время проводятся также опытные работы по использованию детальной гравиразведки при прямых поисках скоплений нефти и газа.

Для оценки перспектив нефтегазоносности изучаемых районов определенное значение имеют геохимические исследования. Чаще всего используется газовая съемка — по свободному газу — и газокерновая съемка. На рассматриваемой стадии проводится также структурное и в отдельных случаях параметрическое бурение.

Структурное бурение применяется во многих нефтегазоносных областях для подготовки локальных структур в районах, где геофизические методы не дают должного эффекта. В зависимости от геологических особенностей изучаемой территории оно проводится на различные глубины и на различные опорные горизонты. При этом опорные горизонты, глубина скважин и очеред-

ность их заложения должны обосновываться исходя из геологических особенностей изучаемого района с учетом наличия в разрезе несогласий, размывов, в большинстве случаев обуславливающих несоответствие структурных планов по различным горизонтам. Последний факт значительно осложняет проведение структурного бурения. Вследствие этого в отдельных районах структуры, подготовленные по неглубоким опорным горизонтам, могут не подтвердиться при проведении глубокого поискового бурения.

Более высокая эффективность может быть получена при комплексном совместном проведении структурного — профильного бурения и геофизических исследований. Этот комплекс работ позволяет выявлять и изучать особенности геологического строения зон поднятий, отдельных локальных структур, намечать зоны региональных стратиграфических несогласий, выклинивания, фациальных изменений; получать более обоснованное представление о строении локальных структур, чем при раздельном их изучении указанными методами. Кроме того, достигаются резкое уменьшение объема структурного бурения, сокращение сроков разведки и значительная экономия материальных средств.

Параметрические скважины бурятся в основном на стадии региональных исследований, однако в отдельных районах, характеризующихся большой сложностью для качественного проведения геофизических исследований (в основном сейсморазведки), возникает необходимость бурения этих скважин и при детальных поисковых работах. На этой стадии проводятся научно-тематические работы по анализу и обобщению первичных материалов, получаемых в результате проведения геологических, геофизических, геохимических исследований и др. При этом составляются крупномасштабные структурные, структурно-геологические и геофизические карты и профили, уточняется тектоническое районирование, детализируются стратиграфические разрезы и схемы сопоставления, в совокупности дающие представление о современном геологи-

ческом строении изучаемых районов. При наличии необходимых материалов составляются палеогеологические карты для выявления погребенных структур и палеоструктурные — для изучения особенностей геологического развития и установления времени формирования как крупных структурных элементов, так и отдельных локальных поднятий. Проводятся более детальные литолого-фациальные исследования по основным продуктивным и перспективным комплексам с выделением зон развития коллекторов и покрышек и изменения их свойств. Обязательным графическим приложением являются карты перспектив нефтегазоносности с показом первоочередных районов и рекомендациями по направлению дальнейших поисковых работ.

Стадия 2. Поиск и открытие местоскоплений нефти и газа или новых залежей в пределах уже выявленных местоскоплений.

Указанные задачи решаются бурением и опробованием поисковых скважин, закладываемых на перспективных структурах, подготовленных на предшествующей стадии работ. Первые поисковые скважины рекомендуется закладывать на технически доступную глубину с целью выявления залежей по всему разрезу осадочных пород. Основные геологические задачи на стадии 2: 1) качественная проводка поисковых скважин, для чего должен производиться необходимый отбор керна, шлама и комплекс промыслово-геофизических исследований; 2) опробование перспективных горизонтов в процессе бурения с применением испытателей и опробователей пластов. По результатам опробования нефтегазоносных горизонтов дается сравнительная оценка их продуктивности и потенциальных возможностей и осуществляется выбор первоочередных объектов разведки; 3) интенсификация получаемых притоков, что особенно важно для карбонатных коллекторов.

В процессе поискового бурения для выделения в разрезе продуктивных горизонтов необходимо проводить глубинные геохимические исследования (газовый, битумный каротаж и др.). При

опробовании горизонтов большое внимание должно уделяться гидрогеологическим исследованиям водоносных комплексов. С этой целью при опробовании поисковых скважин должны изучаться химический состав вод, дебиты, статические напоры, температура, состав и давление насыщения растворенных газов в воде.

Весьма эффективными в ряде районов могут быть детализованные скважинная и наземная (морская) сейсморазведки, а также геофизические исследования по прогнозированию разреза и оконтуриванию залежи.

Результаты поискового бурения и других исследований должны качественно и своевременно научно обрабатываться, на основе чего составляются детальные стратиграфические разрезы, корреляционные схемы, детальные структурные карты, профили, карты коллекторских свойств и мощностей по продуктивным горизонтам и другие графические материалы, необходимые для оценки результатов поисковых работ.

Заканчивается эта стадия подсчетом запасов по категориям С₂ и частично С₃ на основе чего дается заключение о геолого-экономической оценке выявленного местоскопления или залежи и целесообразности проведения дальнейших разведочных работ. При получении положительных результатов выявленные продуктивные площади передаются в промысловую разведку. При получении отрицательных результатов и установлении бесперспективности разведанной площади дальнейшие геолого-разведочные работы прекращаются. В отдельных случаях, когда в результате проведения поискового бурения установлено более сложное строение, дается заключение о необходимости проведения на ней дополнительных геолого-геофизических работ.

В заключение отметим, что детальные поисковые работы в настоящее время в большинстве районов направлены на поиски скоплений нефти и газа, связанных с локальными структурами. Между тем в ряде старых нефтегазодобывающих областей большая часть структурных ловушек уже разбурена.

Дальнейшие перспективы развития нефтедобывающей промышленности в этих регионах связываются с поисками залежей литологического и литолого-стратиграфического типов в зонах регионального литологического выклинивания, стратиграфического несогласия, развития региональных нарушений и др. Следовательно, задачи и методика проведения детальных поисковых работ в дальнейшем, несомненно, будут усложняться.

§ 10.3. Условия формирования локальных поднятий как возможных ловушек нефти и газа

На стадии региональных и поисковых работ большое значение имеет изучение природных ловушек, к которым могут быть приурочены залежи нефти и газа и их местоскопления. В природных условиях встречаются весьма разнообразные типы ловушек. Вместе с тем существует определенная закономерность их распространения, которая заключается в том, что различным крупным структурным элементам соответствуют определенные типы ловушек. Знание преимущественного распространения различных типов ловушек в том или ином районе позволяет наметить наиболее рациональные методы их поисков и тем самым повысить эффективность геолого-разведочных работ.

Под термином *локальное поднятие* следует понимать любое морфологически выраженное положительное локальное геологическое тело различного генезиса. К локальным поднятиям относятся тектонические складки (структуры), соляные купола, магматические диапиры, эрозионные останцы и т. д.

Условия формирования скоплений нефти и газа и их изменение во времени иногда в решающей степени зависят от происхождения и особенностей развития локальных поднятий, к которым они приурочены.

В основу существующих схем классификации структур положены морфологические и генетические признаки или их сочетание. При выделении отдельных морфологических типов складок учитываются: положение осевой по-

верхности (прямые, косые, опрокинутые, лежащие, перевернутые складки); соотношение осевых поверхностей в пространстве (изоклинальные, веерообразные); форма крыльев и свода (сундучные, острые, выпуклые); изменение мощностей в своде и крыльях (параллельные, подобные); соотношение длины и ширины сводов (линейные, брахиантиклинальные, куполовидные, неправильные) и др.

Значительно сложнее обстоит дело с разработкой классификации складок, основанной на генетических признаках. Основные принципы построения схем генетических классификаций складок изложены в работах Ю. А. Косыгина (1969), В. Е. Хайна (1971) и др.

Примечание. Одновременно с общими схемами классификации, охватывающими все типы складок, детально разработаны схемы классификации отдельных генетических их типов, например солянокупольных складок, связанных с грязевым вулканизмом, приразломных и др. Кроме того, существуют многочисленные схемы классификации складок и локальных поднятий, распространенных в том или ином регионе, например: по Днепровско-Донецкой впадине — классификация В. М. Смелянского (1964); по эпигерцинской платформе Средней Азии — Э. А. Бакирова и З. А. Табасаранского (1963) и т. д. Они отличаются друг от друга различным подходом к их составлению, вследствие чего объединить их в единую генетическую схему классификации затруднительно. В то же время выяснение закономерностей распространения отдельных типов локальных поднятий невозможно без выявления генезиса этих поднятий и без единого однозначного подхода к изучению особенностей их развития во времени.

Главным, решающим принципом при подразделении локальных поднятий на отдельные группы должен быть их генезис. С этой точки зрения все локальные поднятия Э. А. Бакиров (1968) разделяет на четыре класса:

1) первично-тектонические, возникшие как результат непосредственного воздействия тектонических движений;

2) вторично-тектонические, возникшие в результате вторичных процессов, являющихся, в свою очередь, следствием проявления тектонических движений;

3) атектонические (нетектонические), происхождение которых связано с процессами осадкообразования, мета-

морфизма, поверхностными (экзогенными) процессами и др.;

4) смешанные, образующиеся в результате совместных проявлений тектонических и нетектонических факторов.

В зависимости от механизма образования — от того, в каких зонах земной коры (в фундаменте, платформенном чехле или на поверхности) и в каких геологических условиях образуются локальные поднятия, — каждый класс подразделяется на группы и подгруппы (табл. 10.1, рис. 10.1).

Среди различных типов локальных поднятий наибольшие потенциальные возможности с точки зрения образования залежей нефти и газа имеют поднятия, относящиеся к первично-тектоническому и вторично-тектоническому классам. Среди атектонических локальных поднятий залежи нефти и газа наиболее часто приурочены к поднятиям, относящимся к седиментационной (рифам) и эрозионной (выступы фундамента и осадочных пород) группам. Локальные поднятия метаморфогенной и поверхностной групп практического значения при поисках нефти и газа не имеют, так как если в них и могут скопиться УВ, то в небольших количествах.

При разработке классификации локальных поднятий весьма важным является установление их историко-геологической (генетической) и пространственной связи с более крупными геотектоническими и структурными элементами земной коры. С этой точки зрения все локальные поднятия подразделяются на поднятия платформенных, геосинклинальных и переходных областей. В свою очередь, в перечисленных областях выделяются поднятия, приуроченные к определенным крупным («вмещающим», по Ю. А. Косыгину) структурным элементам. Например, среди платформенных выделяются поднятия, приуроченные к антеклизам и синеклизам, сводовым поднятиям, внутриплатформенным и краевым впадинам, валам, прогибам и т. д. Среди геосинклинальных выделяются локальные поднятия межгорных впадин, антиклинорий, синклинориев и др.

Достигнутые в последнее десяти-

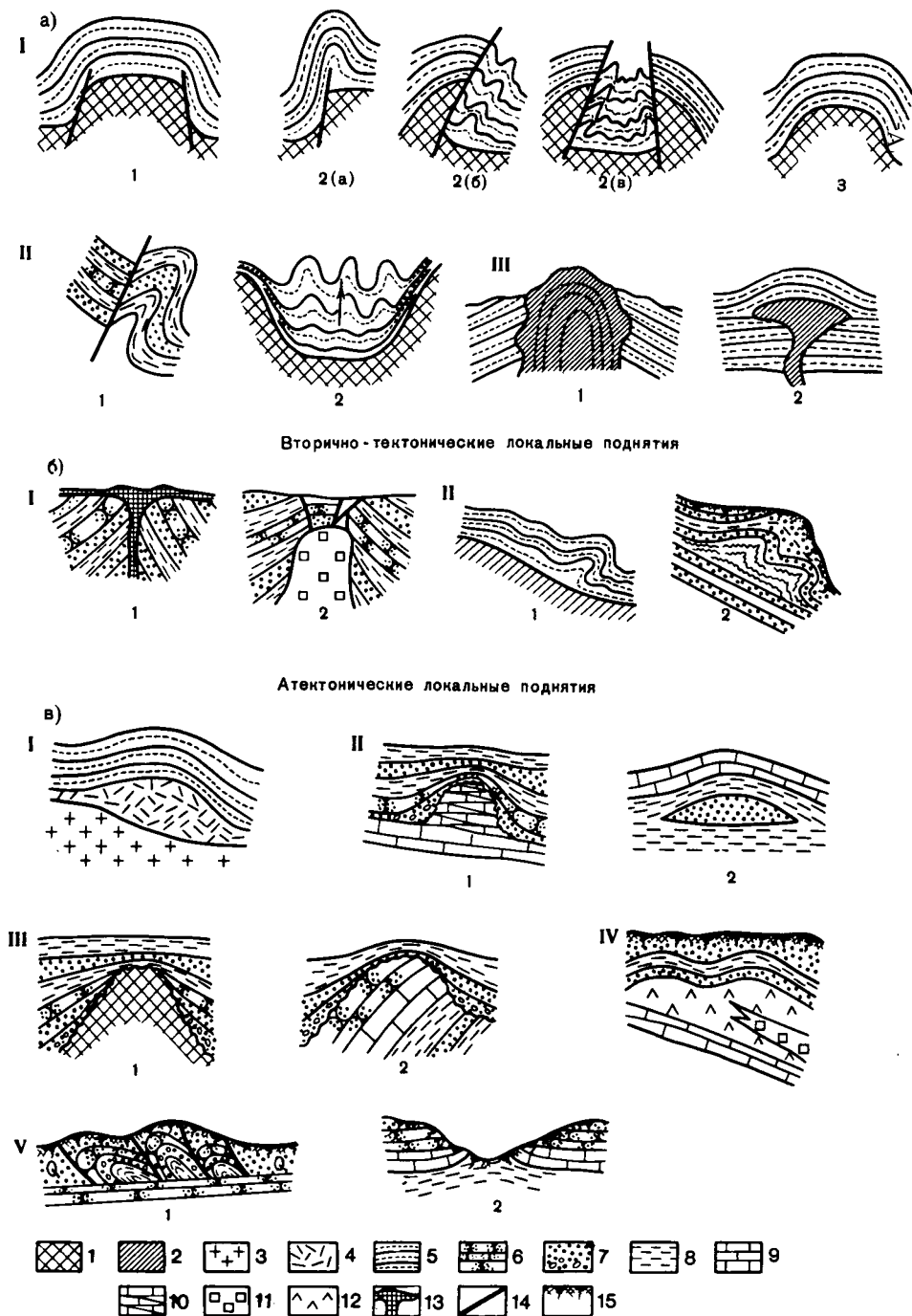


Рис. 10.1. Примеры локальных поднятий:

a — первично-тектонические; *б* — вторично-тектонические; *в* — атектонические локальные: 1 — фундамент; 2 — изверженные породы; 3 — граниты; 4 — метаморфические сланцы; 5 — осадочные породы; 6 — песчаник; 7 — пески с галькой; 8 — глины; 9 — известняки; 10 — рифовый массив; 11 — каменная соль; 12 — гипс; 13 — сопочная брекчия; 14 — разломы и нарушения; 15 — поверхность земли

Т а б л и ц а 10.1. Классификация локальных поднятий (по Э. А. Бакирову, 1968)

Г р у п п а	П о д г р у п п а
<i>Первично-тектонические поднятия</i>	
I. Связанные с тектоническими движениями фундамента	1. Связанные с движениями блоков фундамента — блоковые 2. Связанные с разломами фундамента — разломные (по В. Е. Хайну): а) приразломные; б) надразломные; в) межразломные 3. Связанные с пликативными движениями фундамента — безразломные
II. Связанные с тектоническими движениями осадочного чехла (складки регионального сдвигания или растяжения)	1. Связанные с разрывами в осадочном чехле — разрывные 2. Связанные с пликативными движениями осадочного чехла — пластичные
III. Связанные с внедрением магмы (магматогенные)	1. Магматические диапиры 2. Складки выдавливания осадочного чехла, обусловленные внедрением магмы
<i>Вторично-тектонические поднятия</i>	
I. Связанные с движениями пластических масс (складки выжимания)	1. Складки течения пластических терригенных пород (например, связанные с грязевым вулканизмом) 2. Складки течения хомогенных пород (соляные купола, соляные диапиры и др.)
II. Связанные с движениями непластических масс (складки оползания)	1. Обусловленные тектоническими уклонами 2. Обусловленные механическими воздействиями
<i>Атектонические (не тектонические) поднятия</i>	
I. Мета морфогенные II. Седиментационные	1. Связанные с рифовыми массивами (рифогенные) 2. Связанные с уплотнением пород

Г р у п п а	П о д г р у п п а
III. Эрозионные	1. Связанные с эрозионными выступами фундамента 2. Связанные с эрозионными останцами осадочного чехла
IV. Диагенетические	Связанные с разбуханием, дегидратацией и др.
V. Поверхностные	1. Связанные с гляциодислокациями 2. Складки выпирания и др.

летие успехи в теории тектоники плит значительно продвинули познание строения и истории развития континентов, океанических плит и слагающих их региональных геоструктурных элементов. Дальнейшее развитие этой теории в ближайшем будущем позволит более полно раскрыть механизм образования и локальных структурных форм — потенциальных ловушек УВ, выявить новые их типы и закономерности распространения.

При изучении нефтегазоносности локальных поднятий большое значение имеет выяснение условий их формирования и развития, в том числе времени заложения и формирования; характера взаимоотношений структурных планов осадочного чехла и поверхности фундамента; соотношений структурных планов различных стратиграфических комплексов осадочного чехла в пределах локальных поднятий; условий сохранности (замкнутости) структуры и характера отражения локальных поднятий на поверхности. По этим признакам локальные поднятия, относящиеся к различным генетическим группам, подразделяются на отдельные типы.

Подразделение локальных поднятий по времени их заложения и формирования. Формирование зон регионального нефтегазоаккумуляции, а также местоскоплений и залежей нефти и газа в значительной мере зависит от времени заложения и замыкания соответствующей

щих региональных и локальных ловушек.

Следует учесть, что время заложения локального поднятия может не совпадать со временем образования его как замкнутой ловушки. Например, если на каком-то локальном участке на фоне региональной моноклинали в начале среднеюрского времени происходило поднятие блока фундамента, то можно считать, что в начале средней юры произошло заложение структуры. Это будет фиксироваться уменьшением мощности среднеюрских отложений. Вместе с тем если в течение средней юры моноклинальное погружение в сторону центральной части впадины происходило интенсивно, а амплитуда воздымания локального участка не превышала регионального наклона, то в этом месте образовывалась не замкнутая структура, а лишь структурный нос. Замкнутая структура может образоваться позднее, например в нижнем мелу, когда амплитуда локального поднятия превышала региональный наклон. В связи с тем, что с точки зрения возможностей образования скоплений УВ (залежей) нас интересует прежде всего замкнутая структура, локальные поднятия следует подразделять не только по времени их заложения, но и по времени замыкания изогипсы по конкретному стратиграфическому комплексу.

Во многих нефтегазоносных районах существует прямая связь между временем возникновения поднятий как замкнутых ловушек и нефтегазоносностью отдельных стратиграфических комплексов. Если процессы образования и миграции УВ в таких районах завершились до образования замкнутой ловушки, то, естественно, такие ловушки будут пустыми. Например, в Саратовско-Волгоградском Поволжье залежи нефти в девонских отложениях встречаются лишь в тех локальных структурах, формирование которых происходило в девонский период. В Ейско-Березанской зоне поднятий и некоторых других районах, расположенных в Азово-Кубанской впадине, все локальные поднятия, сформировавшиеся в доверхнемеловое время (Каневское, Челбасское, Бере-

занское, Старо-Минское, Майкопское и др.), являются продуктивными. Эти же стратиграфические комплексы, приуроченные к антиклинальным структурам, образовавшимся в конце верхнего мела и в палеогене (Щербиновская, Ново-Минская, Ярославская и др.), скоплений нефти или газа не содержат.

В Прикумском поднятии Северного Предкавказья скопления нефти и газа в верхнемеловых и палеогеновых отложениях приурочены к локальным поднятиям как относительно древнего (доверхнемелового), так и молодого (эоценового и нижнемиоценового) времени образования. В то же время нефтегазовые скопления в юрских и нижнемеловых отложениях наблюдаются только в локальных поднятиях, образовавшихся соответственно в доверхнемеловое и доэоценовое время.

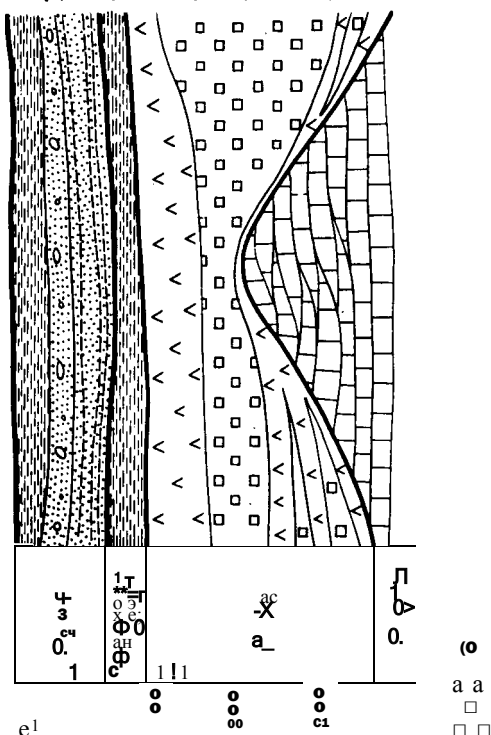
Все приведенные и другие многочисленные факты показывают, насколько важно выяснение времени заложения и характера последующего формирования региональных и локальных ловушек для оценки перспектив нефтегазодности.

Время образования локальных поднятий атектонического (нетектонического) класса (рис. 10.2) обусловлено геологическими условиями их формирования (наличие благоприятных литофациальных, термодинамических, гидрогеологических и других условий), которые могут возникнуть в любой геологический отрезок времени, но очень редко проявляются вновь (за исключением, пожалуй, метаморфогенных и диагенетических процессов).

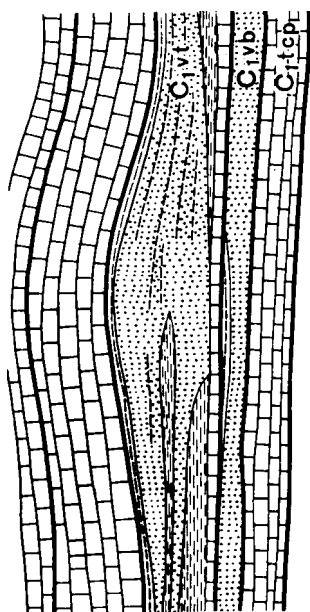
С точки зрения времени возникновения все локальные поднятия, относящиеся к первично-тектоническому и вторично-тектоническому классам, могут образоваться и развиваться в течение всей истории геологического развития того или иного региона вплоть до четвертичного периода. В качестве примеров схем классификаций локальных поднятий, в которых учитывается время их заложения, можно привести схему Э. А. Бакирова и З. А. Табасаранского (1963). По этой схеме все известные в то время на территории Туранской

Рис. 10.2. Примеры локальных поднятий атектонического класса:

а — структура уплотнения в отложениях нижнего карбона на Колетовской площади в Саратовском Поволжье (по Ю. П. Бобрюву); б — структура облекания на рифовом массиве в Башкирии; 1 — известняки; 2 — глина; 3 — песчаники; 4 — гипс; 5 — каменная соль; 6 — пески с галькой



е¹



< <
< <
< <

со

сш
1111

плиты локальные поднятия разделены на четыре типа:

1) юрского заложения, развивавшиеся в течение последующих эпох мезокайнозоя (Южный Мубарек, Тюямуюн и др.);

2) мелового заложения, развивавшиеся в течение последующих эпох мезокайнозоя (Юлдузская, Дарвазинская и др.);

3) палеогенового и неогенового заложения (Топ-Джильбинская, Джаркаская, Учкырская и др.);

4) возрожденные структуры древнего заложения (Ташкудукская, Газлинская и др.).

При распределении локальных поднятий по этим четырем типам учитывалось не только время заложения (возникновения) поднятий, но и характер их формирования в течение последующей геологической истории развития региона. Характер развития локальных поднятий в течение всего цикла осадконакопления существенным образом обуславливает его морфологию. Если, например, антиклинальное поднятие развивалось (росло) параллельно с осадконакоплением, то оно прослеживается по всем стратиграфическим комплексам, амплитуда его возрастает с глубиной и мощность осадков на своде меньше, чем в крыльевых частях. Такой тип поднятий называют **конседиментационным**. Другой тип антиклинальных складок, возникших на конечных этапах осадконакопления, называют **постседиментационным**. В таких складках, как правило, мощности отложений на сводах одинаковы с мощностями на крыльях.

Если антиклинальная складка, возникнув, например, в результате поднятия блока фундамента в один из начальных этапов платформенного развития, затем прекратила свой рост и была сnivelирована последующими отложениями, то такие поднятия, конседиментационные на раннем или на одном из ранних этапов геологической истории развития региона и прекратившие свой рост в последующие этапы, называют **погребенными**.

В практике часто встречаются случаи, когда антиклинальная складка в

Рис. 10.3. Основные типы поднятий, выделенные по времени возникновения и характеру их дальнейшего развития на эпигерцинской платформе:

а — возникшее в юрский период и развивавшееся в течение последующего времени осадконакопления (конседиментационное); *б* — возникшее в меловой период и развивавшееся в течение последующих периодов (конседиментационное); *в* — возникшее в палеогеновый (или неогеновый) период (постседиментационное); *г* — возникшее в юрский (или меловой) период, не развивавшееся в течение последующего времени (погребенное); *д* — возникшее в юрский (или меловой) период, прекратившее свое развитие на длительный период, но активизировавшееся в палеогене или неогене (возрожденное или прерывисто-конседиментационное)

течение длительного этапа геологического развития не росла, была сnivelирована, а затем вновь стала развиваться. Эти поднятия называют **возрожденными** или **прерывисто-конседиментационными**.

Исходя из взаимоотношения роста локальных поднятий с процессами осадкообразования во времени, часто схемы классификации начинают составлять с подразделения поднятий на конседиментационные, прерывисто-конседиментационные (возрожденные) и постседиментационные. Однако, оставляя правомерность применения указанных терминов при характеристике или анализе развития локальных поднятий, следует вводить их в схему классификации с указанием времени заложения или возникновения локального поднятия и характера его развития в последующие этапы. Иначе говоря, если речь идет, например, о той же эпигерцинской платформе Средней Азии или Северного Предкавказья, то локальные поднятия по времени возникновения и характеру дальнейшего развития можно подразделить на следующие типы:

1) **конседиментационные**, возникшие в юрский период и развивавшиеся в течение последующего времени осадконакопления (рис. 10.3, а);

2) **конседиментационные**, возникшие в меловой период и развивавшиеся в

течение последующих периодов (рис. 10.3, б);

3) **постседиментационные**, возникшие в палеогеновый (или неогеновый) период (рис. 10.3, в).

4) **погребенные**, возникшие в юрский (или меловой) период, не развивавшиеся в течение последующего времени (рис. 10.3, г);

5) **возрожденные или прерывисто-конседиментационные**, возникшие в юрский (или меловой) период, прекратившие свое развитие на длительный период, но активизировавшиеся в палеогене или неогене (рис. 10.3, д)

Классификация локальных поднятий по времени возникновения имеет значение не только для складок, формирование которых связано с движениями фундамента. По этому признаку можно подразделить и локальные поднятия, сформировавшиеся в осадочном чехле. Так, образование и наиболее интенсивный рост складок, возникающих в результате регионального сдвигания осадочного чехла в крупных прогибах, происходит на определенных этапах тектонической активности этих регионов, а именно в этапы интенсивных прогибаний или поднятий (Ю. А. Косыгин, В. А. Магницкий) или как результат рифогенной плитной и микроплитной динамической эволюции. Примерами таких локальных поднятий служат неко-

торые складки Днепровско-Донецкой впадины (Березнянская и Шаповаловская), возникшие в нижнепермскую эпоху и активизировавшиеся в предпалеогеновый период, и часть складок Ферганской впадины. Они могут быть конседиментационными, постседиментационными и возрожденными. Отличие их от поднятий предыдущей группы заключается в том, что антиклинальные складки этого типа в осадочном чехле могут не отражаться в структуре поверхности фундамента.

Время возникновения локальных поднятий, относящихся к третьей группе первичного тектонического класса — группе магматогенных, также может иметь широкий диапазон. Локальные поднятия, связанные с внедрением магмы в осадочные образования, распространены главным образом в геосинклинальных областях, но иногда встречаются и на платформах. Например, дайки и лакколиты в основном диабазового состава довольно широко развиты в палеозойских осадочных образованиях Средне-Амазонской впадины, расположенной между Гвианским и Бразильским докембрийскими массивами, в палеозойских осадочных толщах восточной части Мараньонской впадины (Бразилия). Внедрение магмы в указанных районах в толщу осадочных пород происходило в начале мезозоя, видимо, неоднократно. Вмещающие породы как бы раздвигались, часто образуя при этом антиклинальные складки.

Важно знать время образования и по этому признаку классифицировать локальные поднятия вторично-тектонического происхождения. Например, в пределах Днепровско-Донецкой впадины в районах распространения девонской соли установлены солянокупольные складки, образование которых происходило в результате предкаменноугольного, предверхневизейского, предверхнепермского, предпалеогенового и даже предчетвертичного прорыва соли. Эти складки, как правило, не находят отражения по подсоловым отложениям и тем более по поверхности фундамента. Однако в отличие от магматогенных локальных поднятий, образование

которых вызвано единовременным (эпизодическим) внедрением магмы в осадочную толщу, солянокупольные поднятия могут в ряде случаев расти непрерывно в течение всего процесса осадконакопления, усиливаясь или замедляясь в отдельные этапы геологического развития территории.

Локальные поднятия нетектонического происхождения (седиментационные, эрозионные, складки разбухания) формируются в течение какого-либо определенного этапа геологического развития. Например, образование рифовых массивов может происходить только в определенных физико-геологических условиях (морской бассейн нормальной солености и температуры, определенная глубина и др.). Рифовые массивы развиты во многих районах и приурочены к различным по возрасту осадочным образованиям. Например, в Приуралье встречаются нижнепермские и каменноугольные рифы, в Западном Техасе (США) — пермские и каменноугольные, в штате Альберта (Канада) — девонские.

Часто с рифовыми массивами связаны так называемые складки облекания, образующиеся в результате погружения области распространения рифовых массивов и плащеобразного отложения на них осадков. Для складок облекания характерно быстрое выполаживание структурного плана вверх по разрезу. Такие складки распространены в Предуральском прогибе (Юрюзано-Сылвенская депрессия), в штатах Альберта, Иллинойс (США) и др.

Время образования группы атектонических локальных поднятий, связанных с эрозионными выступами фундамента, в одном и том же регионе также может быть различно. Среди этой группы интерес представляют только эрозионные выступы, перекрытые более или менее значительной толщей осадочных пород, которые могут быть как коллекторами нефти и газа, так и покрывками. И если на выступе фундамента залегают регионально нефтегазовые горизонты, то к такому локальному поднятию могут быть приурочены залежи нефти или газа. В этом случае залежи могут быть связаны с корой выветри-

вания выступа (Березовское местоскопление Западной Сибири и др.).

К эрозионным выступам фундамента, так же как и к рифам, часто приурочены структуры облекания, и в зависимости от возраста перекрывающей толщи эти локальные поднятия также можно подразделить на ряд типов.

Анализ процесса формирования локальных поднятий, их времени заложения и замыкания проводится на основе построенных карт мощностей, палеоструктурных карт и изопахических треугольников, методика составления которых изложена в гл. 12, а также построенных различных графиков роста и формирования структур.

Подразделение локальных поднятий по характеру взаимоотношений структурных планов осадочного чехла и рельефа поверхности фундамента. В платформенных областях и межгорных впадинах часто встречаются локальные поднятия с различными взаимоотношениями структурных планов осадочного чехла и рельефа поверхности фундамента. Большинство антиклинальных складок в осадочном чехле соответствует выступ в рельефе поверхности фундамента. Однако часто встречаются также локальные поднятия, выраженные в осадочном чехле и не отражающиеся по фундаменту или по нижним стратиграфическим комплексам чехла. Например, в области распространения мощных солевых отложений или рифогенных массивов встречаются соляные складки и рифы, не имеющие под собой выступа фундамента. В последнем случае, как правило, подстилающие отложения осадочного чехла также не отражают форму соляного купола или рифового массива. Часто не отражаются в рельефе поверхности фундамента **складки, происхождение которых связано с тектоническими движениями осадочного чехла (складки сдвливания).**

Встречаются также **инверсионные** складки, которые, располагаясь над глубокими грабенообразными прогибами фундамента, возникли вследствие изменения знака движения дна прогиба, т. е. инверсии. Эти складки не выражены в нижних горизонтах чехла, так как

размер поднятия был меньше размера предшествующего погружения (В. Е. Хайн, 1964). К такому типу локальных поднятий, по мнению В. Е. Хайна, относится расположенная в Западно-Кубанском передовом прогибе Анастасиевско-Троицкая антиклиналь, к которой приурочено местоскопление газа и нефти.

Таким образом, в зависимости от взаимоотношений структурных планов осадочного чехла и поверхности фундамента выделяются следующие типы локальных поднятий: 1) выраженные по поверхности фундамента и в осадочном чехле (рис. 10.4, а); 2) выраженные по поверхности фундамента и по нижним комплексам осадочного чехла, но выполаживающиеся в верхних комплексах (рис. 10.4, б); 3) не выраженные по поверхности фундамента и по нижним комплексам осадочного чехла (рис. 10.4, в); 4) выраженные в отдельных комплексах осадочного чехла (рис. 10.4, г).

Такое подразделение складок (кроме четвертого) приведено в книге В. Е. Хайна (1971). Аналогичное подразделение локальных поднятий в зависимости от взаимоотношений поверхности фундамента и структурных планов осадочного чехла сделано Э. А. Бакировым на примере Западно-Сибирской низменности.

Выделение и подразделение локальных поднятий на отдельные типы в зависимости от взаимоотношения структурных планов осадочного чехла и рельефа поверхности фундамента имеет значение не только с точки зрения наличия или отсутствия ловушек для скоплений нефти и газа в различных стратиграфических комплексах, но и для правильного выбора методики геолого-поисковых и геофизических работ в тех или иных районах. Например, в районах **развития локальных поднятий**, имеющих в своем ядре выступ фундамента, хорошие результаты дает сейсморазведка методом отраженных волн, так как породы фундамента являются, как правило, надежной отражающей поверхностью. В то же время там, где локальные поднятия выражены только в осадочном чехле и не отражаются на поверхности фундамента, более положи-

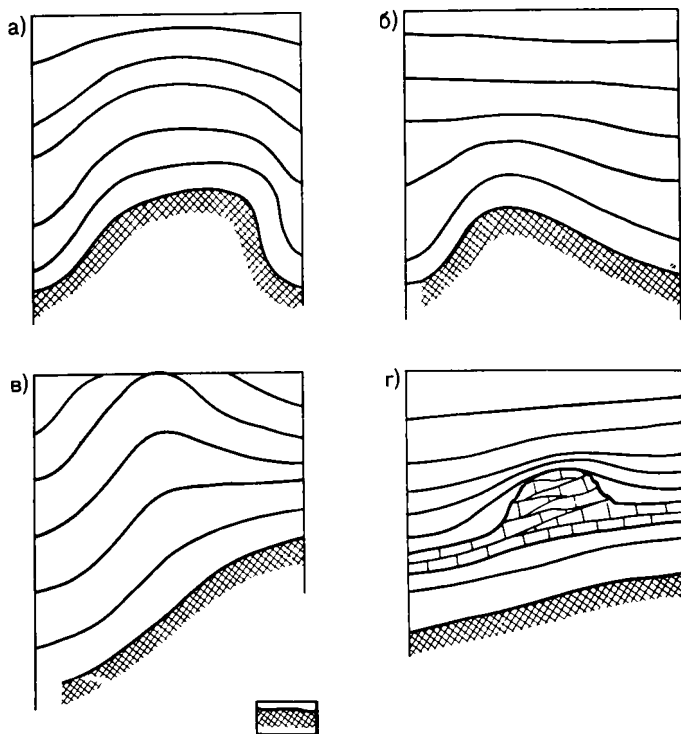


Рис. 10.4. Основные типы локальных поднятий с различным взаимоотношением структурных планов осадочного чехла и поверхности фундамента:
1 — фундамент; 2 — рифовый массив

тельные результаты дает, например, корреляционный метод преломленных волн. В районах, где локальные поднятия прослеживаются на поверхности, целесообразно проведение геоморфологических исследований..

Подразделение локальных поднятий по соотношению структурных планов различных стратиграфических комплексов осадочного чехла. При выборе рациональной сетки размещения скважин при разведке нефтяных и газовых скоплений большое значение имеют характер и степень соотношения структурных планов различных стратиграфических комплексов.

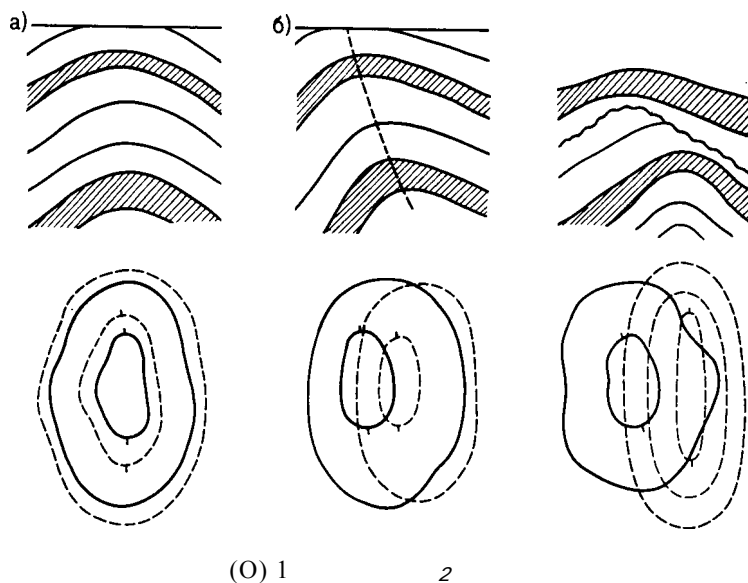
В настоящее время известно много примеров, когда в одних нефтегазоносных или перспективно нефтегазоносных районах доминируют локальные поднятия с соответствием структурных планов по всем горизонтам осадочного чехла. Их часто называют **унаследованными** структурами. В других районах у большинства локальных поднятий наблюдаются смещения сводов, иногда весьма значительные. Нередко наиболее приподнятой части складки в верхних комплексах соответствует опускание

(прогиб) в нижних горизонтах. В этом случае говорят об **инверсионном** соотношении структурных планов. Есть также районы, где развиты как те, так и другие типы локальных поднятий, причем указанные соотношения могут быть встречены среди поднятий, относящихся почти ко всем генетическим группам. Поэтому при анализе распределения и особенностей строения локальных поднятий в зависимости от степени соотношения структурных планов различных литолого-стратиграфических комплексов осадочного чехла необходимо выделять следующие типы поднятий:

1) **согласные** (унаследованные) — локальные поднятия, структурные планы которых соответствуют всем литолого-стратиграфическим комплексам осадочного чехла (рис. 10.5, а) ;

2) **частично несогласные** — локальные поднятия, свод которых по верхним стратиграфическим комплексам смещен по отношению к нижним комплексам осадочного чехла, но верхняя последняя замкнутая изогипса при прохождении через нее вертикальной прямой не выходит за пределы последней замкнутой

Рис. 10.5. Основные типы локальных поднятий с различными соотношениями структурных планов стратиграфических комплексов осадочного чехла:
/ — по горизонту *a*; 2 — по горизонту *b*



изогипсы нижнего стратиграфического комплекса (рис. 10.5, б);

3) **несогласные** — локальные поднятия, структурный план которых по одним литолого-стратиграфическим комплексам не соответствует структурному плану по другим комплексам осадочного чехла (проекции замкнутых изогипс не пересекаются друг с другом) (рис. 10.5, в).

При выделении локальных поднятий последнего типа целесообразно указывать, по каким стратиграфическим комплексам наблюдается несогласие (например, между палеогеном и мелом, палеогеном и юрой). Несоответствия структурных планов, в частности смещения сводов, могут быть: в результате асимметричности складок, т. е. перемещения сводовых перегибов в сторону пологих крыльев антиклиналей; в связи с региональными изменениями мощностей отложений (свод по глубоким горизонтам смещается в сторону регионального уменьшения мощностей); в результате разрывов складки (размывается более крутое крыло и наиболее повышенная часть складки сдвигается в сторону пологого крыла); вследствие течения пластичных отложений, слагающих складку и прилегающие районы, и др. Кроме того, несоответствия структурных планов могут быть результатом смены знаков движе-

ния блоков фундамента, а при образовании складок сдавливания — вследствие различной упругости отдельных литологических комплексов осадочного чехла.

Подразделение локальных поднятий по условиям сохранности замкнутости структуры (ловушки). Наличие залежи нефти или газа в той или иной антиклинальной структуре в значительной степени зависит от характера развития ее во времени и пространстве как замкнутой ловушки. Среди локальных поднятий, имеющих в современном структурном плане антиклинальное строение по всем горизонтам осадочного чехла, нередко встречаются поднятия, которые в отдельные этапы своего развития частично (по отдельным стратиграфическим комплексам) или полностью утрачивали замкнутое антиклинальное строение, превращаясь в структурный нос (рис. 10.6). Иначе говоря, антиклинальная структура на отдельных этапах развития «раскрывалась». Естественно, что если раскрытие структуры произошло по литологическому комплексу, содержащему залежь нефти и газа, то эта залежь не сохранилась, так как УВ мигрировали по восстанию пласта.

Встречаются примеры, когда ловушка, раскрывшаяся на каком-то этапе, в настоящее время содержит нефть

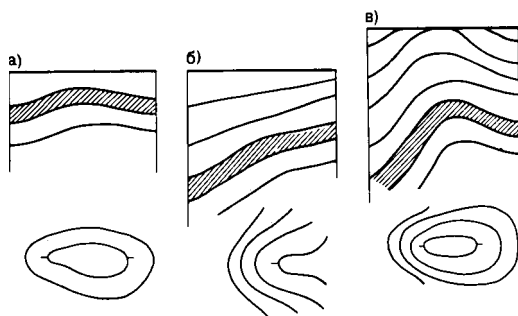


Рис. 10.6. Формирование локальных поднятий с раскрытием ловушек:

а — начальный этап формирования; *б* — этап раскрытия ловушки; *в* — завершающий этап

и газ. Такая залежь может быть как первичной, так и вторичной. В первом случае она сформировалась в связи с тем, что процессы миграции из областей нефтегазообразования происходили после замыкания структуры по продуктивному комплексу вновь. Во втором случае залежь образовалась в результате перераспределения скоплений нефти и газа в последующие этапы геологического развития региона и заполнения данной ловушки за счет раскрытия близлежащих.

Таким образом, на основании палеотектонического анализа развития локальных поднятий их можно подразделить на *нераскрывавшиеся* — антиклинальные структуры, развивавшиеся без раскрытия сводов; *раскрывавшиеся* — антиклинальные структуры, раскрывавшиеся в отдельные этапы своего развития. Такие типы или подтипы локальных поднятий могут быть встречены среди антиклинальных складок как первично-тектонического, так и вторично-тектонического происхождения.

Примечание. Выяснение характера развития ловушек проводится на основе анализа палеоструктурных карт и изопахических треугольников.

Подразделение локальных поднятий по характеру отражения их на поверхности. Большое практическое значение при выборе методики разведочных работ имеет характер отражения глубинного строения локальных поднятий в рельефе дневной поверхности. С этой точки зрения локальные поднятия

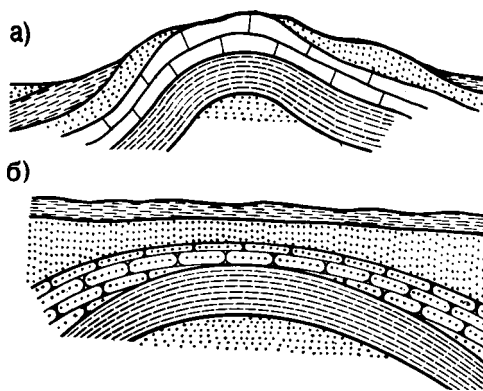


Рис. 10.7. Отражение глубинного строения локальных поднятий на земной поверхности:

а — отражающееся на поверхности; *б* — не отражающееся на поверхности

можно подразделить на два типа: отражающиеся на поверхности и не отражающиеся на поверхности (рис. 10.7). Локальные поднятия, отражающиеся на поверхности, хорошо фиксируются различными методами геоморфологической съемки и составления соответствующих карт или схем.

Локальные поднятия различного происхождения должны интересовать геологов-нефтяников в первую очередь с точки зрения возможностей скопления в них нефти и газа. Поэтому при выделении отдельных типов локальных поднятий и выяснения закономерностей их распределения в зависимости от времени образования, соотношения структурных планов, сохранности ловушек во времени (раскрывались они или нет) и других особенностей строения необходимо изучать условия и характер формирования этих поднятий прежде всего по тем стратиграфическим комплексам, которые являются регионально нефтегазоносными или перспективно нефтегазоносными в данном регионе.

§ 10.4. Условия формирования ловушек нефти и газа стратиграфического, литологического и смешанного типов

Если условия формирования ловушек нефти и газа, связанных с локальными поднятиями, в решающей степени зависят от происхождения, особенностей развития и морфологии самой

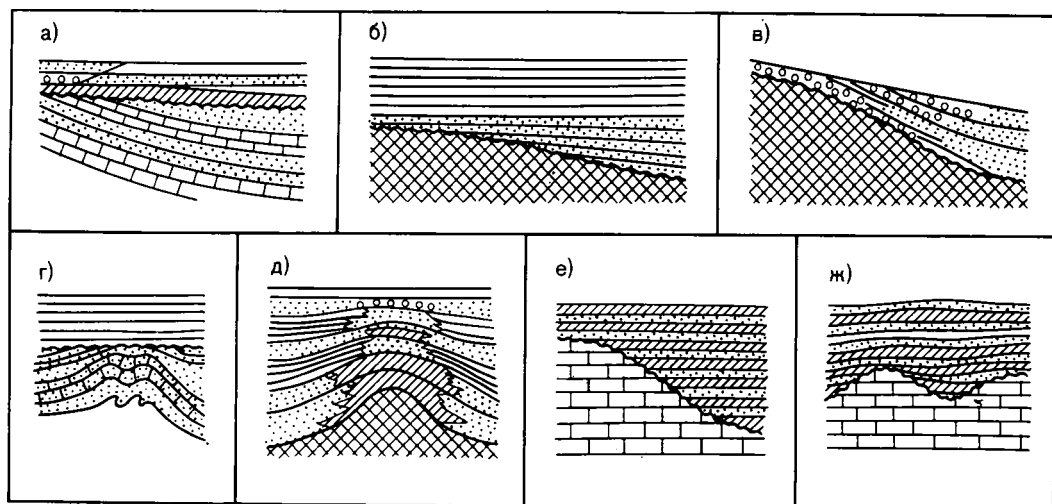


Рис. 10.8. Виды несогласий (по В. Е. Хайну)

Крайевые несогласия: а — трансгрессивное перекрытие; б — трансгрессивное прилегание; в — регрессивное прилегание; г — угловое несогласие; д — конседиментационное несогласие. *Эрозионные несогласия:* е — параллельное прилегание; ж — плащеобразное облекание

структуры, то условия формирования ловушек стратиграфического и литологического типов главным образом определяются наличием латерального экрана (стратиграфического или литологического), его генезисом и структурой. Выявление закономерностей развития латеральных экранов стратиграфического и литологического типов и ареалов их распространения позволяет прогнозировать стратиграфические и литологические ловушки, определять стратегию поисков связанных с этими ловушками локальных скоплений и зон нефтегазонакопления.

Анализ условий формирования стратиграфических ловушек нефти и газа, выявленных в различных нефтегазоносных провинциях, показывает, что формирование их связано с различными видами несогласий, т. е. наличием стратиграфических экранов (рис. 10.8).

Трансгрессивное (несогласное) перекрытие пластов-коллекторов. Оно наблюдается в бортовых частях бассейнов осадконакопления. Здесь трансгрессивная свита по направлению к береговой линии последовательно перекрывает срезанные ранее эрозией более древние моноклинально залегающие выклинивающиеся пласты. В том случае, когда трансгрессивная,

несогласно перекрывающая свита сложена непроницаемыми породами, образуются постседиментационные стратиграфические ловушки, в формировании которых значительную роль играют постседиментационные процессы эрозии и размыва пластов-коллекторов во время перерывов в осадконакоплении, т. е. *ловушки в несогласно перекрытых пластах*.

Примерами такого типа ловушек может быть Ахтырско-Бугундырское местоскопление, расположенное на южном борту Западно-Кубанского прогиба, где залежи в отложениях палеоцена и эоцена контролируются поверхностью несогласия (рис. 10.9) или местоскопление Оклахома Сити в США (см. рис. 7.77).

Трансгрессивное прилегание пластов-коллекторов. Этот вид несогласия образуется в удалении от береговой части бассейна. Здесь в результате последовательного наступления береговой линии уже в процессе осадконакопления образуются выклинивающиеся пласты-коллекторы, связанные с конседиментационным несогласным прилеганием. За пределами выклинивающихся пластов может наблюдаться и несогласное перекрытие. Такие пласты могут образоваться также и при регрессивном прилегании.

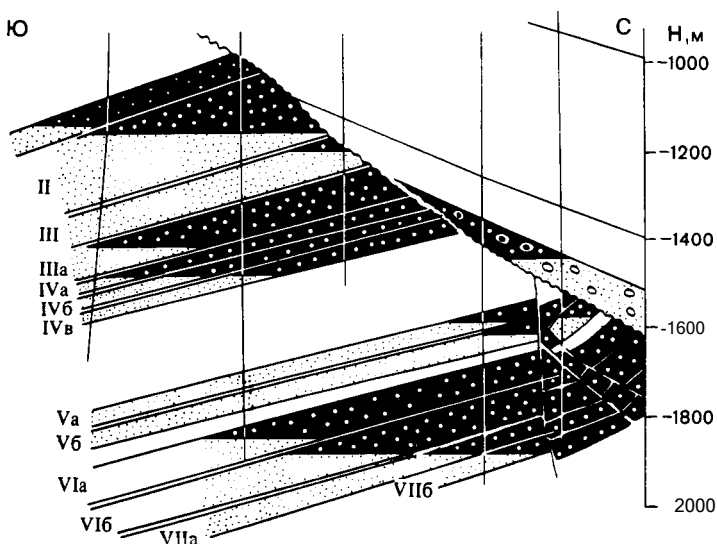


Рис. 10.9. Ахтырско-Бугундырское местоскопление, СССР
Залежи нефти в несогласно перекрытых пластах

Указанный вид выклинивания сопровождается уменьшением мощности всей стратиграфической единицы в бортовых частях бассейна осадконакопления, а также на крыльях отдельных древних поднятий в результате неоднократных трансгрессий и регрессий моря. К ловушкам этой группы приурочены залежи в местоскоплениях Бинагады, Чахнагляр, Шабандаг-Ясамальская долина, Грязевая Сопка, Зыбза — Глубокий Яр в СССР, Мидуэй-Сансет, Антиох в США (см. рис. 7.49).

Типичным примером таких стратиграфических залежей являются залежи нефти в калинской свите продуктивной толщи в восточной части Апшеронского полуострова—Старое Кала, Карачухур, Грязевая Сопка и др. К этой же группе относится местоскопление Монро в США (см. рис. 7.78).

Крупные местоскопления нефти, связанные как с литологически выклинивающимися ловушками, так и с литологически замкнутыми ловушками, распространены в Маракайбской нефтегазоносной провинции, расположенной в северо-западной части Венесуэлы. Эти местоскопления формируют крупную зону нефтегазонакопления Боливар-Коастал.

В результате трансгрессии моря происходит несогласное перекрытие палеорельефа и образование как различных видов эрозионных (параллель-

ное прилегание, плащеобразное облежание), так и угловых несогласий. Часто встречаются залежи нефти и газа, связанные с погребенными останцами, сложенными осадочными, эффузивными и интрузивными породами, перекрытыми несогласиями. В результате процессов выветривания, происходящих во время континентальных перерывов в осадконакоплении, в верхней части выступов образуются трещины, поры и каверны, которые благодаря контакту с нефтенасыщенными породами могут содержать нефть и газ. Несогласное перекрытие эродированных выступов, состоящих из интрузивных, эффузивных и осадочных пород, трансгрессирующими свитами, сложенными непроницаемыми породами, приводит к образованию стратиграфических *ловушек, выступов палеорельефа, перекрытых несогласиями*. По генетической принадлежности эти ловушки относятся к группе эрозионных атектонического класса (по классификации Э. А. Бакирова). Большую роль в формировании этих ловушек играет и литологический фактор, предопределяющий латеральную изменчивость физических свойств нефтесодержащих пород и образующий в коре выветривания емкости, способные вмещать нефть. Однако определяющее значение в формировании ловушек нефти и газа в палеорельефе имеет стратиграфическое несогласие, обус-

Рис. 10.10. Местоскопление Эпко
Газонефтяная залежь в доломитах серии Эд-
ленбергер

ловливающее формирование ловушки.

С ловушками выступов палеорельефа, сложенных осадочными образованиями, связаны скопления нефти: в СССР — Казанбулаг; в США — Эпко (рис. 10.10), Парклин, Маренго, Эдисон. Залежь в ловушке такого типа образовалась в эродированных породах фораминиферовых слоев (эоцен), трансгрессивно перекрытых непроницаемыми глинистыми толщами майкопской серии в местоскоплении Казанбулаг на территории Азербайджанской ССР (рис. 10.11).

Таким образом, образование всех ловушек стратиграфического типа связано с тем или иным видом несогласий.

Анализ условий формирования литологических ловушек нефти и газа показывает, что формирование их связано с наличием литологического экрана, структура и генезис которого весьма различны. Различают несколько групп ловушек.

Первая группа литологических ловушек связана с коллекторами, ограниченными со всех сторон непроницаемыми породами. Эта группа относится к литологически замкнутым ловушкам и включает в себя три подгруппы.

Одна подгруппа литологически замкнутых ловушек связана с прибрежными песчаными аккумулятивными образованиями, широко распространенными вдоль прибрежных частей палеоморей и сформировавшимися в результате характерных особенностей седиментации и волнового режима, а также изменений рельефа дна древних бассейнов. Особенности образования прибрежных аккумулятивных образований зон и участков, контролирующих нефтегазонакопление,

Рис. 10.11. Местоскопление Казанбулаг
(СССР)

рассмотрены Э. Б. Мовшовичем и др. (1981). Такими ловушками являются: **валы** — подводные прибрежные аккумулятивные образования; **бары** — надводные, не отделяющие лагуны; **барьерные бары** — подводные, отделяющие лагуны. В зависимости от причленения прибрежных аккумулятивных образований к берегу полностью или частично и отчленения их от берега их называют соответственно береговыми, прибрежными и отчлененными.

Прибрежные аккумулятивные образования с вмещающими их непроницаемыми образованиями формируют литологически замкнутые ловушки, с которыми во многих нефтегазоносных провинциях мира связаны как локальные скопления, так и зоны нефтегазонакопления литологического типа. Последние часто имеют значительную протяженность. Примеры местоскоплений, связанных с литологическими ловушками прибрежных аккумулятивных образований,—Бербанк, Оукдейл, Уэйкита, Армстронг, Маконе-Лаверне (США). Вдоль западного побережья мелководного моря Чероки (Пенсильвания) широко распространены продуктивные песчаные бары Бербанк, которые сформировали крупную зону нефтегазонакопления. В южной части этой зоны расположены местоскопления Бербанк, Саут-Бербанк (рис. 10.12, 10.13).

Другая подгруппа литологически замкнутых ловушек связана с коллекторскими породами, развитыми в руслах, дельтах и конусах выноса палеорек. Впервые в истории нефтегазопроисловых работ залежи нефти, связанные с палеоруками, были открыты и описаны И. М. Губкиным в 1911—1912 гг. В Нефтяно-Ширванском районе он установил приуроченность залежи нефти к песчаным образованиям древней реки Палеопшехи. В связи



Рис. 10.12. Местоскопления Бербанк и Саут-Бербанк, США

Схема распространения продуктивных баровых песчаников Бербанк (Н. Басс, 1937)

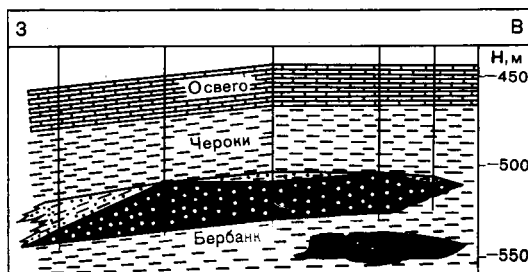


Рис. 10.13. Местосковление Саут-Бербанк, США
Нефтяная залежь в баровых песчаниках Бербанк

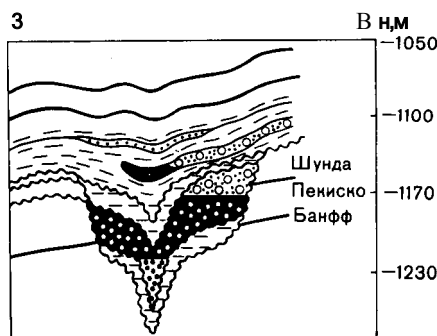


Рис. 10.14. Местоскопление Медисон-Ривер, Канада

Газонефтяная залежь в русловых песчанниках верхней юры

с тем что залежи нефти в пределах узкой полосы представляют собой рукав палеореки, И. М. Губкин назвал их **рукавообразными**. Такие залежи имеются в местоскоплениях Кат-Банк, Соут-Уленрок, Биг-Уол, Мелстоун в США, Гренд-Форк в Канаде и др. Типичными газонефтяными залежами, связанными с русловыми отложениями, являются местоскопления Медисон-Ривер (рис. 10.14) в центральной части провинции Альберта в Канаде. Продуктивные верхнеюрские песчанники мощностью 34 м заполняют речную палеодолину, врезанную в миссисипские отложения. Коллекторские породы перекрываются верхнеюрскими глинистыми сланцами.

Особое место в этой группе занимают ловушки, связанные с палеодельтами. Дельты — весьма благоприятное место для образования и накопления УВ. К зонам распространения дель-

товых отложений различного возраста приурочены крупные скопления нефти и газа, например в Южной Луизиане, Центральном Голф-Косте, Ист-Тексасе в США, Центральной Бирме, Нигерии. Насыщенные нефтью песчаные линзы в районе реки Атабаска в северо-восточной части Альберты приурочены в основном к дельтовому отложению нижнемеловой формации мак-мюррей на юго-западном крыле Канадского щита (рис. 10.15).

Третья подгруппа литологически замкнутых ловушек связана с линзами коллекторов, образованных в результате диагенетических и катагенетических процессов при следующих условиях:

1) когда породы, не обладающие коллекторскими свойствами, претерпевают диагенетические и катагенетические изменения и превращаются в коллекторы, а неизменные или слабоиз-

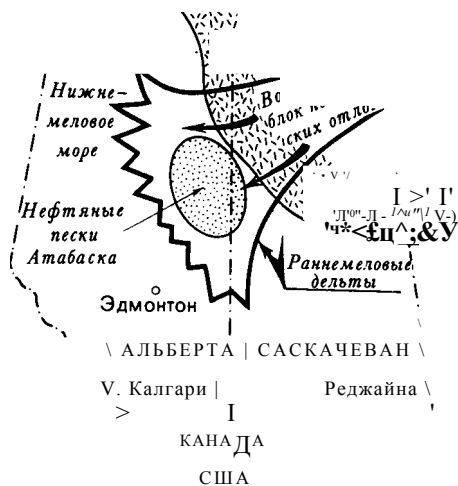


Рис. 10.15. Нижнемеловые дельты, нефтяные пески Атабаски, Канада (Е. Рейнуотер, 1979)

мененные неколлекторы играют роль покрывок или бокового непроницаемого экрана;

2) когда порода-коллектор на некоторых участках утрачивает коллекторские свойства и при этом измененная часть породы полностью или частично образует непроницаемый экран.

Вторая группа литологических залежей связана с ловушками, образовавшимися в результате литологического выклинивания или фациального замещения продуктивных горизонтов вверх по восстанию пластов. В частности, эти ловушки формируются, когда за счет изменения относительного положения береговой линии моря происходит перемещение отдельных зон морского дна. Здесь, в бортовых частях, в результате неоднократных колебаний уровня моря, обусловленных поднятием и опусканием дна бассейна, песчаные пласты замещаются непроницаемыми породами, образуя конседиментационные ловушки литологического выклинивания или фациального замещения (литологическое экранирование горизонтов вверх по восстанию пластов). Примерами залежей, связанных с ловушками в литологически выклинивающихся пластах, являются залежи местоскоплений Восточное Эхаби, Покровское в СССР, Хьюгтон, Вуд-Эль-Мор, Катанвуд-Крик в США и др.

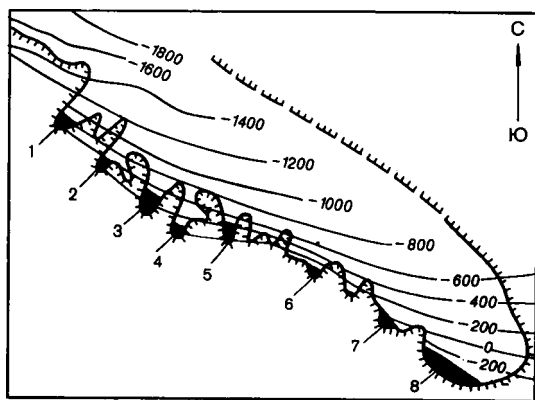


Рис. 10.16. Схема местоскоплений, связанных с литологическим выклиниванием песчаных горизонтов майкопской серии на южном борту Западно-Кубанской впадины:

1 — Абузы-Анчас; 2 — Кутаисское; 3 — Кура-Цеце; 4 — Широкая Балка; 5 — Асфальтовая Гора; 6 — Кабардинское; 7 — Хадыженское; 8 — Нефтянское

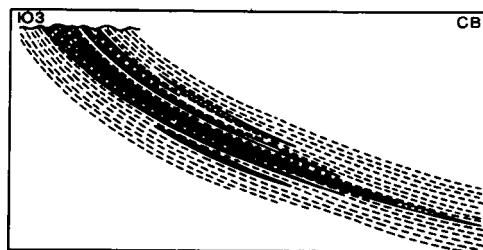


Рис. 10.17. Местоскопление Асфальтовая Гора, СССР

Литологические залежи в пластах, запечатанных асфальтом

На южном борту Западно-Кубанской впадины установлена зона развития залежей в литологически выклинивающихся песчаных пластах майкопской серии (рис. 10.16). В южном направлении происходит выклинивание песков вверх по восстанию моноклинали; линия выклинивания извилистая, и изгибы образуют заливы, служащие ловушками для нефти и газа. В некоторых участках песчаные пласты обнажаются на поверхности, закупориваются Кировым материалом, что служит своеобразным экраном для образования залежи. Такое образование залежи наблюдается в местоскоплениях Асфальтовая Гора (рис. 10.17), Умбаки, Сельрохо, Какентское в СССР, Каолинга в США и др. Экран в ловушках создается в результате гипергенного

изменения свойств нефтей, сопровождающегося ростом плотности, вязкости и т. д. Изменение свойств нефтей может происходить вплоть до превращения нефтей в практически неподвижные асфальты, закупоривающие проницаемые пласты, срезанные эрозией. В результате образуются ловушки в пластах, запечатанных асфальтом.

Большая группа различных ловушек нефти и газа связана с рифогенными образованиями. В одних случаях рифовые постройки морфологически п'бложительные (биогермы) и относятся к седиментационной группе генетической классификации Э. А. Бакирова. В других случаях рифовые фации образуют биостромы, заключенные в толще карбонатных отложений, и морфологически не выражены.

Характер пустотного пространства в рифах, происхождение пор и пустот, их размер и форма разнообразны, емкостные и фильтрационные свойства весьма значительны, однако они распределены в пределах рифогенного тела неравномерно. Коллекторские свойства значительно изменяются в различных направлениях, и поэтому здесь выделяются отдельные участки различных форм, изолированные друг от друга непроницаемыми зонами самого массива. Этим объясняется то, что во многих случаях из скважин, близко расположенных друг от друга, притоки нефти резко различны.

Как показывают исследования В. Г. Кузнецова, с рифовыми резервуарами связаны различные группы ловушек. Например, при наложении локальных положительных структур на биостромные или малоамплитудные биогермные образования ведущим фактором формирования ловушек является тектонический фактор, так как первичная седиментационная высота построек либо очень невелика и не может создать сколько-нибудь существенный объем ловушки, либо вообще отсутствует (при наличии биостромов).

Особо следует отметить наличие местоскоплений и залежей в структурных ловушках с рифовым резервуаром, когда в складкообразование вовлекаются рифовые системы. Такие местоскопле-

ния располагаются в тектонически мобильной зоне (Иран, Ирак, Сирия и ряд других стран Ближнего и Среднего Востока). Здесь благодаря значительной денудации морфологическое выражение рифов было уничтожено, современные мощности зарифовых, рифовых и предрифовых отложений примерно равны и местоскопления нефти и газа формируются в тектонических структурах, пересекающих эти фациальные зоны. Так, на местоскоплении Киркук в Северном Ираке рифовый рельеф был значительно сглажен во время предфарского перерыва на рубеже олигоцен-миоцена и залежь связана с обычной структурной ловушкой в громадной антиклинальной складке, пересекающей рифовую систему. Аналогичную картину можно наблюдать и в Припятской впадине. Кроме ловушек, образованных непосредственно в рифах, встречаются ловушки: в структурах облекания и дифференциального уплотнения, стратиграфические и литологические экранированные, покрывающие риф отложениями, комбинированные и др. В формировании последних участвуют сразу два (или более) фактора. Наиболее распространенными типами комбинированных ловушек являются структурно-стратиграфические, структурно-литологические, литолого-стратиграфические и палеоструктурно-литологические ловушки.

Ловушки структурно-стратиграфического типа. Они образуются во внутренних частях бассейнов осадконакопления в результате несогласного перекрытия непроницаемыми породами трансгрессивной серии, частично размытых во время перерывов в осадконакоплении сводов локальных поднятий. Таким образом, в их формировании участвуют и структурный (локальные поднятия более низкого порядка), и стратиграфический факторы, т. е. угловое несогласие, возникшее вследствие роста складок до и (или) в течение континентального перерыва, обусловленного проявлением восходящих движений или понижением уровня моря, а также денудации сводов этих складок во время самого перерыва. Новое опускание местности или повышение уровня

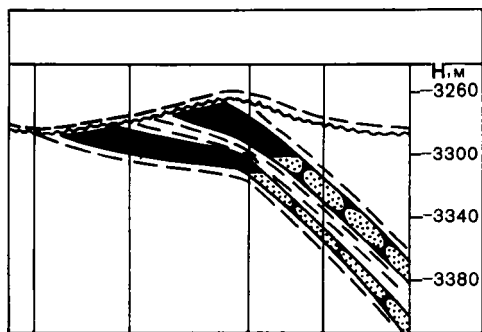


Рис. 10.18. Местоскопление Озек-Суат
Структурно-стратиграфические залежи нефти во
II и III пластах средней юры

моря приводит к перекрытию размытых головных участков наклонных пластов горизонтально лежащими на них более молодыми осадками.

Примерами местоскопления, где залежи связаны со структурно-стратиграфическими ловушками в несогласно перекрытых пластах на сводах локальных поднятий, являются Азовское в Кубани, Брагуны, Дузлак, Южный Аламышик, Чангырташ в Фергане, Хусенин в США и др. Типичным примером залежей в рассмотренных ловушках является залежь нефти II, III пластов средней юры Озек-суатского местоскопления (рис. 10.18), расположенного в северо-западной части Терско-Кумской низменности. Она приурочена к куполовидной структуре, которая частично размыта и несогласно перекрыта в сводовой части, в связи с чем формирование нефтяных залежей, приуроченных к II, III пластам средней юры, контролируется как сводовым перегибом, так и поверхностью несогласия.

Если рост складок идет одновременно с накоплением осадков, то образуется рассеянное (дисперсное, конседиментационное) несогласие, выражающееся в постепенном возрастании наклона слоев со стратиграфической глубиной параллельно с увеличением их мощности от антиклиналей к синклиналям, что обуславливает формирование структурно-стратиграфических ловушек в выклинивающихся горизонтах, на крыльях и переклиналях локальных складок. Аналогичные структурно-стратиграфические ловушки образуются также во

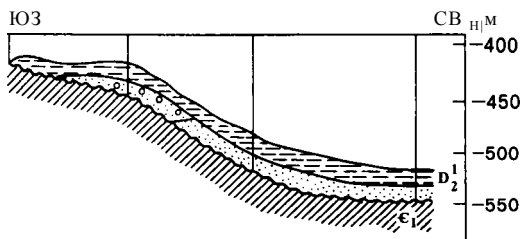


Рис. 10.19. Местоскопление Искошь-Гора, СССР
Газовая залежь в песчаном пласте III эйфельского
яруса

внутренних частях бассейнов в результате стратиграфического выклинивания пластов на крыльях поднятий, являющихся в тот или иной геологический век островами.

Одним из многочисленных примеров залежей в таких ловушках является газовая залежь в пласте III эйфельского яруса на местоскоплении Искошь-гора (рис. 10.19), расположенном на северо-восточном склоне Южного Тимана (Коми АССР), которая связана с выклиниванием продуктивных песчаников к своду Ухто-Ижемской антиклинали.

Ловушки структурно-литологического типа. Они образуются внутри бассейнов осадконакопления, где на крыльях и периклиналях отдельных локальных поднятий в результате неоднократных колебаний уровня моря происходит литологическое выклинивание (или фациальное замещение), т. е. литологическое экранирование проницаемых пород непроницаемыми. Залежи нефти и газа в таких ловушках формировались на местоскоплениях Западный Челекен, Дуванский, Нефетчала, Южная Оха, Калужское, Покровское в СССР и др.

Залежи южной периклинали и восточного крыла Новопортовского поднятия юго-восточной части полуострова Ямал приурочены к литологически выклинивающимся пластам НПД—НПю (рис. 10.20).

Ловушки литолого-стратиграфического типа. Иногда литологически выклинивающиеся горизонты в результате поднятия и регрессии выходят на поверхность. Обнаженные на поверхности, они подвергаются эрозии (часто длительной) и оказываются размыты-

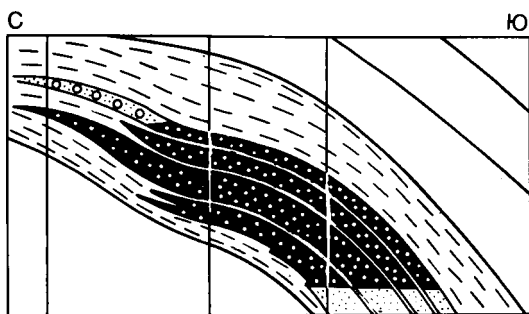


Рис. 10.20. Новопортовское местоскопление, СССР

Газонефтяная залежь в песчаниках пластов НР₉ — НР₁₀ новопортовской свиты

ми в своих головных частях. Далее, в результате опускания и трансгрессии они с угловым несогласием перекрываются трансгрессивной серией. Здесь образуются литологически выклинивающиеся горизонты, срезанные поверхностью несогласия, которые могут быть ловушками для УВ литолого-стратиграфического типа. Типичными примерами этих ловушек являются ловушки, образовавшие крупную зону нефтегазонакопления Ист-Тексас в США. Продуктивные песчаные породы серии вудбайн (верхний мел) срезаны доостинским несогласием, что предопределило формирование литолого-стратиграфических ловушек (см. рис. 7.45, 7.46).

К этому же типу следует отнести ловушки в погребенных выступах палеорельефа в том случае, если экраном служат не только несогласно перекрывающие их непроницаемые пласты, но и зоны, являющиеся непроницаемыми в пределах самого массива, играющие роль литологических экранов. В качестве примера можно привести литолого-стратиграфическую залежь нефти в зонах повышенной трещиноватости и пористости реголитовой поверхности эффузивных пород верхнего мела на местоскоплении Мурадханлы в Азербайджане (рис. 10.21). В пределах Мурадханлинского вулкано-

генного поднятия поверхность эффузивных пород подвергалась глубокой эрозии, поэтому формирование ловушек в пределах этого выступа контролируется как несогласным его перекрытием вышележащими палеогеновыми отложениями, так и значительной литологической изменчивостью эффузивных образований самого массива.

Ловушки палеоструктурно-литологического типа. Формирование таких ловушек и связанных с ними залежей обусловлено совокупностью двух факторов: палеоструктурного и литологического. На первом этапе УВ поступают в палеоловушку непосредственно после ее образования. Затем в породах-коллекторах в контактной зоне (углеводородные флюиды — законтурные воды) за счет катагенетических процессов, приводящих к образованию комплекса аутигенных минералов, снижаются коллекторские свойства породы-коллектора непосредственно вблизи от контурной зоны в результате окремнения, кальцитизации, сульфатизации, сульфидизации и других явлений. В то же время в зоне насыщения пласта-коллектора УВ вторичное минералообразование и выпадение цементирующих веществ в поровом пространстве тормозится или вовсе прекращается, что обуславливает сохранение в залежи достаточно высоких коллекторских

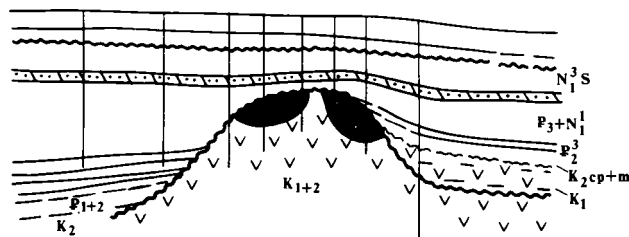


Рис. 10.21. Мурадханлинское местоскопление, СССР

Литолого-стратиграфические залежи в вулканогенном поднятии мелового возраста

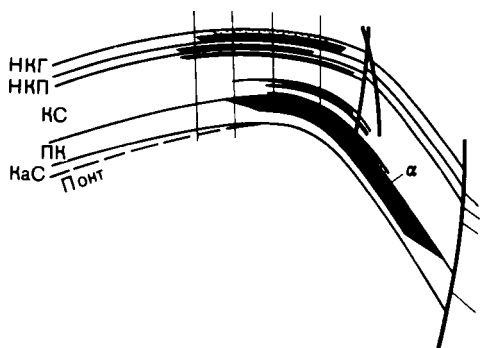


Рис. 10.22. Сураханское местоскопление, СССР (Б. К. Баба-Заде, 1964):

а — палеоструктурно-литологическая залежь нефти в подкирмакинской свите продуктивной толщи

свойств. В подстилающих же его водонасыщенных участках коллекторские свойства резко ухудшаются, что может привести к полной изоляции залежи в ловушке.

В результате последующих структурных деформаций, вызванных позднейшими тектоническими движениями, залежь может оказаться в другом положении по отношению к вновь образованным структурам (на далеких погружениях крыльев, периклиналях, в пределах структурных носов или даже моноклиналей) и удерживается в таком положении благодаря непроницаемым литологическим барьерам, созданным катагенетическими процессами в водоносной части пласта-коллектора.

Ловушки рассмотренного типа широко распространены в различных нефтегазоносных провинциях мира. Примеры залежей, связанных с такими ловушками, имеются в местоскоплениях Балаханы-Сабунчи-Романинское, Бузовны-Маштагинское, Калининское, Майли-Су, Восточный Избаскент в СССР; Духан в Катаре; Маклоут, Хаукин в США и др. Залежь нефти в подкирмакинской свите продуктивной толщи Сураханского местоскопления относится к палеоструктурно-литологическому типу. Она располагается в пределах древнего свода, характеризуется наклонными водонефтяными контак-

В природе существует множество примеров ловушек, которые формировались непосредственно под действием нескольких (трех и более) факторов. Эти ловушки многими исследователями называются сложными ловушками.

Изучение условий формирования ловушек — главных факторов, обуславливающих их образование и размещение в земной коре,—позволяет прогнозировать эти ловушки и выявлять ареалы их распространения, что очень важно при планировании и проведении геолого-разведочных работ, особенно на региональном и поисковом этапах.

Г Л А В А I I

РАЗВЕДКА СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Конечной целью разведочных работ является подготовка объекта (местоскопления, залежи) к разработке, подсчет и дифференциация его запасов.

§ 11.1. Задачи разведочных работ

Разведочный этап подразделяется на две стадии:

1) оценка местоскоплений или залежей УВ; 2) подготовка местоскоплений или залежей к разработке.

Примечание. Основные задачи, решаемые на каждой из этих стадий, см. в табл. 9.1.

Виды, объемы работ и методы исследований, применяемые на отдельных стадиях геолого-разведочных работ, составляют рациональный комплекс, обеспечивающий качественное решение основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях.

Примечание. Типовые рациональные комплексы работ, осуществляемые на двух-стадиях разведочного этапа, см. в табл. 9.2.

Разведка обнаруженных залежей и местоскоплений нефти и газа проводится в том случае, если поисковым бурением доказаны промышленное значение и экономическая целесообразность их разработки.

Одним из основных принципов проведения разведочных работ должно быть обеспечение максимальной их эффективности, т. е. разведка промышленных запасов нефти и газа с затратой минимальных материальных средств.

Отсюда главными задачами являются оконтуривание залежей и определение их запасов по промышленным категориям минимально необходимым количеством скважин. При проектировании и осуществлении разведочных работ на нефть и газ главное значение имеет обеспечение рационального размещения разведочных скважин на каждом местоскоплении с учетом особенностей строения и условий их формирования, а также определение минимального количества скважин, необходимого для изучения залежи нефти и газа. Минимальным следует считать такое количество скважин, после которого получаемая информация от дальнейшего заложения новых разведочных скважин не приведет к заметным изменениям средневзвешенных значений основных параметров залежи.

Задачи, стоящие перед разведкой уже открытых нефтяных и газовых местоскоплений, подразделяются на две категории: 1) разведка площади местоскоплений в целом с охватом всех нефтеносных и газоносных горизонтов; 2) разведка отдельных залежей.

Количество разведочных скважин зависит от размеров нефтяной и газовой залежи. Однако эта зависимость не является прямо пропорциональной. Одна и та же степень разведанности для крупной нефтяной и газовой залежи может быть достигнута при меньшей плотности разведочных скважин, чем для небольшой залежи. Вместе с тем не следует полагать, что все без исключения изменения свойств пласта должны быть установлены разведочными скважинами; на разведочном этапе важно установить лишь общие закономерности в изменении свойств пласта в разрезе и латерально. При определении количества скважин необходимо использовать опыт разведки аналогичных по геологическому строению разрабатываемых нефтяных и газовых местоскоплений.

В качестве примера нерационального использования разведочного метража можно привести одно крупное нефтяное местоскопление, где после утверждения запасов в ГКЗ СССР был принят дополнительный план, предусматривающий заложение 100 разведочных скважин. При этом

большинство дополнительных разведочных скважин было заложено в пределах существовавших контуров нефтеносности, а увеличение запасов произведено за счет пересмотра таких параметров, как пористость, эффективная нефтенасыщенная мощность и т. д. Однако эти изменения можно было произвести и в процессе осуществляемой разработки. Этот пример свидетельствует о недопустимой переразведке с отвлечением разведочного метража от новых регионов, где скважины могли бы открыть ряд новых нефтяных и газовых местоскоплений.

Задача повышения эффективности геолого-разведочных работ должна решаться как на стадии поисков нефтяных и газовых местоскоплений, так и на последующей стадии их разведки — бурением опережающих эксплуатационных (добывающих) скважин. В прошлом по основным нефтедобывающим районам более половины объема разведочного бурения приходилось на до-разведку уже открытых местоскоплений. Опережающие эксплуатационные скважины в большинстве случаев закладываются для изучения и подготовки к разработке нефтяных залежей, но в отдельных случаях могут быть использованы для вскрытия комплекса отложений, залегающих ниже базисного горизонта, и выявления в процессе бурения промышленного значения верхних пропущенных залежей нефти.

Повысить экономическую эффективность разведочных работ можно путем широкого внедрения ускоренной разведки с комплексированием разведочного бурения с промысловой сейсморазведкой короткими профилями.

Ускоренная разведка — понятие достаточно емкое, включающее в себя не только экономное рациональное использование разведочного метража, заложение редкой сетки разведочных скважин, т. е. минимально необходимого числа скважин, недопущение переразведки нефтяных и газовых местоскоплений, но и получение в процессе бурения разведочной скважины наиболее полной информации об особенностях геологического строения перспективных литолого-стратиграфических комплексов, слагающих разрез разведываемого объекта. Эту задачу можно решить только при обеспечении сплошного отбора пород в продуктивной части разреза при 100%-ом выносе керна

и качественного изучения емкостных свойств коллекторов и их нефтегазонаосное™.

Ценную информацию можно получить в процессе бурения разведочной скважины с помощью пластов испытателей соответствующей конструкции в пределах наиболее интересных в нефтегазонаосном отношении интервалов разреза. В связи с тем что изучение горизонтов пластоиспытателями осуществляется сверху вниз, по мере вскрытия новых интервалов разреза, то при достижении проектной глубины испытывается весь разрез. В результате подобного изучения будет установлено положение каждого выявленного продуктивного горизонта, получена количественная характеристика притока в отношении величины дебита нефти, газа и воды, что облегчает и удешевляет последующее опробование продуктивных пластов в эксплуатационной колонне скважины.

С помощью ускоренной разведки можно увеличить скорость проходки разведочных скважин и ускорить опробование всех выявленных нефтегазонаосных горизонтов. Между тем имелось много примеров, когда на уже открытых местоскоплениях в течение длительного времени простаивали пробуренные разведочные скважины в ожидании испытания пластов и вызова притока нефти, газа или воды.

Ускоренная разведка крупных и уникальных местоскоплений производится по редкой сетке скважин с последующей их доразведкой путем заложения опережающих эксплуатационных скважин, позволяющих получить необходимые данные для подсчета запасов нефти и газа и научно обоснованного проектирования разработки. Сведения, полученные первыми разведочными скважинами, расположенными в повышенной части залежи, являются наиболее информативными и дают основные направления о геологическом строении и газонаосности залежи. Примером высокой эффективности методики ускоренной разведки являются Медвежье и Уренгойское газовые местоскопления Западной Сибири, где разработка сеноманских за-

лежей началась вскоре после их открытия.

Опережающее эксплуатационное бурение (ОЭБ) производится в высокопродуктивных зонах крупных и уникальных нефтяных и газовых залежей с целью подготовки их к разработке и получения основных параметров для составления проекта разработки. В нефтяных местоскоплениях бурение опережающих скважин имеет более широкое распространение по площади для всех групп залежей. Геологическими данными, испытанием пластов в законченных бурением скважинах и газогидродинамическими расчетами:

определяют основные емкостные свойства коллекторов, достаточно полно характеризующие продуктивные пласты как по разрезу, так и по площади; выявляют гидрогеологические условия и возможное влияние гидродинамической системы на режим разработки залежи;

определяют положение контактов и контуров нефтяных, газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей;

выясняют наличие или отсутствие в газовых и газоконденсатных залежах нефтяной оторочки и при ее наличии определяют условия ее эксплуатации; проводят полноценные опробования и исследования скважин для получения основных параметров залежи;

изучают углеводородный состав газа, нефти и конденсата, а также содержание H_2S и других сопутствующих компонентов;

выявляют все залежи по разрезу.

Таким образом, ввод нефтяных и газовых залежей в ОЭБ является не только ускоренным методом их разведки, но и ускоренным методом их разработки.

§ 11.2. Основные принципы выбора системы разведки местоскоплений нефти и газа в целом. Этажи разведки

Разведка многих нефтегазонаосных структур показывает, что как на платформенных, так и на складчатых территориях редко встречаются однопластовые местоскопления, приурочен-

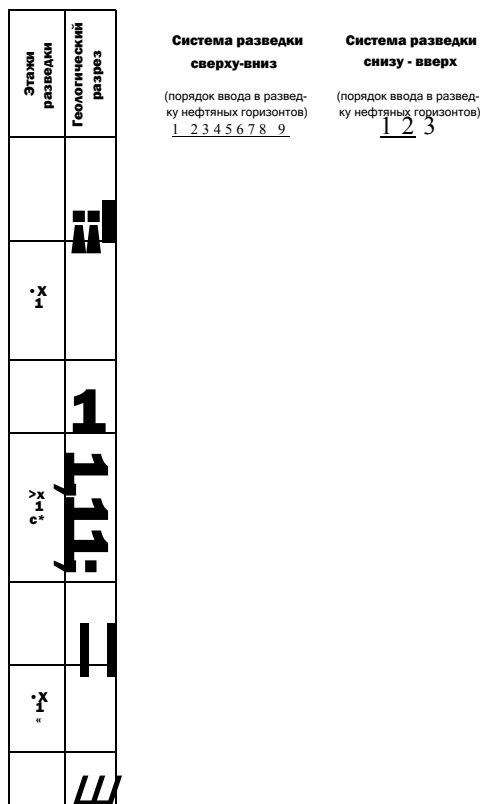


Рис. 11.1. Система разведки нефтяного местоскопления

ные только к одному горизонту отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Достаточно отметить, что диапазон нефтегазоносности в основных районах Урало-Поволжья охватывает весь комплекс палеозойских отложений мощностью от 2000 до 3000—3500 м; залежи нефти в этих районах содержатся в девонских, каменноугольных и пермских отложениях. Юрские и меловые отложения Западно-Сибирской плиты имеют мощность более 3000 м и содержат ряд самостоятельных залежей. Местоскопления геосинклинальных областей обладают еще более значительными мощностями нефтегазоносных отложений и содержат большое количество залежей.

Разведка многопластовых местоскоплений нефти и газа производится в основном по двум системам: сверху вниз и снизу вверх (рис. 11.1). В отдельных местоскоплениях приме-

няют комбинированную систему разведки.

Система разведки сверху вниз.

Она предусматривает последовательную разведку каждого нижележащего горизонта в многопластовом местоскоплении после разведки вышележащего. По этой системе после выявления нефтеносности верхнего I горизонта осуществляется его разбуривание эксплуатационными скважинами и заложение отдельных разведочных скважин на II горизонт. В последующем, когда производится разбуривание II горизонта, закладываются разведочные скважины на III горизонт и т. д. Эта система разведки была единственной в дореволюционной нефтяной промышленности и обуславливалась низкой техникой бурения, исключающей возможность одновременного вскрытия нескольких нефтеносных горизонтов.

Система разведки снизу вверх. Система предусматривает вскрытие нижних перспективных свит, залегающих на глубинах, доступных современной технике бурения, и освещение нефтегазоносности всей осадочной толщи или ее значительной части. Эта система предусматривает разведку группы нефтяных и газовых горизонтов путем последовательной разведки каждого вышележащего горизонта после нижележащего, причем нижний горизонт, с которого начинается разведка данного этажа, называется *базисным*.

Разведку нефтяных и газовых скоплений, как правило, целесообразно производить по системе снизу вверх, обеспечивающей наиболее быстрое изучение местоскопления при сравнительно минимальных затратах. Промышленная оценка всех вскрытых скважинами нефтеносных горизонтов производится по данным отбора керна с помощью колонковых долот и бокового грунтоноса, электрокаротажа, бокового каротажного зондирования, микрокаротажа, акустического каротажа и радиометрических исследований, а также путем возврата скважин с целью опробования вышележащих горизонтов. Эта система обеспечивает наиболее быстрое приращение запасов.

При разведке нефтяных местоскоп-

лений в отдельных случаях нижележащие перспективные толщи остаются не вскрытыми нередко на протяжении ряда лет. Толщи, залегающие на доступных бурению глубинах, должны вскрываться первыми же поисковыми или разведочными скважинами. Даже в случае несоответствия структурных планов эти скважины в совокупности с подобными скважинами на других площадях дадут ценный материал, указывающий наиболее вероятное направление поисков структур по более древним отложениям, будут способствовать более качественной интерпретации сейсмических данных и позволят наметить благоприятные зоны для поисков стратиграфических и литологических залежей.

Разведку выявленных продуктивных горизонтов, приуроченных к отдельным крупным стратиграфическим подразделениям, в некоторых случаях целесообразно вести с выделением отдельных этажей разведки и самостоятельной сеткой разведочных скважин. Отдельные этажи, включающие в себя целые стратиграфические комплексы, которые в дальнейшем будут разведываться самостоятельными сетками скважин, выделяют по результатам бурения первых поисковых и разведочных скважин на основании изучения нефтегазоносности продуктивных свит, имеющих значительную мощность.

Под *этажом разведки* следует понимать часть разреза местоскопления, состоящую из нескольких нефтеносных или газоносных горизонтов, сгруппированных для разведки самостоятельной сеткой скважин. При выделении этажей разведки целесообразно группировать горизонты, так, чтобы нижним, или базисным, в этаже был наиболее крупный по площади и запасам горизонт, отличающийся высокими дебитами скважин. Такой принцип выделения базисных горизонтов позволит обеспечить первоочередную разведку наиболее мощных нефтегазоносных пластов, прирастить запасы нефти и газа по высоким категориям и ускорить ввод этих залежей в разработку. Таким образом, если в разрезе местоскопления два мощных продуктивных горизонта

расположены на значительном расстоянии (по вертикали) друг от друга, то целесообразно выделить два этажа разведки, если три, то, возможно, и три этажа.

При выделении этажей разведки следует учитывать также условия бурения скважин. Если нижняя часть разреза местоскопления характеризуется аномально высоким пластовым давлением, требующим применения утяжеленных промывочных растворов и специальной конструкции скважин, а верхняя часть — давлением, близким к гидростатическому, и нормальными условиями проводки скважин, то эти части разреза должны быть выделены в различные этажи. Так, на местоскоплениях Терского Хребта (Малгобек, Вознесенское и др.), где условия бурения на залежи, приуроченные к карбонатной толще верхнего мела, резко отличаются от условий бурения на нефтяные горизонты чокракских и караганских отложений, выделяют два этажа разведки.

Порядок разведки выделенных этажей системы снизу вверх или сверху вниз зависит от геологических, технических и экономических факторов. На практике возможны следующие случаи.

1. На местоскоплениях высокодебитные горизонты, содержащие значительные запасы нефти и газа, расположены в нижней части разреза. В этом случае более эффективна разведка отдельных этажей снизу вверх. В качестве примера можно привести некоторые нефтяные местоскопления, приуроченные к Татарскому своду (Ромашкино, Бавлы и др.), в которых высокодебитные горизонты, содержащие основные запасы нефти, залегают в девоне, а залежи каменноугольных отложений отличаются малыми и средними дебитами скважин.

2. На местоскоплениях выявлен ряд высокодебитных продуктивных толщ, приуроченных к нескольким мощным литолого-стратиграфическим комплексам, например на площадях Муханово, Дмитриевское и других в Куйбышевской области, где залежи нефти установлены как в девонских, так и в каменноугольных отложениях. В таком случае

разведка отдельных стратиграфических комплексов или этажей должна осуществляться в зависимости от глубины их залегания. Если высокодебитные горизонты залегают на больших глубинах, не освоенных для массового бурения скважин, то исходя из конкретных условий можно вначале разведать и подготовить к разработке группу нефтяных пластов, приуроченных к верхнему стратиграфическому комплексу, и только после этого начать детальную разведку горизонтов нижнего комплекса самостоятельной сеткой скважин. При залегании высокодебитных горизонтов, приуроченных к различным мощным толщам литолого-стратиграфических комплексов на вполне освоенных глубинах, предпочтение следует оказать системе разведки снизу вверх, так как при этом количество неудачных разведочных скважин будет сведено к минимуму, а скважины, оказавшиеся за контуром нефтеносности нижних литолого-стратиграфических комплексов, могут быть возвращены для разведки верхних.

3. На местоскоплении высокодебитные горизонты приурочены к верхним литолого-стратиграфическим комплексам, а нижние комплексы содержат малодебитные залежи. В таком случае в первую очередь следует разведать верхние слои.

Одним из основных преимуществ системы разведки снизу вверх является возможность возврата скважин с целью опробования верхних горизонтов. Особенно это важно для скважин низкодебитных, давших отрицательные результаты, и аварийных. Для высокодебитных скважин рекомендуется воздерживаться от возврата. В тех случаях, когда бурение на базисный горизонт разведки сопряжено с известными трудностями, а количество разведочных скважин, опробовавших основной горизонт, позволяет не только подсчитать запасы, но и ускорить разработку залежи, возврат на верхние горизонты высокодебитных скважин может на длительное время задержать начало разработки крупной нефтяной и особенно газовой залежи. В подобных условиях целесообразно заложить но-

вую группу разведочных скважин для опробования выявленных по данным геофизических исследований и отбора керн новых нефтяных горизонтов в верхней части разреза, с тем чтобы не возвращаться к высокодебитным скважинам.

Аналогичное явление может быть и на газовых местоскоплениях, когда разведочные скважины, выявившие и оконтурившие мощную газовую залежь, вполне обеспечивают ее разработку и полное извлечение основных запасов.

Следует иметь в виду, что этажи разведки выделяются на местоскоплениях, где в процессе поискового бурения уже выявлен ряд залежей нефти и газа промышленного значения. Выделение отдельных этажей способствует ускоренной разведке залежей и наиболее рациональной, экономически обоснованной их разработке. Выделение этажей разведки не дает основания для подобного выделения этажей в стадии поискового бурения. Проектирование поисков нефти и газа самостоятельными группами скважин на отдельные стратиграфические комплексы (этажи) может лишь привести к увеличению числа скважин и снижению эффективности, а в случае отсутствия залежей в разрезе отдельных поднятий — и к неоправданным затратам.

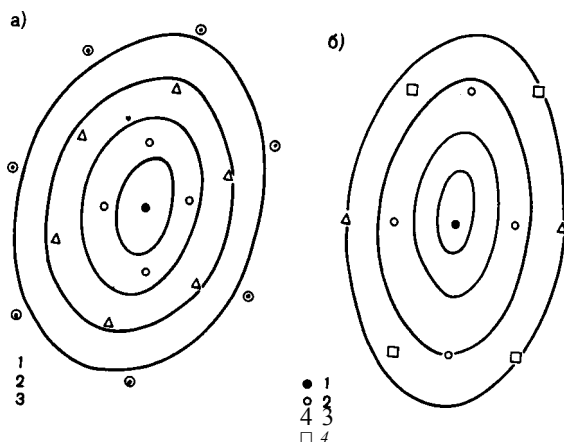
§ 11.3. Основные принципы размещения скважин при разведке отдельных залежей и этажей разведки

Под *системой размещения скважин* понимается порядок размещения минимального количества разведочных скважин для получения соответствующих геологических данных, необходимых для подсчета запасов нефти и газа промышленных категорий и для подготовки залежи к разработке.

Стадия разведки наступает после получения промышленных притоков нефти и газа в поисковых скважинах и завершения поискового этапа. При проектировании разведочных работ необходимо определить минимальное количество разведочных скважин, обо-

Рис. 11.2. Схема заложения разведочных скважин:

a — по кольцевой системе; / — скважина-открывательница; 2, 3 и 4 — разведочные скважины соответственно первого, второго и третьего колец; *б* — по профильной системе: / — скважина-открывательница; 2, 3 и 4 — разведочные скважины соответственно первой, второй и третьей очереди



снова в соответствии с геологическими условиями наиболее рациональное размещение их на структуре, наметить очередность заложения и, наконец, разработать комплекс геологических, геофизических и гидродинамических исследований в разведочных скважинах с целью детального изучения залежи, получения необходимых геолого-промысловых данных для подсчета запасов нефти и газа и составления технологической схемы проекта разработки. При этом минимальное количество разведочных скважин должно обеспечить прирост запасов категорий В, С₁ и С₂ в соотношениях, необходимых для проектирования разработки и выделения капиталовложений в промысловое и промышленное строительство согласно «Классификации запасов местоскоплений нефти и горючих газов»...

Существует в основном три системы размещения разведочных скважин: треугольная, кольцевая и профильная. Выбор наиболее эффективной из этих систем является важным и ответственным моментом при промышленной разведке нефтяных и газовых залежей.

Треугольная система. Эта система, широко применявшаяся в прошлом, предусматривает заложение новой разведочной скважины в вершине равностороннего треугольника; два других угла составляют скважины, давшие нефть. К достоинствам этой системы следует отнести то, что при таком заложении скважин достигается равномерное освещение всей нефтяной залежи.

Однако треугольная система обладает рядом существенных недостатков. Вследствие того что каждая новая скважина закладывается в зависимости от получения положительных результатов соседней бурящейся скважины, разведка и оконтуривание всей залежи затягиваются на длительный срок.

Значительное развитие треугольной системы размещения разведочных скважин в прошлом, когда нефтяная залежь вводилась в разработку вскоре после получения первой нефти, обуславливалось возможностью более быстрого приращения некоторого числа скважин-точек для эксплуатационного бурения на ограниченной площади, расположенной вокруг первой скважины, давшей нефть. В настоящее время, когда нефтяные залежи вводятся в разработку после оконтуривания и получения достаточной информации о геологическом строении продуктивных пластов для проектирования, треугольную систему размещения скважин нельзя признать эффективной.

Кольцевая система. Разведку и оконтуривание залежей нефти, приуроченных к широким и пологим структурам, можно осуществлять и по кольцевой системе с последовательным размещением новых колец скважин по падению пластов (рис. 11.2). Однако эта система для местоскоплений со значительной литологической изменчивостью и широким колебанием мощности продуктивных горизонтов требует заложения сравнительно большого числа скважин и не всегда может обе-

спечить достоверность геологических построений. Кроме того, значительное число разведочных скважин может оказаться за контуром нефтеносности.

Кольцевая система размещения скважин не может быть рекомендована для многих типов залежей: литологических, стратиграфических, тектонически экранированных и др.

Профильная система. Профильная система размещения разведочных скважин, дающая возможность при минимальном количестве скважин составить правильное представление о геологическом строении нефтяных и газовых залежей, является наиболее рациональной для всех типов залежей. В условиях значительной изменчивости литологического состава продуктивных горизонтов профильные разрезы, проведенные вкрест простираения пластов, дают наиболее правильную картину геологического строения залежей.

Профильные разрезы облегчают по одноименным реперам детальную корреляцию нефтяных и газовых пластов, слагающих горизонт, достаточно четко выявляют угловые несогласия, зоны выклинивания и способствуют установлению положения водонефтяного и газодляного контактов.

В связи с тем что распределение нефти и газа в залежи зависит от структурных особенностей, изменчивости литологического состава и неоднородности коллекторских свойств пород, достоверная оценка запасов в значительной степени обуславливается степенью знания геологических закономерностей, которые могут быть установлены минимальным количеством скважин, размещенных по профильной системе.

Для рационального размещения необходимого количества разведочных скважин надо определить расстояния между профилями и между скважинами в профилях. При размещении скважин на профилях следует учитывать также углы падения пластов.

После открытия нефтяной залежи расстояния между разведочными скважинами должны устанавливаться в зависимости от размеров структуры, типа и ширины залежей, встречающихся в данном районе, мощности нефтенос-

ного горизонта, его литологической однородности и углов наклона пластов.

Если разведочная скважина оказалась в пределах внутреннего контура, то мощность нефтяного горизонта даст представление о минимальных размерах залежи. Если скважина расположена между внутренним и внешним контурами, то она определит положение водонефтяного контакта и тем самым позволит установить примерную ширину нефтяной залежи, в соответствии с чем и будут найдены расстояния между разведочными скважинами. Вопрос о рациональных расстояниях между скважинами будет решен в первом же поперечном профиле, проведенном через скважину, открывшую залежь.

При разведке литологических скоплений нефти и газа, среди которых был выделен рукавообразный (шнурковый и др.), заложение скважин может производиться методом разведки **клином**, разработанным И. М. Губкиным на примере майкопских залежей. Данный метод, как считал А. Я. Креме, оправдал себя также при прослеживании рукавообразного вида залежи на Войвожском местоскоплении на Южном Тимане. Форма и наличие рукава песчаной линзы связаны, однако, не с погребенным руслом палеореки, как это установлено в Майкопском районе, а с весьма извилистым очертанием береговой линии.

Для проектирования разработки необходимо выявить и изучить закономерности изменения свойств нефтяного пласта по разрезу и по площади. Современная технология разработки нефтяных залежей, предусматривающая применение методов поддержания пластового давления путем заводнения, а также термические, физико-химические и другие методы воздействия на продуктивные пласты требуют такого расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин, которое обеспечило бы воздействие на все пласты и пропластки, слагающие горизонт.

Многолетние исследования в области разработки нефтяных местоскоплений показали, что из-за отсутствия достаточных данных, характеризующих

параметры пласта, для средних и крупных нефтяных залежей необходимо осуществлять двухстадийное проектирование, предусматривающее вначале составление технологической схемы разработки, а затем проекта разработки. Технологическая схема может быть составлена[^] на основании разведочных скважин, по которым подсчитаны запасы нефти и газа. Проект разработки должен составляться по истечении некоторого времени на основании бурения дополнительного числа скважин и большей информации о строении нефтяного пласта. Вследствие того что все последующие скважины будут заложены в пределах нефтяной залежи, задача детализации строения нефтяных пластов может быть возложена в начале разработки на опережающие эксплуатационные скважины.

Опережающие эксплуатационные скважины. Опережающие эксплуатационные (добывающие) скважины в большинстве случаев закладываются с целью подготовки к разработке больших нефтяных залежей, для выявления промышленного значения верхних пропущенных залежей и для вскрытия комплекса отложений, залегающих ниже базисного горизонта, но вблизи от него.

В 1960 г. В. С. Мелик-Пашаевым было рекомендовано проводить доразведку и получение всех необходимых геолого-промысловых параметров для проектирования разработки с помощью опережающих эксплуатационных скважин.

В настоящее время опережающее эксплуатационное бурение широко используют на местоскоплениях Татарской АССР, Башкирской АССР, Украинской ССР, Тюменской области, Туркменской ССР и др.

В связи с тем что распределение нефти и газа в залежи зависит от структурных особенностей, изменчивости литологического состава и неоднородности коллекторских свойств пород, достоверная оценка запасов в значительной степени обусловливается степенью изучения геологических закономерностей, которые могут быть установлены ограниченным числом раз-

ведочных скважин, размещенных по всей залежи.

Опережающие эксплуатационные скважины можно использовать и для выявления залежей нефти, расположенных в верхних частях разреза, пропущенных при разведке нижезалегающих основных нефтяных залежей.

Важнейшим резервом подготовки новых запасов нефти является доразведка разрабатываемых местоскоплений, которая в основном сводится к выявлению пропущенных в процессе разведочных работ нефтяных пластов. Возможность пропуска продуктивных пластов особенно в карбонатных отложениях, связана с несовершенством геофизических методов, а также отсутствием сплошного отбора образцов в процессе бурения разведочных скважин в перспективных в нефтегазовом отношении стратиграфических комплексах.

За последние годы на длительно разрабатываемых Ромашкинском и Новоелховском местоскоплениях в результате исследований было выявлено несколько сотен перспективных участков.

При определении таких участков положительные результаты дает применение пластоиспытателей в процессе бурения и изучения образцов пород, использование радиометрических и акустических методов исследования разрезов пробуренных скважин, а также импульсных нейтронных методов при оценке нефтеносности карбонатных отложений.

Вся нижняя, не освещенная бурением часть осадочной толщи, залегающая ниже базисного горизонта разработки вплоть до поверхности кристаллического фундамента, представляет интерес для поисков и разведки новых залежей нефти и газа.

Опережающие эксплуатационные скважины для выявления новых продуктивных горизонтов применяют во многих регионах. Так, на Самотлорском местоскоплении эксплуатационные скважины **БВ** в начальной стадии разбуривания опережающими эксплуатационными скважинами вскрывали горизонт **БВю**. В результате полученной информации горизонт **БВю** был включен

в число первоочередных объектов для самостоятельной разработки. Таким образом, использование опережающих эксплуатационных скважин базисного горизонта разработки для разведки новых залежей нефти и газа в нижней, неосвоенной бурением части осадочного комплекса не только ускорит их открытие, но и приведет к экономии больших средств и материально-технических ресурсов.

Применение опережающего эксплуатационного бурения на Самотлорском местоскоплении привело к открытию новой нефтяной залежи в юрских отложениях.

Следует отметить, что разведка низзалегавших горизонтов эксплуатационными скважинами сопровождается увеличением проектных глубин скважин. Однако при больших скоростях проходки углубление этих скважин мало отражается на их стоимости, но вместе с тем оказываются сэкономлены большие средства, которые были бы затрачены для бурения разведочных скважин на эти горизонты.

§ 11. 4. Вскрытие и опробование продуктивных пластов

Наиболее важным и ответственным этапом в разведочном бурении является вскрытие и опробование скважин. В практике разведочных работ испытание скважин нередко носит затяжной характер, а время, затрачиваемое на испытание в ряде районов, почти равно времени на бурение. Длительное опробование снижает эффективность работ, так как во многих случаях заложение последующих разведочных скважин зависит от полученных данных по опробованию предыдущих скважин и несвоевременное получение этих результатов приводит к значительному удлинению сроков разведки всего местоскопления нефти и газа.

Одним из наиболее перспективных методов опробования и изучения свойств пластов в процессе бурения, получивших широкое применение в практике геолого-разведочных работ на нефть и газ в СССР и ряде стран, явился метод, основанный на

применении испытателей пластов различных конструкций. В СССР эти прогрессивные методы испытания пластов в процессе бурения дали положительные результаты в Западно-Сибирской низменности, в Оренбургской области и Ставропольском крае, в Чечено-Ингушской и Башкирской АССР и других районах. Применение пластоиспытателей позволило открыть первое местоскопление нефти в Припятской впадине Белорусской ССР и тем самым выявить новую нефтегазоносную область, где до этого не удалось получить промышленных притоков нефти.

Обобщение результатов опробования отдельных горизонтов в процессе бурения пластоиспытателями показало, что дебиты нефти, определенные указанным способом, обычно превышают дебиты, установленные при испытании тех же горизонтов в эксплуатационной колонне (Башкирская АССР и др.). Поэтому следует продолжить совершенствование методики исследования пластов пластоиспытателями.

Выбор и обоснование объектов для опробования имеют исключительное важное значение. Выделение объектов для испытания производится главным образом по материалам промыслово-геофизических исследований скважин, газокаротажа, образцов пород, отбираемых колонковыми долотами и боковыми грунтоносами, а также по данным различных видов геологических наблюдений при бурении. Перечисленный комплекс исследований обеспечивает надежность выделения в разрезах скважин объектов для опробования пластов-коллекторов.

К числу успешных попыток выделения и оценки трещинных коллекторов следует отнести работы, проведенные бывшей Грозненской лабораторией ВНИИГеофизики по изучению разрезов верхнемеловых отложений. Сущность применяемой методики заключается в совместном использовании данных электрических, главным образом бокового электрического зондирования (БЭЗ), и радиоактивных исследований скважин с учетом показаний, полученных другими методами (микрозонды, ка-

вернометрия и др.). Для выявления трещинных зон широко применяется акустический каротаж. Во всех случаях выделение объектов для опробования должно производиться с учетом результатов испытания аналогичных горизонтов в скважинах соседних районов.

Качественное изучение разреза имеет решающее значение для выявления всех продуктивных горизонтов. Имеются примеры, когда на разрабатываемых площадях в результате кропотливого изучения разреза устанавливалось наличие новых залежей нефти и газа. Например, на Жирновской и Бахметьевской площадях была выявлена нефтегазосность турнейского яруса, двух пластов тульского и алексинского горизонтов путем непосредственного опробования. Установлена также промышленная нефтегазосность пласта, залегающего в подошве тульского горизонта, долгое время считавшегося плотным известняком. Следует отметить, что выявление новых залежей на старых площадях иногда происходило помимо рекомендации геофизической службы промыслов.

На нефтяных местоскоплениях Ставропольского края (например Озек-Суат, Зимняя Ставка, Правобережное, Вейчаевское, Колодезное) вследствие высоких пластовых температур, значительной минерализации вод и других причин резко искажаются показания геофизических исследований, что затрудняет выделение в разрезе продуктивных пластов. Нефтеносные пласты на электрокаротажных диаграммах отличаются низкими сопротивлениями по сравнению с сопротивлениями смежных непродуктивных пластов. Например, на площади Озек-Суат IX пласт нижнего мела, по заключению геофизиков, долгое время оценивался как водоносный и к испытанию не рекомендовался. Однако спустя четыре года опробованием была доказана его высокая продуктивность по сравнению со всеми остальными нефтеносными пластами этой площади.

На морском местоскоплении Банки Дарвина на основании БЭЗ было дано отрицательное заключение о нефте-

носности кирмакинской свиты, характеризующейся частым чередованием песчаных и глинистых слоев, и только благодаря наличию образцов пород, извлеченных боковым грунтоносом и показавших признаки нефтеносности, скважина подверглась опробованию. В результате было открыто новое нефтяное местоскопление.

Рассмотренные примеры свидетельствуют о том, что необходимо особое внимание обращать на отбор керна при бурении поисковых и разведочных скважин, выбор объектов испытания и правильную оценку нефтегазосности местоскопления в целом.

Важное значение для опробования скважин имеет вскрытие пластов. Особую актуальность они получили в связи с вовлечением в разведку местоскоплений нефти и газа с карбонатными коллекторами. В первые этапы развития нефтяной промышленности разведочные работы были сосредоточены в районах с терригенными коллекторами, представленными сравнительно хорошо отсортированными песками и песчаниками. Успешное испытание продуктивных пластов обеспечивалось при вскрытии их бурением с применением обычных глинистых растворов, перекрытием колонной и вызовом притока жидкости через перфорированные отверстия в колонне испытываемой скважины.

В связи с тем что геологические условия разведки новых залежей нефти и газа в ряде районов значительно усложнились, появилась необходимость дифференцированного подхода к вскрытию продуктивных горизонтов при бурении, что должно обеспечить не только успешную проводку скважин, но и сохранение естественной их проницаемости путем подбора промывочной жидкости с соответствующими физико-химическими свойствами. Особое внимание следует уделять креплению призабойной части ствола. Если хорошо проницаемые коллекторы обычно перекрываются обсадной колонной с последующим тампонажем и вскрытием пластов путем перфорации, то для слабопроницаемых пород, характеризующихся тонким переслаиванием глинистых и

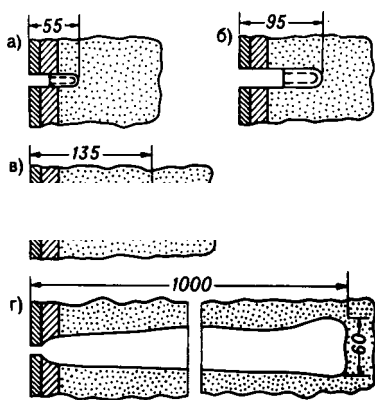


Рис. 11.3. Вскрытие пластов различными видами перфорации:

а — пулевой; б — торпедной; в —кумулятивной; г — гидropескоструйной

алевролитовых прослоев, пулевая перфорация не создает условий для эффективной работы пластов. В этом случае вскрытие обычными методами нередко приводит к закупорке микротрещин и потере гидродинамической связи скважины с пластом. При пулевой перфорации очень часто маломощные нефте- и газонасыщенные прослои вследствие неточности глубины перфорации оказываются невскрытыми.

В последние годы применяется гидropескоструйный метод перфорации скважин, основанный на использовании кинетической энергии и абразивности струи жидкости с песком, выходящей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной в стенку скважины. За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие в обсадной колонне и канал в цементе и породе (рис. 11.3). Эффективность гидropескоструйного способа перфорации заключается в следующем:

1) длина каналов, образуемых в породе, значительно больше длины каналов, получаемых другими видами перфорации (более 1 м);

2) не происходит растрескивания цементного камня и нарушения обсадной колонны; можно производить перфорацию при высоких температурах;

3) предупреждаются внезапные выбросы, особенно в фонтанных скважинах.

Этот метод предусматривает созда-

ние вертикальных щелей в обсадной колонне и значительное проникновение в продуктивную толщу, чем обеспечивается вскрытие всех нефтегазонасыщенных пластов и пропластков. Гидropескоструйный метод в отдельных случаях может быть эффективен там, где другие методы не дают положительных результатов.

Особое внимание надо уделять вскрытию продуктивных пластов, представленных трещинными или карбонатными породами. В этих условиях широко применяют конструкцию скважин, предусматривающую перекрытие обсадной колонной всех свит, залегающих над продуктивным горизонтом, затем вскрытие трещинных пород и испытание их.

Большое значение для получения притока нефти и газа и повышения продуктивности испытываемой скважины имеют зарекомендовавшие себя на практике методы воздействия на нефтяные и газовые пласты: гидроразрыв, торпедирование, солянокислотная обработка.

Гидроразрыв. Сущность процесса гидравлического разрыва пластов заключается в том, что в нефтяном пласте закачкой жидкости создаются высокие давления, близкие к горному, в результате чего возникают новые или расширяются естественные трещины, которые для предупреждения смятия их стенок заполняются отсортированным кварцевым песком или шариками, изготовленными из искусственного материала. Создание в призабойной зоне сети трещин приводит к увеличению проницаемости пласта и улучшению условий притока жидкости. Гидравлический разрыв необходимо осуществлять в первую очередь в пластах, обладающих низкой проницаемостью.

Существует мнение, что в результате гидравлического разрыва создается одна трещина, поэтому для образования в призабойной зоне пласта сети трещин рекомендуются многократные гидравлические разрывы. Для разведочных скважин значительный интерес представляет метод поинтервального гидравлического разрыва, предусматривающий последовательное создание

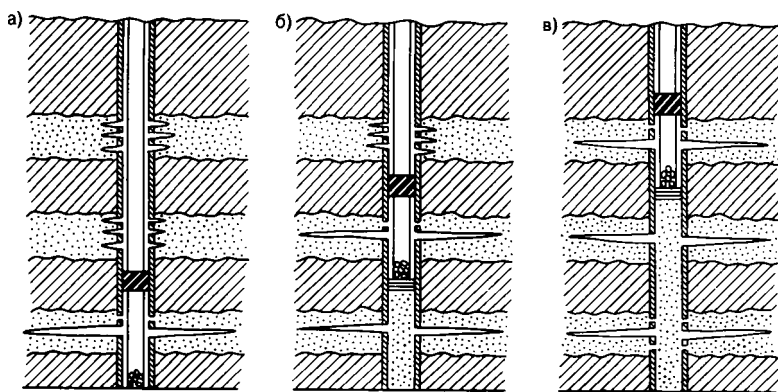


Рис. 11.4. Многократный разрыв пласта с помощью пакера:
 а — разрыв нижнего интервала; б — разрыв среднего и засыпка нижнего интервала песком; в — разрыв верхнего и засыпка двух нижних интервалов песком

трещин в каждом отдельном пласте, слагающем горизонт (рис. 11.4).

Таким образом, гидроразрыв является высокоэффективным средством, обеспечивающим повышение продуктивности нефтяных и газовых скважин. Для правильной оценки промышленных возможностей испытываемых пластов этот способ воздействия должен применяться во всех поисковых и разведочных скважинах, показавших при опробовании небольшие дебиты нефти и газа. В этом отношении представляет интерес метод мощного (массированного) гидроразрыва, предусматривающего создание трещин большой протяженности. Надо полагать, что целью таких мощных гидроразрывов является желание подключить отдельные изолированные линзы в сферу дренирования скважины.

Торпедирование скважин. При наличии весьма твердых и плохо проницаемых пород, когда обычными методами воздействия на пласты не удастся вызвать приток жидкости, в некоторых случаях прибегают к торпедированию скважин большими зарядами. Торпедирование приводит к созданию сети трещин, облегчая тем самым движение жидкости к забою скважины. При выборе интервала для торпедирования и величины заряда необходимо учитывать близость водоносного горизонта, с тем чтобы взрывные работы не привели к прорыву верхних вод. Так как при торпедировании разрушается

колонна, то этот метод следует применять в крайнем случае, когда были испытаны все известные методы стимуляции притока нефти или газа и решается вопрос о возврате скважины для испытания верхних горизонтов или ее ликвидации по геологическим причинам.

В мировой практике торпедирование используется как самостоятельный метод воздействия на плотные цементированные пласты с целью создания трещин в призабойной зоне и вызова притока преимущественно из газосодержащих пластов. В этих случаях эксплуатационная колонна должна находиться над продуктивным горизонтом.

Кислотная обработка забоев скважин. Этот метод часто позволяет увеличивать проницаемость ближайшей к фильтру зоны пласта. Он основан на способности различных кислот растворять карбонатные породы (известняки и доломиты). Кислота, воздействуя на породы, непосредственно примыкающие к забою скважины, создает каверны и облегчает условия фильтрации жидкости в призабойной зоне.

При наличии в продуктивном пласте сети трещин кислота может распространяться на значительные расстояния, расширять их и резко увеличивать проницаемость пород. Характерным примером в этом отношении является солянокислотная обработка карбонатных пород в скважинах, пробуренных на верхнемеловые отложения в место-

скоплениях Грозненской нефтеносной области. Здесь в некоторых скважинах обработка велась в два-три приема при избыточных давлениях на устье скважин. Если скважины до обработки имели дебит нефти 10—15 т/сут, то после обработки они вступали в эксплуатацию с дебитом 100 т/сут.

Сернокислотная обработка скважин нефтяных местоскоплений Припятской впадины Белорусской ССР значительно увеличивает дебиты нефти. Сернокислотная обработка продуктивных пластов на Вуктыльском газоконденсатном местоскоплении в Коми АССР увеличивает дебиты газоконденсатной смеси в отдельных скважинах с 200 до 800 тыс. м³/сут. При этом с целью воздействия на более удаленные от ствола скважины зоны пластов принимаются меры для более замедленного действия серной кислоты. С другой стороны, поинтервальная обработка призабойной зоны может способствовать увеличению охвата воздействием серной кислоты всей вскрытой скважиной газоконденсатной толщи.

Установлено, что карбонатные породы различных нефтяных и газовых местоскоплений быстрее растворяются в соляной кислоте с увеличением температуры. Для промышленной оценки карбонатных пластов разведочные скважины, показавшие при опробовании малые или средние дебиты нефти, должны быть обработаны соляной кислотой с целью выявления максимальных дебитов.

Применение современных методов и средств вскрытия и опробования слабопроницаемых пластов, а также специальной обработки призабойной зоны позволило ускорить в ряде районов страны открытие и разведку нефтяных и газовых местоскоплений и явилось важным фактором повышения эффективности разведочных работ.

§ 11.5. Опытная эксплуатация разведочных скважин

В комплекс исследования разведочных скважин входит испытание нефтяных и газовых пластов для промышленной оценки исследуемых залежей, а также получение необходимых геолого-про-

мысловых данных для проектирования разработки. Практика разведки знает много примеров, когда оценка промышленных возможностей нефтяных и газовых залежей, основанная на кратковременном испытании пластов, впоследствии не подтвердилась.

При открытии залежей, имеющих ограниченную площадь, кратковременное испытание отдельных разведочных скважин, вступающих в эксплуатацию с большим дебитом, создает неправильное представление о залежах и приводит к переоценке их промышленного значения. При более длительной эксплуатации этих скважин и установлении значительных темпов снижения пластового давления и дебитов ограниченные размеры нефтеносной или газоносной площади становятся очевидными. В качестве примера можно привести нефтяные залежи майкопской свиты местоскопления Казанбулаг Азербайджанской ССР, когда на основании нефтяных фонтанов в первых разведочных скважинах была дана высокая оценка местоскопления, которая впоследствии не подтвердилась.

Пробная эксплуатация необходима не только для правильной промышленной оценки нефтяной залежи, но и для выявления условий залегания нефти в разрезе местоскопления. Большое значение имеет возможность установления близости водоносных пластов к эксплуатационным объектам и наличия в них промежуточных и подошвенных вод. На Сураханской площади две первые разведочные скважины, вскрывшие подкирмакинскую свиту, несмотря на наличие нефтеносных песков и положительную характеристику по электрокаротажу, при испытании дали чистую воду. После проведения изоляционных работ из того же горизонта были получены мощные нефтяные фонтаны.

Для промышленной оценки открываемых нефтяных местоскоплений необходимо предусматривать две стадии исследования продуктивных пластов:

- 1) кратковременное испытание пластов в разведочных скважинах в течение двух-трех дней для установления нефтегазонасности и примерных дебитов;

2) опытная (пробная) эксплуатация разведочных скважин в течение нескольких месяцев с целью определения устойчивости дебитов, изменения газовых факторов, проявления промежуточных и подошвенных вод, отложения в колонне труб парафина и минеральных солей, а также других параметров, необходимых для подсчета запасов по высоким категориям и подготовки к разработке. Эта стадия должна осуществляться путем специального обустройства разведочной площади и принципиального решения вопроса о транспорте нефти.

В процессе опытной эксплуатации гидродинамическими методами исследования разведочных скважин можно получить данные о гидродинамической связи между отдельными скважинами и продуктивными горизонтами.

Опытная эксплуатация разведочных скважин должна стать обязательным этапом с целью получения достоверной информации о строении продуктивных пластов и параметров залежей, необходимых для качественного выполнения работ по составлению генеральных и технологических схем разработки.

§ 11.6. Гидродинамические исследования

Гидродинамические исследования скважин на стадии промышленной разведки проводятся с целью определения начального пластового давления, температуры, характера фильтрации флюида, коэффициента продуктивности, газового фактора и других параметров залежи. Результаты этих исследований используются при подсчете запасов и проектировании разработки (опытной эксплуатации) залежей нефти и газа.

На стадии разведки и опытной эксплуатации скважин гидродинамические исследования направлены на определение неоднородности и линий выклинивания продуктивных пластов, влияния изменения пластового давления на коллекторские свойства пласта и др.

На стадии разведки местоскопления по всем разведочным скважинам, давшим промышленные притоки нефти или газа, отбираются и исследуются

глубинные пробы для определения давления насыщения $p_{\text{нас}}$, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости и нефти и т. д. Гидродинамические исследования пластов подразделяются на две группы.

Первая группа основана на замерах в скважинах «установившихся» забойных давлений A_p и дебитов K этой группе относится метод установившихся отборов. Сущность его состоит в замерах забойных давлений и дебитов на нескольких режимах работы скважины. По замеренным данным строится график зависимости дебита от забойного давления или депрессии, определяемой как разница между пластовым и забойным давлением. По этому графику, называемому **индикаторной диаграммой**, определяется коэффициент продуктивности скважины. По форме индикаторных диаграмм можно судить о характере фильтрации жидкости, режиме разработки пласта, изменении фильтрационных свойств пласта и физических свойств флюида.

Исследования скважин методом установившихся отборов производятся в такой последовательности, чтобы дебит на каждом последующем режиме был выше, чем на предыдущем. Время работы скважины на каждом режиме определяется с учетом работы скважины на предыдущих режимах. Оно устанавливается исходя из соотношения дебитов на разных режимах.

На рис. 11.5 приведены три индикаторные диаграммы по разным нефтяным местоскоплениям, имеющие различную форму. Кривая 1 зарегистрирована в скважине 38 Мегионского местоскопления Западной Сибири. Она имеет выпуклую к оси дебитов форму, что указывает на снижение продуктивности скважины при увеличении депрессии. Это объясняется постепенным смыканием трещин в пласте при снижении забойного давления в скважине. Кривая 2 зарегистрирована в скважине 124 Быстринского местоскопления Западной Сибири. Она имеет прямолинейную форму, что указывает на линейный закон фильтрации флюида и неизменность в процессе снижения забойного

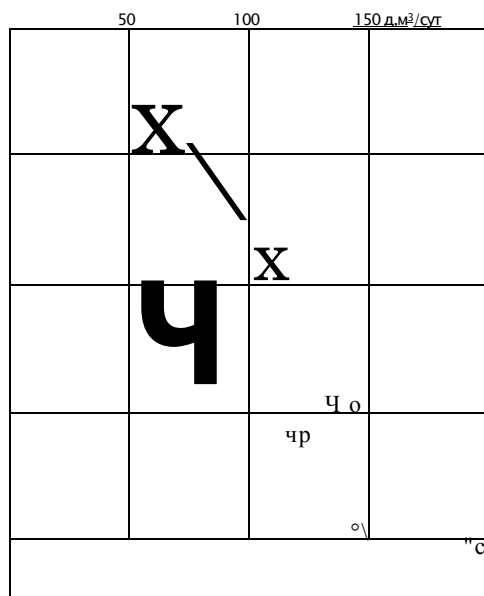


Рис. 11.5. Индикаторные диаграммы

давления фильтрационных параметров пласта. Кривая 3 зарегистрирована в скважине 88 Пашнинского местоскопления Коми АССР. Она имеет вогнутую к оси дебитов форму, что указывает на увеличение продуктивности скважины при увеличении депрессии. Это объясняется, подключением в работу при увеличении депрессии новых интервалов пласта.

Вторая группа гидродинамических методов исследований основана на замерах в скважинах неустановившихся забойных давлений. К этой группе относятся методы гидропрослушивания пласта и регистрации кривых восстановления давления.

Метод гидропрослушивания заключается в прослеживании изменения забойного давления в одной или нескольких реагирующих скважинах при изменении режима работы возмущающей скважины. Результатами исследований являются данные об изменении дебита возмущающей скважины и кривые изменения давления в реагирующих скважинах, которые называются **кривыми гидропрослушивания**.

На рис. 11.6 приведена кривая реагирования, зарегистрированная в скважине 211 нефтяного местоскопле-

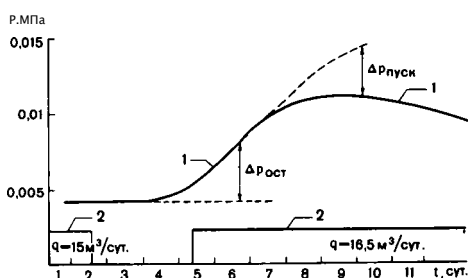


Рис. 11.6. Гидропрослушивание скважины 295 в скважине 211. Нефтяное месторождение Кенкияк

ния Кенкияк (линия 1) и изменения дебита в возмущающей скважине 295 (линия 2). В процессе длительной работы скважины 295 давление в простаивающей скважине 211 установилось и практически не менялось. Остановка скважины 295 привела к росту давления.

Данные гидропрослушивания указывают на наличие гидродинамической связи между исследованными скважинами. Кроме того, обработка кривой гидропрослушивания соответствующими методами позволяет получить различные характеристики продуктивного пласта.

На стадии разведки и опытной эксплуатации местоскопления исследование скважин методом гидропрослушивания позволяет решать вопросы геологического строения залежи, выявлять наличие литологических линз и дизъюнктивных нарушений в залежи, определять фильтрационные свойства продуктивного пласта, оценивать герметичность толщи пород-флюидоупоров, залегающих над продуктивным пластом, устанавливать места перетока жидкости из одного пласта в другой и др.

Метод регистрации кривых восстановления давления заключается в прослеживании за восстановлением давления в самой возмущающей скважине после ее остановки. До остановки скважины замеряется ее дебит. Разновидностью этого метода является метод падения давления.

Обработка кривых восстановлений давления позволяет определить фильтрационные свойства продуктивного

пласта, наличие в пласте тектонических или литологических экранов, расстояния от них до исследуемой скважины.

Форма кривых и время восстановления давления зависят от фильтрационных свойств пласта. Время восстановления давления может изменяться от десятков минут в высокопроницаемых однородных коллекторах до нескольких месяцев в слабопроницаемых коллекторах.

На рис. 11.7 приведены кривые восстановления давления, зарегистрированные по ряду скважин Салымского местоскопления. Коллектор представлен трещиноватыми глинистыми породами баженовской свиты. Трещиноватость развита как по толще пласта, так и по площади крайне неравномерно, поэтому пласт резко неоднороден по фильтрационным свойствам. Тем не менее нефть содержится и в трещинах, и матрице. В скважинах, вскрывающих матрицу, давление после остановки восстанавливается медленно (рис. 11.7, линии 1, 2), стабилизация давления начинается лишь через 1,5—2 месяца после остановки скважины. В скважинах, вскрывающих трещиноватые зоны пласта, давление восстанавливается значительно быстрее, оно начинает стабилизироваться уже через 3—4 сут после остановки скважины (линии 3 и 4). Различие в форме кривых восстановления давления объясняется тем, что фильтрационные свойства в трещиноватой зоне во много раз выше, чем в самой матрице.

При исследованиях непористых скважин используется метод прослеживания уровня. Каким-либо способом (компрессированием, свабированием) снижается уровень жидкости в стволе скважины, тем самым на пласте создается депрессия, вызывающая приток жидкости из пласта. После прекращения снижения уровня в скважине регистрируется кривая его восстановления.

Методы второй группы, основанные на изучении нестационарной фильтрации, обладают рядом преимуществ по сравнению с методами первой группы: они позволяют получить более

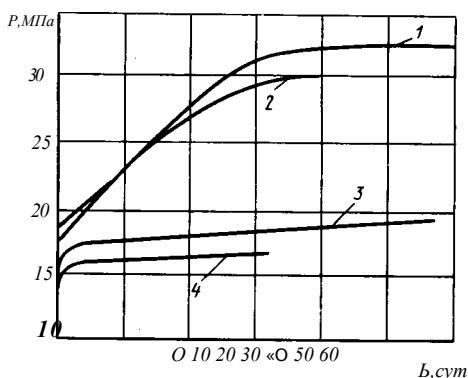


Рис. П.7. Кривые восстановления давления после остановки скважин Салымского местоскопления

полные и точные сведения о коллекторских свойствах пласта и его геологическом строении.

§ 11.7. Метод рациональной разведки газовых залежей с нефтяной оторочкой

Термин «нефтяная оторочка» является довольно емким и включает в себя все виды скоплений нефти в газовых залежах (подгазовая оторочка, окаймляющая газовую залежь по всему контуру, односторонние оторочки и др.). По материалам предварительной разведки должны быть ориентировочно оценены возможное промышленное значение нефтяной оторочки и целесообразность ее детальной разведки. Анализ разведки ряда газовых залежей с узкой нефтяной оторочкой показывает, что при проведении детальной промышленной разведки такой оторочки многие из скважин не вскрывают ее или оказываются в таких условиях, что практически не могут быть использованы для эксплуатации на нефть. Поэтому оценивать промышленное значение оторочки необходимо бурением коротких профилей скважин.

Опытная эксплуатация скважин на нефтяной оторочке позволяет уменьшить количество разведочных скважин. Тщательное наблюдение за изменением дебитов нефти, забойных давлений позволяет обоснованно решить вопрос о возможности промышленной эксплуатации оторочки, целесообразности проведения ее детальной разведки.

Первое представление о наличии нефтяных оторочек или подгазовых залежей в многопластовом местоскоплении можно получить в первых профилях разведочных скважин, охватывающих основные крупные залежи вплоть до их краевых зон. Если разведочная скважина вскрыла газовую залежь, приуроченную к песчаным отложениям большой мощности, то наличие подгазовой залежи может быть установлено в любой скважине, в которой будет испытан пласт, залегающий в нижней части залежи непосредственно над поверхностью ВНК. Получение нефти в любой скважине свидетельствует о наличии подгазовой залежи на всем протяжении рассматриваемой залежи. Нефтяные оторочки крупных и уникальных газоконденсатных местоскоплений могут иметь значительную протяженность и содержать сотни миллионов тонн нефти. Однако если оторочка приурочена к литологически изменчивым пластам, то она может оказаться не сплошной, а прерываться в пределах отдельных участков поднятия. В подобных случаях дебиты скважин могут колебаться в существенных пределах.

Практика разработки газонефтяных местоскоплений в СССР показала, что в хорошо проницаемых пластах нефтяные оторочки и газовая часть залежи могут быть разобщены и одновременно введены в разработку путем «разрезания» негнетальными скважинами по газонефтяному контакту.

Кроме значительного числа известных нефтяных оторочек в Западной Сибири за последние годы и в Восточной Сибири открыты газонефтяные местоскопления, нефтяные оторочки которых представляют промышленный интерес. Поэтому методика разведки и подготовки нефтяных оторочек имеет как научное, так и практическое значение.

В соответствии с «Положением об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ» целью стадии подготовки местоскоплений (залежей) к разработке является изучение характеристик местоскоплений (залежей), обеспечивающее составление

технологической схемы разработки местоскопления нефти или проекта опытно-промышленной разработки местоскопления газа.

Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ, методы исследования определяются проектом разведки, составляемым в соответствии с документами, регламентирующими разведку, подсчет запасов и проектирование разработки местоскопления нефти и газа.

По результатам разведочных работ с учетом данных опытно-промышленной эксплуатации производятся подсчет геологических и извлекаемых запасов УТЗ, сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов), местоскоплений по категориям С) и частично Сг, защита запасов в ГКЗ; систематизация геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической системы разработки местоскопления нефти и проекта опытно-промышленной разработки местоскопления газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения.

Итоговыми документами разведочных работ на стадии подготовки местоскоплений (залежей) к разработке являются:

технико-экономическое обоснование значений коэффициентов извлечения нефти и конденсата;

отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и сопутствующих компонентов. Отчет по подсчету запасов оформляется в соответствии с требованиями «Инструкции о порядке внесения, содержании и оформлении материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР».

Изучение местоскоплений и залежей продолжается и во время их разработки, в процессе которой решаются следующие задачи: доразведка разрабатываемых залежей; разведка второстепенных горизонтов, куполов, блоков, участков местоскопления; перевод запасов в более высокие категории, дифференциация их применительно к методам извлечения.

ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ГРАФИКИ ПРИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Научно обоснованная оценка перспектив нефтегазоносности возможна лишь при всестороннем и глубоком анализе современного геологического строения изучаемого района, истории его геологического развития, в том числе палеотектонических, палеогеографических, палео-гидрогеологических и палеотермодинамических условий осадконакопления и др. Изучение всех этих вопросов проводится на основе построения комплекса различных геологических карт, разрезов, профилей, таблиц и других графических материалов, совокупность которых должна дать наглядное представление о геологическом строении изучаемой территории, геологической истории ее развития и нефтегазоносности.

Для изучения современного геологического строения исследуемых территорий с целью оценки перспектив их нефтегазоносности на основе проведенных исследований составляется следующая основная графика: типовые литолого-стратиграфические разрезы, характеризующие строение различных частей осадочного разреза исследуемой территории; схемы корреляции их; геологические, структурные, тектонические, гидро-геологические, геохимические карты; литолого-фациальные разрезы по отдельным стратиграфическим подразделениям; карты коллекторов по отдельным регионально нефтегазоносным комплексам и др.

§ 12.1. Типовые разрезы, геологические и геофизические карты и профили

Литолого-стратиграфические разрезы.

Их составляют на всех этапах поисково-разведочных работ на нефть и газ. В зависимости от задач, стоящих перед исследователями, и размеров изучаемой территории различают нормальные и средненормальные (типовые) литолого-стратиграфические разрезы.

Для составления нормального разреза по данным геологической съемки детально изучаются обнажения и разрезы скважин района, которые затем увязываются между собой на основе прослеживания геологических границ маркирующих и опорных горизонтов.

При составлении нормального разреза крупных территорий прежде всего увязываются разрезы скважин на основании палеонтологических и промыслово-геофизических исследований, про-

слеживаются опорные пласты и стратиграфические границы. Мощности стратиграфических подразделений принимаются максимальные. На их основе строят литологическую колонку, на которой указывают последовательность напластования, литологический состав, перерывы и несогласия. При сильных изменениях мощностей горизонтов, свит и толщ в литологической колонке нормального разреза показывают пределы изменений мощностей: максимальные мощности — в принятом масштабе и минимальные — только цифрой. При таком способе облегчается изучение общих закономерностей изменения мощностей. С левой стороны от литологической колонки приводят возраст отложений с указанием системы, отдела, яруса, свиты или горизонта и дают масштабную колонку, а с правой стороны — значения мощности, электрокаротажный разрез, данные других геофизических исследований скважин (радиоактивный каротаж и др.), литологическое описание стратиграфических подразделений и фаунистические остатки.

При наличии данных лабораторных исследований на нормальном разрезе указывают характеристики битуминозности пород отдельных литолого-стратиграфических подразделений. Особое внимание уделяется показу положения известных и предполагаемых нефтеносных и газоносных горизонтов, нефтегазопроявлений, сведений о водоносных горизонтах, которые размещаются в правой части разреза. Масштаб и детальность нормального разреза должны выбираться в зависимости от полноты исследований и точности имеющихся материалов.

Средненормальный (типовой) геолого-геофизический разрез составляется, как обычно, в процессе региональных и детальных нефтегазопоисковых работ на основе результатов поискового и разведочного бурения для отдельных районов и крупных геоструктурных элементов.

На средненормальном литолого-стратиграфическом разрезе показывается усредненная геофизическая характеристика, представленная обычно диаграммами стандартного каротажа;

при наличии соответствующих данных—диаграммы радиоактивного каротажа, кавернограммы и др. На диаграммах выделяются реперы и маркирующие пласты. В особой графе показывается наличие нефтяных и газовых пластов, нефтегазопроявления и результаты испытания по отдельным скважинам, приводятся результаты лабораторных исследований керна, нефти, вод и др.

Средненормальный разрез обычно используют при межрайонной и межплощадной корреляции.

Геологические карты. Геологические карты — основной графический документ на всех этапах поисково-разведочных работ на нефть и газ. На их основе разворачиваются последующие работы, связанные как с общим геологическим изучением территории, так и непосредственно с поисками и разведкой местоскоплений нефти, газа и других полезных ископаемых. При региональных поисках составляют мелкомасштабные геологические карты М 1:1000 000—1:500 000, цель которых — изучение общих черт геологического строения крупных территорий. При детальных поисках составляют геологические карты полудетальные М 1:200 000—1:100 000 и детальные М 1:50 000—1:25 000, назначение которых — изучение распространения литолого-стратиграфических комплексов, в том числе благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также выявление благоприятных для нефтегазонакопления структур. В районах со сложным геологическим строением и хорошей обнаженностью для детализации строения разведываемых локальных структур или их отдельных участков составляют крупномасштабные геологические или структурно-геологические карты М 1:25 000—1:10 000.

Методика составления геологических карт подробно изложена в соответствующих пособиях и учебниках и здесь не рассматривается.

В настоящее время геологические карты составляются с использованием материалов аэрофотосъемки масштаба 1:25 000 и мельче. Получение по аэро-

снимкам геологических сведений базируется на детальном и объективном отображении на снимках особенностей рельефа, гидрографической сети, растительного покрова, связанных с геологическим строением земной поверхности.

Для районов, где четвертичные отложения имеют значительные мощности, целесообразно составлять геологические карты со снятым четвертичным покровом, строят их по данным картировочного или структурного бурения. Для этого во всех скважинах на исследуемой территории определяется стратиграфический возраст пород, залегающих под четвертичными отложениями. Определения возраста коренных отложений наносятся на план, после чего проводятся геологические границы. Точность составляемых карт зависит от количества исходных данных (скважин), равномерности их размещения по площади, а также детальности стратиграфической разбивки разрезов скважин.

На рис. 12.1 показана геологическая карта вала Карпинского со снятым покровом плиоцен-четвертичных отложений. На ней хорошо виден выход в ядрах структур более древних кампансантонских отложений, тогда как на крыльях вала развиты породы сарматского и тортонского ярусов и майкопской свиты.

Практика поисково-разведочных работ показывает, что геологические карты со снятым четвертичным покровом дают возможность изучать основные черты геологического строения исследуемых территорий, выявлять структуры, благоприятные для поисков нефти и газа.

Геологические и геолого-геофизические профили. Они представляют собой вертикальные сечения земной коры и составляют для изучения литологического состава горных пород исследуемых территорий и условий их залегания, а также характера размещения скоплений нефти и газа.

При региональных поисках составляют региональные геологические профили, которые иллюстрируют строение крупных территорий. Их основой

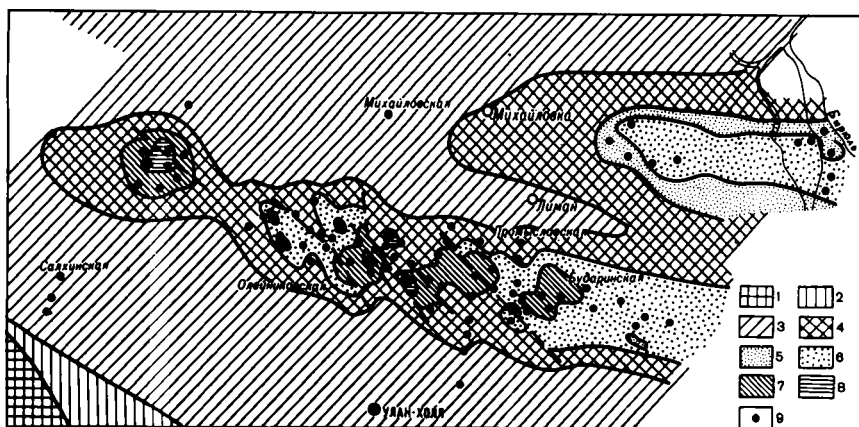


Рис. 12.1. Геологическая карта со снятым покровом плиоцен-четвертичных отложений вала Карпинского

Неогеновая система: 1 — сарматский ярус (Ыб); 2 — тортонский ярус (N1); 3 — майкопская свита ф₃—N1); 4 — палеогеновая система нерасчлененная (Р). **Меловая система:** 5 — датский ярус (Kгс1) 6 — маастрихтский ярус (Kгт); 7 — кампанский ярус (Kаст); 8 — сантонский ярус (KгзО); 9 — скважины

являются результаты геологической съемки и геофизических исследований.

На этапе детальных поисковых и разведочных работ по материалам бурения строятся более детальные геологические профили, подробно иллюстрирующие геологическое строение отдельных районов, структур, площадей и т. д. Основным материалом для составления геологических профилей служат разрезы скважин.

Наиболее наглядными являются профили, построенные вкрест простирания основных структурных элементов. Такие профили называют **поперечными**. Кроме них составляют **продольные** профили по простиранию антиклинальных зон и отдельных структур, а также **диагональные**, секущие структурные элементы под любым углом.

Наиболее наглядными и более точными являются геолого-геофизические профили, построенные на основе комплексной интерпретации результатов бурения скважин и полевых геофизических исследований. Они дают более полную картину геологического строения исследуемого района. На геологическом профиле кроме геологических границ рекомендуется показывать литофациальный состав и фациальные соотношения отложений всех стратиграфических подразделений. В этом случае геологический профиль становится геолого-фациальным профилем.

К графическим построениям, характеризующим современное тектоническое строение, также относятся геофизические карты и профили, структурные, структурно-геологические и тектонические карты; карты горизонтального среза; блок-диаграммы и др.

Геофизические карты. Полевые геофизические исследования проводятся на всех стадиях поисково-разведочных работ, начиная от региональных поисков и кончая детальной разведкой.

Основная задача поисковых геофизических методов исследования — изучение глубинного строения земной коры: структуры осадочного чехла, фундамента и более глубоких ее частей.

В зависимости от этапов поисково-разведочных работ и степени изученности применяют различные методы и масштабы геофизических работ, в результате которых строятся соответствующие карты и графики. Методика составления и интерпретации геофизических построений подробно описана в специальных учебниках и учебных пособиях. Здесь следует привести лишь некоторые примеры указанных построений.

Гравиметрические карты, отражающие характер гравитационного поля Земли, в зависимости от редукции выделения аномалий силы тяжести показывают строение земной

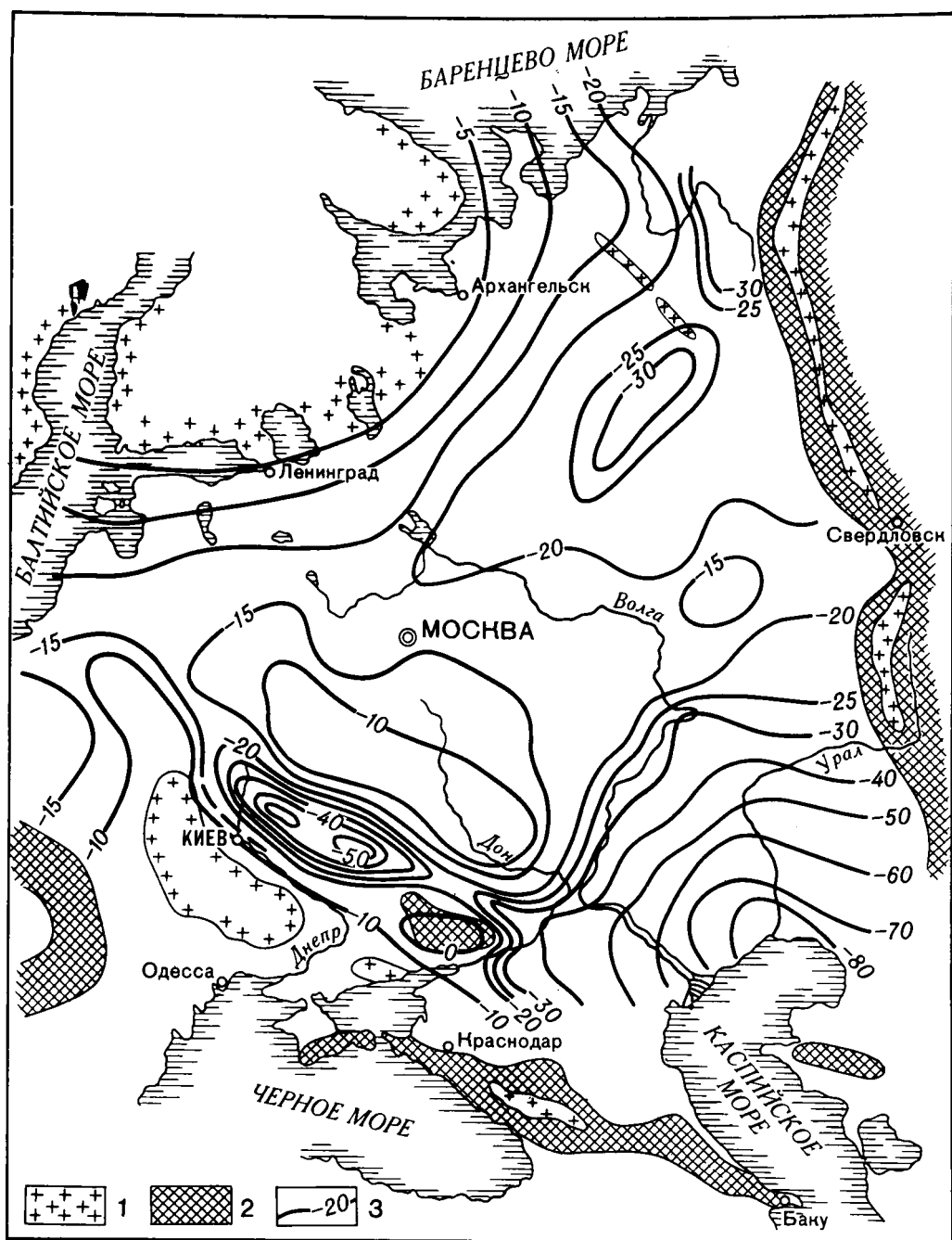


Рис. 12.2. Схема гравитационного поля на Русской платформе, обусловленного влиянием осадочной толщи (по Э. Э. Фотиади, 1958):

1 — выходы докембрия на поверхность; 2 — послекембрийские складчатые сооружения; 3 — изоаномалии вычисленных значений $D\#$, создаваемых дефектом масс осадочного чехла и определяемых по формуле $D\# = 42/H * (2,70 - \rho_{ос})$, где 42 — постоянная; H — глубина до фундамента, км; 2,70 — средняя плотность пород фундамента; $\rho_{ос}$ — плотность осадочного чехла

коры и поверхности фундамента, состав главным образом при тектоническом фундамента и осадочного комплекса, районировании крупных регионов, транс-Гравитационные схемы используются сировании разломов и в ряде случаев

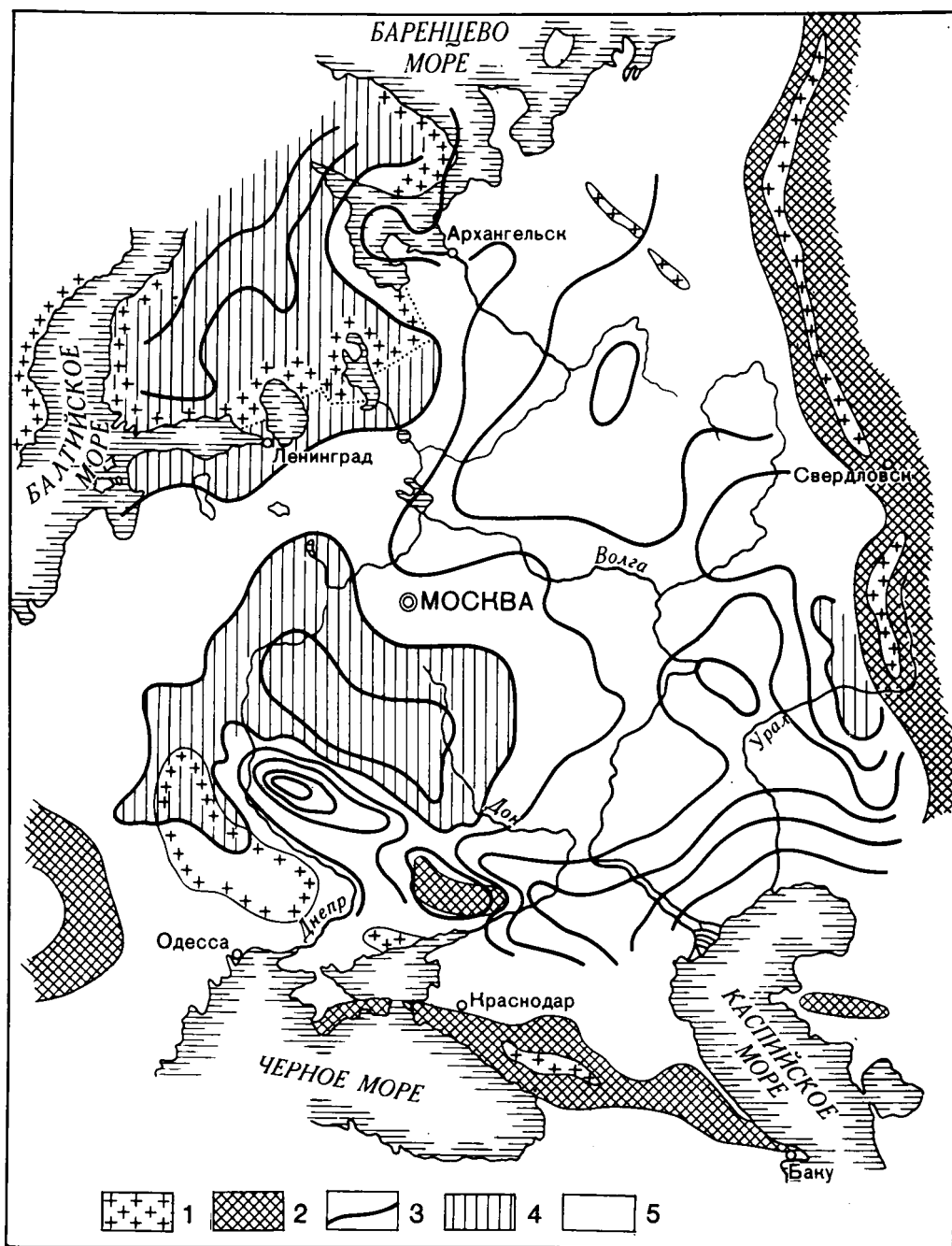


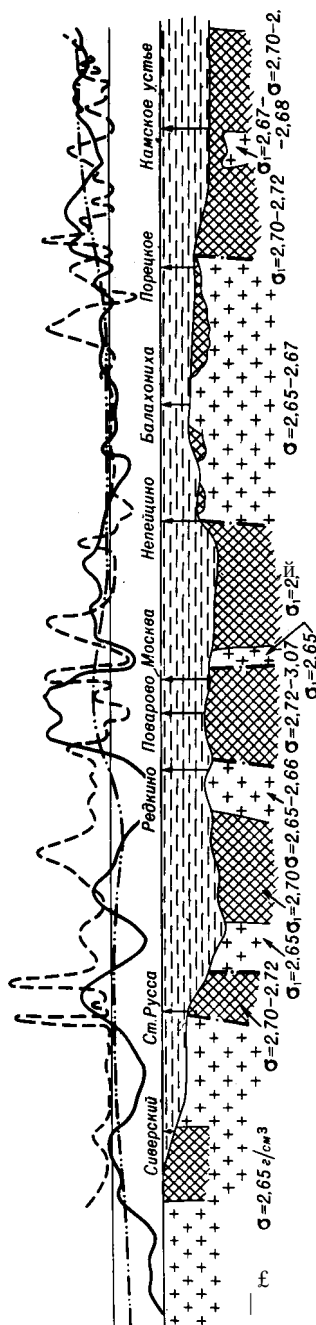
Рис. 12.3. Схема гравитационного влияния глубинных факторов (по Э. Э. Фотиади, 1958):

/ — выходы докембрия на поверхность; 2 — последокембрийские складчатые сооружения; 3 — изометрии; 4 и 5 — отрицательные и положительные аномалии

при поисках возможных структурных ловушек нефти и газа.

На рис. 12.2 и 12.3 показаны гравитационные схемы, отражающие в первом случае строение осадочного

чехла Русской платформы, а во втором — глубинное ее строение. На этих картах отчетливо выделяются крупные геоструктурные элементы, причем, как правило, отрицательным структурным



В

элементам соответствуют относительно положительные аномалии, положительным — наоборот. Но нередко встречаются и противоположные соотношения.

Расшифровке тектонического строения в значительной мере способствуют построения гравитационных профилей. На рис. 12.4 показано внутреннее строение фундамента Русской платформы, отражающее историю его геологического развития.

Магнитные карты, отражающие в основном распределение магматических и метаморфизованных пород, позволяют провести не только геотектоническое районирование, но и часто выяснить глубины залегания фундамента. Магнитная разведка сыграла большую роль в познании современного строения многих районов нашей страны, в частности Западно-Сибирской низменности, Средней Азии. В процессе проведения магнитной разведки, как наземной, так и аэромагнитной, составляются карты и строятся различные профили. Но особенно хорошие результаты дает совместная интерпретация магнитных и гравитационных построений, позволяющая в ряде случаев решать многие геологические задачи и в первую очередь для тектонического районирования.

Сейсмические построения в настоящее время наиболее распространены в практике поисково-разведочных работ на региональных и особенно на детальных их этапах.

Сейсмические и электрометрические карты помимо самостоятельного значения при анализе структуры осадочного чехла и поверхности фундамента дают также ценный дополнительный материал для более детальных структурных построений, которые проводятся с использованием данных бурения.

§ 12.4. Структурные карты и способы их построения

Структурные карты. Структурная карта — это карта подземного рельефа выбранной опорной поверхности. Изолинии, соединяющие одинаковые отмет-

ки ее залегания, называются *горизонталями, изогипсами, стратозиогипсами*. Обычно стремятся приурочить выбранный опорный горизонт (пласт) к какой-либо стратиграфической границе яруса, свиты, отдела и т. д.

Во многих случаях структурные карты составляют для изучения подземного рельефа различных древних поверхностей сложного строения, которыми могут являться поверхности разрывов и несогласного перекрытия, останцев погребенного рельефа, поверхности водонефтяного контакта и др.

Структурные карты составляются по данным бурения, полевых геофизических материалов (данным сейсморазведки, электроразведки и др.), а также по данным структурно-геологической съемки. В настоящее время в практике нефтяной геологии используют три способа построения структурных карт:

1) треугольников, 2) профилей, 3) с помощью метода схождения.

В последние годы все большее распространение получают построения карт с помощью ЭВМ. Различные методы компьютерного составления карт подробно изложены в соответствующем курсе.

Способ треугольников — наиболее распространенный прием составления структурных карт. Его используют в основном при построении структурных карт для платформенных поднятий и для структур складчатых областей, характеризующихся небольшими наклонами опорных поверхностей.

При составлении структурных карт способом треугольников соблюдают такую последовательность работ. Вначале на план наносят скважины или точки наблюдений, где вскрыт опорный маркирующий горизонт, по которому производится структурное картирование. После этого во всех скважинах и точках определяются абсолютные отметки залегания выбранного опорного горизонта $z_{ог} = 2_y — A A$), где

— альтитуда устья скважины; ξ — глубина залегания опорного горизонта в скважине; AB — поправка на кривизну скважины.

Интерполяцию между скважинами

нельзя производить механически, руководствуясь лишь абсолютными отметками опорного пласта. Для этого на основе анализа отметок следует прежде всего наметить положение простираия осей структур и основных нарушений (антиклиналей, синклиналей, крупных сбросов, взбросов, надвигов и др.) и только после этого проводить увязку скважин, расположенных на одном крыле структуры, в одном тектоническом блоке. При этом предполагается, что между интерпретируемыми скважинами в пределах одного блока или крыла падение пласта равномерно. Интерполяция между скважинами, расположенными слева и справа от осевой линии или нарушения (на разных крыльях структуры и тектонических блоков), не допускается.

Способ профилей применяют для построения структурных карт площадей, осложненных тектоническими нарушениями, диапиризмом, надвигами и др. Этот способ позволяет трассировать положение линий нарушения. Его часто применяют в совокупности со способом треугольников.

Построение структурной карты способом профилей можно пояснить на следующем примере. Изучаемая площадь, для которой необходимо построить структурную карту, разбурена пятью профилями структурных скважин (рис. 12.5). Положение профилей наносят на план в масштабе, принятом для составления карты. Затем по пробуренным скважинам строят геологические профили с показом опорного пласта, по которому составляют структурную карту. Соотношение вертикального и горизонтального масштабов принимается одинаковым. Построенные профили пересекают горизонтальными плоскостями с сечением, принятым для составления структурных карт. Точки пересечения • опорного пласта с горизонтальными плоскостями по каждому построенному профилю сносят на горизонтальную линию, соответствующую уровню моря, и затем переносят на план расположения профилей пробуренных скважин. Соединяя одноименные точки залегания опор-

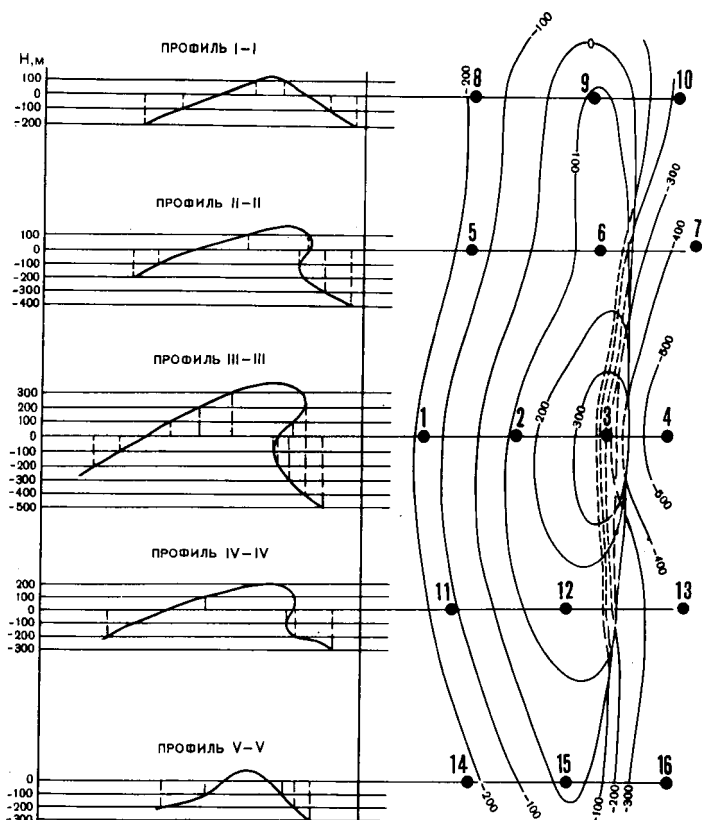


Рис. 12.5. Построение структурной карты методом профилей (по Е. Ф. Фролову):
I — I, II — II, III — III, IV — IV, V — V — профили; 1 — 16 — скважины

ного пласта на различных профилях, получают структурную карту.

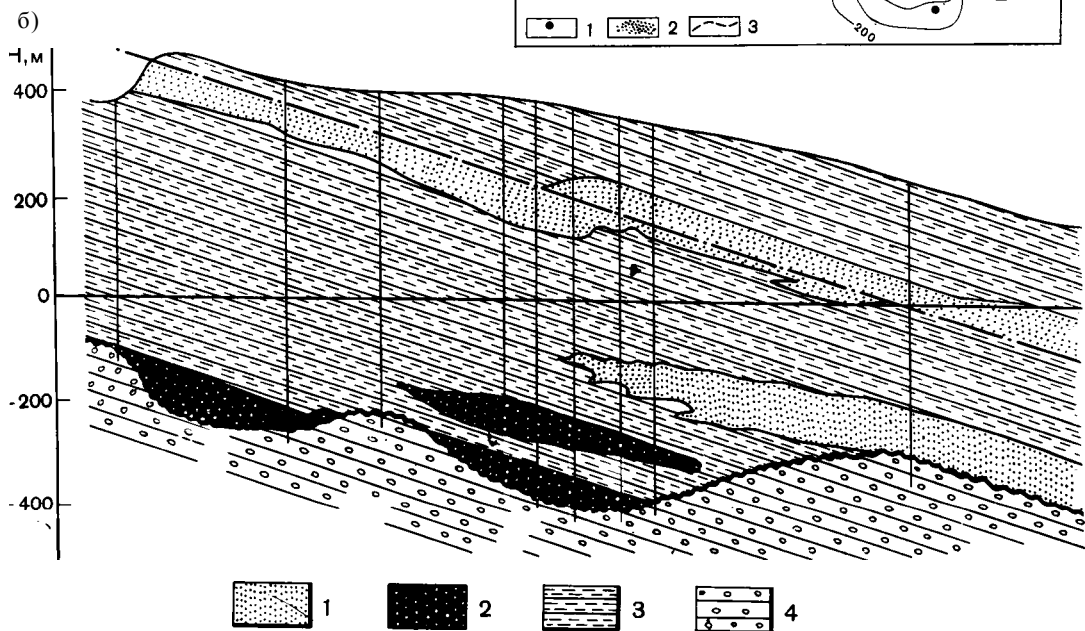
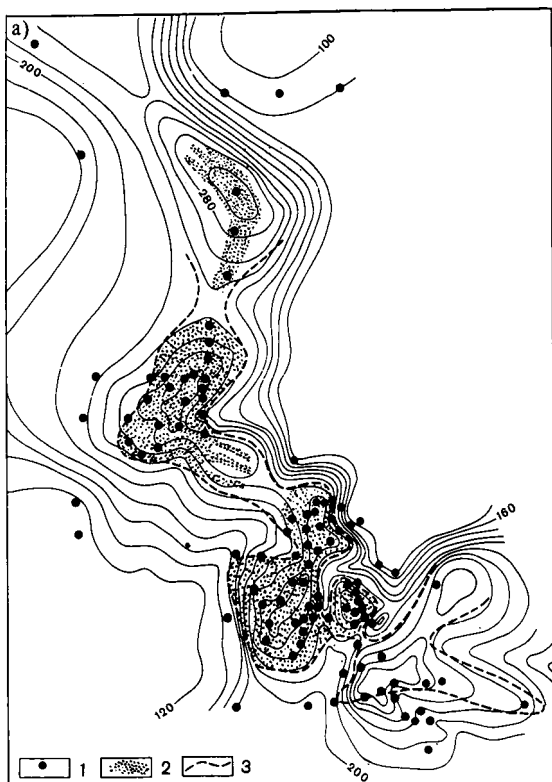
Метод схождения для построения структурных карт обычно применяют для территорий со спокойным тектоническим строением в тех случаях, когда достаточно хорошо изучен структурный план по верхним опорным горизонтам, а исходных данных для нижележащих отложений недостаточно. Этот метод особенно важен для районов, характеризующихся наличием стратиграфических несогласий и несоответствием структурных планов по различным опорным горизонтам, что, как правило, является результатом постепенных региональных и локальных изменений мощностей пород, слагающих разрез исследуемой территории.

При резких изменениях по площади мощностей отложений, залегающих

между опорными стратиграфическими горизонтами, по которым строятся структурные карты, применение метода схождения ограничивается, а в ряде случаев вообще невозможно. Вследствие этого построение структурных карт, методом схождения нецелесообразно для изучения таких сложных форм древнего рельефа, как поверхность эрозионных выступов, рифовых массивов, баров и формы рельефа в зонах выклинивания отложений и районов, где выявлены случаи некомпенсированного осадконакопления и различного уплотнения пород. Нецелесообразно применять метод схождения также для территорий, характеризующихся развитием сложной дизъюнктивной тектоники, так как наличие на исследуемых площадях сбросов, взбросов, надвигов, наклонных, лежащих и опрокинутых

Рис. 12.7. Нефтяно-Ширванское местоскопление нефти (по И. М. Губкину):

а—структурная карта поверхности размыва в фораминиферовых слоях: / — буровые скважины; 2 — песчаные линзы с легкой нефтью, залегающие в руслообразном размыве; 3 — границы расположения залежей (подземный рельеф изображен в линиях равной глубины залегания, отнесенных к условной нулевой поверхности, наклоненной к горизонту); *б*—геологический профиль залегания песчаных нефтеносных линз: 1 — пески; 2 — нефтяные пески; 3 — глины темно-серые; 4 — зеленовато-серая глина (фораминиферовые слои)



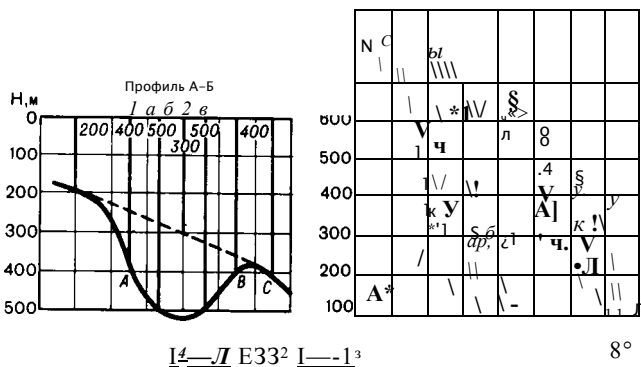
Эффективно применение наклонных структурных карт при изучении небольших локальных структур, выражающихся на фоне моноклиналей структурными носами.

Наклонная структурная карта отличается от обычной структурной тем,

что на ней изолинии обозначают равные вертикальные расстояния между картируемой поверхностью и условно принимаемой наклонной плоскостью. В качестве последней обычно принимаются моноκлиально залегающие отложения, образующие основную струк-

Рис. 12.8. Профили $A-B$ (а) и наклонная структурная карта (б) эрозионной впадины (по М. А. Жданову, 1962):

1 — изогипсы моноклинали; 2 — изогипсы подошвы эрозионной впадины; 3 — изолинии глубины эрозионной впадины



турную форму в изучаемом районе. В результате исключается региональное падение.

Наклонная структурная карта была впервые составлена в 1911 г. И. М. Губкиным при анализе палеорельефа размытой поверхности фораминиферовых слоев на Нефтяно-Ширванской площади Северного Кавказа (рис. 12.7). Она позволила определить наличие рукавообразных залежей нефти, связанных с распространением песчаных линз в эрозионном русле палеореки, впадавшей в майкопское море.

Для ее построения И. М. Губкин использовал серию детальных геологических профилей по различным направлениям. Затем от условной наклонной поверхности, соответствующей подошве песчаного горизонта в основании горизонта Ширванских колодцев, определялись вертикальные глубины залегания фораминиферового горизонта. Вычисленные отметки интерполировались, и далее строилась карта размытой поверхности фораминиферовых слоев. К наиболее глубоким частям выявленной речной долины оказались приуроченными песчаные линзы, являющиеся нефтеносными.

Метод выявления речных палеодолин, эрозионных врезов, протяженных палеовпадин обобщил М. А. Жданов. Для построения наклонных карт, как указывает М. А. Жданов (1962), наиболее целесообразно применять метод схождения. Структурную карту моноклинали или условной поверхности, характеризующей региональный наклон слоев, совмещают с картой рельефа эрозионной палеовпадины. Разность от-

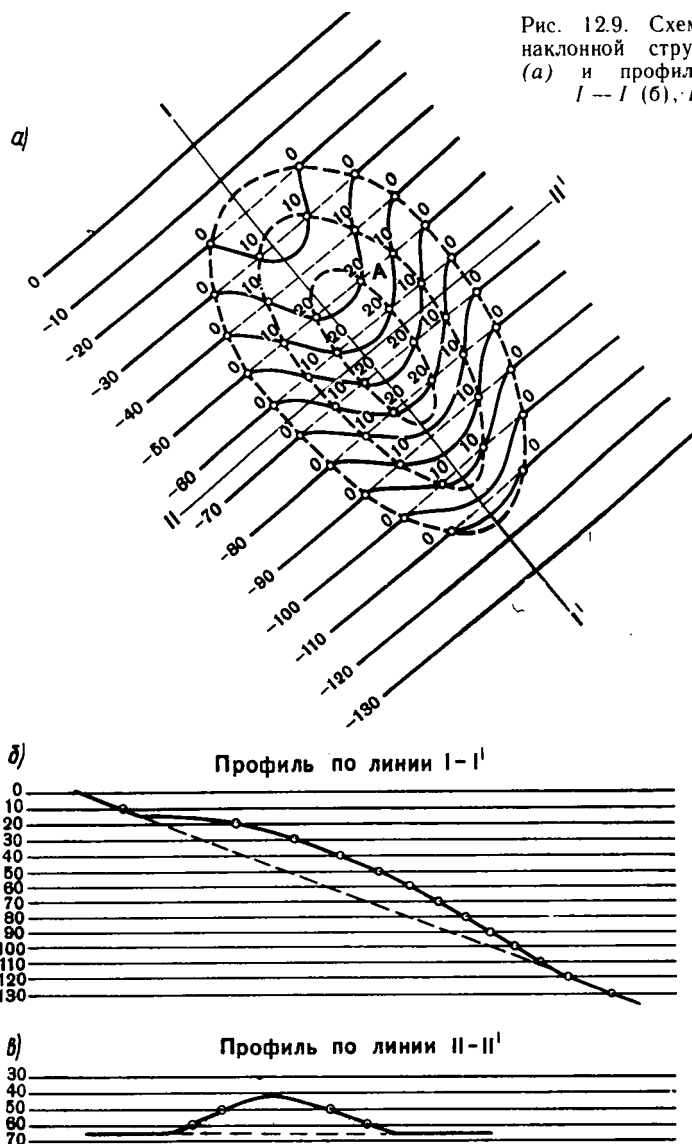
меток в точках пересечения изогипс представляет собой вертикальные глубины. Полученные одинаковые отметки соединяются, и таким образом получают наклонную карту (рис. 12.8).

На рис. 12.9 представлены структурные карты и два геологических профиля моноклинали, падающей в юго-восточном направлении и осложненной структурным носом. Для структурного носа может быть составлена наклонная структурная карта. Для этого на обычной структурной карте проводятся изолинии, отражающие общее моноκлиальное падение слоев на изучаемой площади (штриховые линии). В точках пересечения проведенных изолиний моноκлинали с изогипсами, отражающими структурный нос, определяется превышение отметок изогипс структурного носа над изогипсами моноκлинали.

Например, в точке A пересекаются изогипсы моноκлинали (-50 м) и структурной карты, отражающей структурный нос (-30 м). Производя вычитание [-30 м $- (-50$ м)] и соединяя точки с одноименными отметками плавными линиями, получаем наклонную структурную карту куполовидной складки амплитудой до 20 м, которая существовала на данной территории до возникновения моноκлинали.

Структурно-геологические карты. Геологические карты для районов с пологим залеганием отложений обычно являются непоказательными. Для правильного понимания геологического строения изучаемой территории чisto составляют структурно-геологические карты, на которых совмещаются допол-

Рис. 12.9. Схема составления наклонной структурной карты (а) и профили по линиям I—I' (б), II—II' (в)



няющие друг друга геологическая и структурная карты.

Структурно-геологические карты составляют в процессе проведения структурно-геологической съемки, методика и техника проведения которой изложены в соответствующих учебных пособиях. При построении структурно-геологической карты наряду с нанесением на топоснову границ выходов на дневную поверхность отдельных литолого-стратиграфических комплексов выделяют ряд опорных (маркирующих) горизонтов, по которым строят в изолиниях структурные карты. Координаты

и абсолютные отметки точек выхода кровли или подошвы опорного горизонта определяются с помощью геодезических инструментов.

§ 12.3. Карты горизонтального среза и коллекторов, тектонические, палеогеоморфологические и палеогеологические карты

Карты горизонтального среза. Во многих случаях, особенно на платформенных территориях, геологические карты вследствие слабой дислоцированности пород, малых углов падения и

небольших амплитуд платформенных структур либо совсем не отражают, либо фиксируют только отдельные черты геологического строения изучаемых площадей. Это объясняется тем, что на выразительность карт значительно влияет характер рельефа исследуемой территории. В таких условиях для районов, хорошо освещенных бурением, составляют карты горизонтального среза, или пластовые карты, помогающие выявлять погребенные структурные зоны и отдельные локальные поднятия.

Для построения пластовых карт сначала выбирают уровень горизонтального среза, на котором должно четко отображаться геологическое строение (например, уровень моря, 100, 200 м и т. д.). Далее во всех скважинах, вскрывших выбранный уровень горизонтального среза, на основе палеонтологических исследований и корреляции разрезов скважин определяют стратиграфический возраст пород, залегающих на выбранном уровне. Возраст пород наносят на план, затем намечают геологические границы между разновозрастными отложениями и таким образом составляют пластовую геологическую карту для определенного уровня горизонтального среза.

При значительных мощностях отдельных стратиграфических комплексов и пологом их залегании для большей наглядности желательно одновременно с показом геологических границ наносить границы выходов на выбранный уровень отдельных пластов и толщ.

При наличии в районе несовпадения структурных планов целесообразна составление пластовых карт для нескольких уровней, расположенных в разных структурных этажах.

Пластовые карты отличаются от геологических карт тем, что на них полностью исключается влияние рельефа, а положение геологических границ определяется только тектоническим строением района. Наибольшая эффективность достигается при комплексной интерпретации пластовых и структурных карт.

В качестве примера на рис. 12.10 приведена карта на горизонтальном

срезе на уровне абсолютной отметки 1500 м обширной территории Туранской плиты, дающая наглядное представление о ее геологическом строении. На этой карте четко выделяются как крупные (своды, впадины, зоны поднятий и др.), так и отдельные мелкие положительные и отрицательные структурные элементы. Кроме того, на нее нанесены изотермы, отражающие температурное поле на данной глубине.

Тектонические карты. При проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ тектоническая карта является основной для нефтегазогеологического районирования и прогнозирования перспектив нефтегазоносности.

Тектонические карты составляют в различных масштабах в зависимости от этапа исследований, поставленных задач и объема исходных данных. При проведении исследований на больших территориях принимается мелкий масштаб (1:1 000 000—1:2 500 000); такие карты обычно называют тектоническими схемами, схемами размещения крупных геоструктурных элементов и др. Для более детального показа строения нефтегазоносных областей берется масштаб 1:500 000 и крупнее.

Для составления тектонических карт следует использовать все имеющиеся данные бурения и геофизических исследований, а также использование региональных структурных карт по нескольким опорным горизонтам и по поверхности фундамента.

На тектонических картах необходимо показывать размещение в пределах исследуемых территорий основных геоструктурных элементов различного происхождения и формирования:

- 1) на платформах — щиты и выступы складчатого фундамента, области платформенных плит, антеклизы, сводовые поднятия, мегавалы, валы, синеклизы, краевые впадины (области перикратонных опусканий), внутриплатформенные впадины, авлакогены, прогибы, локальные структуры, рифогенные образования, солянокупольные структуры, изогипсы по кровле складчатого фундамента различного возраста консолидации по возможности с указанием гипсометрических их отме-

ЕЭ⁹² Е1И³ ШЗ⁵ ШЭ⁶ I—H⁷ I—H I»

Рис. 12.10. Туранская плита. Схематическая палеогеологическая карта и распределение температур по срезу — 1500 м (Э. А. Бакиров, В. А. Туранов и др., 1969)
Выходы на поверхность соеда образований: / — доюрских; 2 — юрских; 3 — меловых; 4 — палеогеновых; о — неоген-четвертичных; 6 — рэтлейасовых; / — изотермы по срезу— 1500 м; 8 — дизъюнктивные нарушения; 9 — нефтяные и газовые местоскопления

ток, разрывные нарушения (выявленные и предполагаемые) и др.;

2) в складчатых и переходных областях — области выходов на поверхность складчатых сооружений с указанием их возраста (складчатые системы), мегантиклинории, мегасинклинории, антиклинории, синклинории, срединные массивы, межгорные впадины, передовые предгорные впадины, краевые шовные зоны, региональные разрывные нарушения, зоны глубинных разломов (выявленные и предполагаемые), локальные структуры и др.

Примечание. Примеры обзорных тектонических карт — это тектоническая карта Северной Евразии под ред. А. В. Пейве и А. Л. Яншина (1979), тектоническая карта Европы и смежных областей под ред. В. Е. Хайна и Ю. Г. Леонова (1975), тектоническая карта

нефтегазоносных территорий СССР под ред. В. В. Семенова (1983) и др. Примером тектонической карты, построенной по поверхности складчатого фундамента, может служить схема основных структурных элементов палеозойского фундамента Туранской плиты (по А. А. Бакирову, В. С. Князеву и А. М. Чарыгину, 1970), изображенная на рис. 12.11.

Геоморфологические карты. За последние годы значительное развитие получило изучение новейших тектонических движений земной коры, которые в некоторых регионах могут быть использованы как критерии для выявления различных структурных элементов, в частности локальных поднятий.

Наряду с различными методами познания неотектоники основными являются геоморфологические наблюдения и съемки. В зависимости от

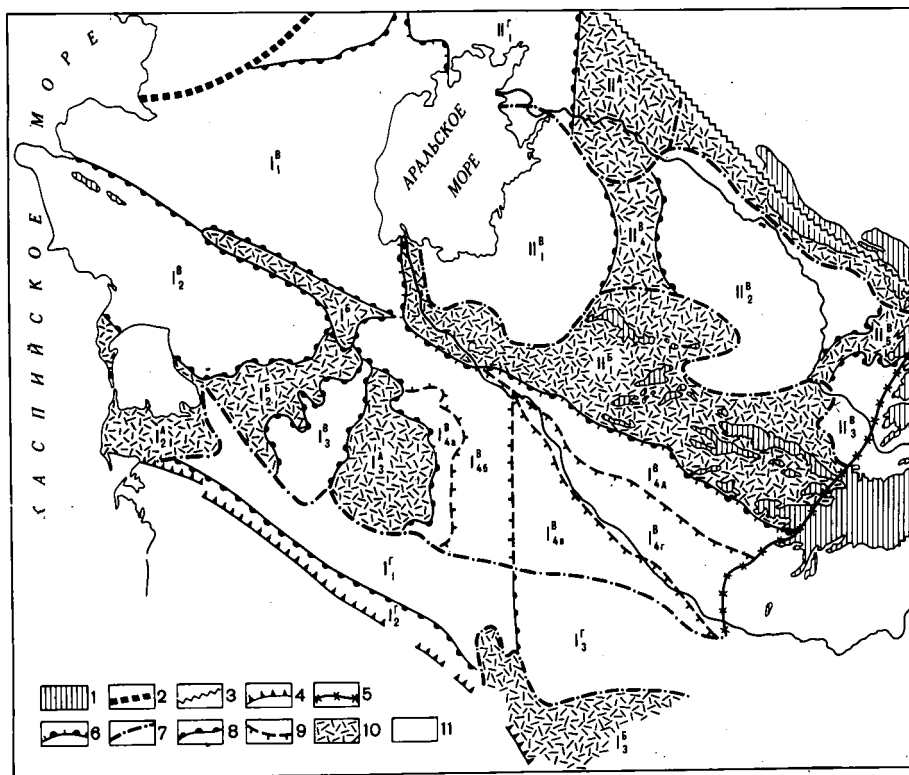


Рис. 12.11. Схема основных структурных элементов палеозойского фундамента Туранской плиты (по А. А. Бакирову, В. С. Князеву, А. М. Чарыгину, 1970).

/ — выходы на поверхность палеозойского фундамента и пермо-триасового промежуточного комплекса. **Границы Туранской плиты:** 2 — с Русской платформой; 3 — с каледонидами Северного Тянь-Шаня; 4 — с альпийской складчатой областью; 5 — с эпиплатформенной орогенической областью. **Границы основных структурных элементов фундамента Туранской плиты** (надпорядковых и первого порядка): 6 — разделяющие Арало-Тяньшанскую область высокого стояния фундамента от Устюртско-Каракумской относительно погруженной области; 7 — оконтуривающие системы впадин и выступов, 8 — отделяющие впадины от сводов, выступов и поднятий; 9 — разделяющие впадины на крупные структурные ступени; 10 — положительные структурные элементы (своды, зоны поднятий и системы выступов); 11 — крупные структурные элементы фундамента (впадины, зоны прогибов к погруженным склонам платформ). **Основные структурные элементы.** I — Устюртско-Каракумская относительно погруженная область Туранской плиты. **Положительные структурные элементы:** А — своды (1^А — Северо-Бузачинский; 1₂ — Карабогазский, 1^А — Центрально-Каракумский); Б — зоны поднятий (1₁ — Центрально-Устюртская; 1₂ — Койматдаг-Сарыкамышская, 1^А — Бадхыз-Карабильская). **Отрицательные структурные элементы:** В — впадины (1^В — Северо-Устюртская; 1^В — Мангышлакская; I — Верхнеузбойская; 1^Г — Амударьинская, разделенная на ступени: 1^А — Беурдешикскую; 1^В — Центральную, 1^В — Гагаринскую, 1^Г — Чарджоускую, 1^Д — Бухарскую; Г — Южно-Туркменская система «впадин и прогибов» (1^А — южный склон¹ Каракумской части Туранской плиты; 1^Г — зона предгорных прогибов; 1^А — Мургабская впадина; II — Урало-Тяньшаньская область высокого стояния фундамента. **Положительные структурные элементы:** II₁ — Нижнесырдарьинский свод; — Султануиздаг-Южно-Тяньшаньская система — выступов. **Отрицательные структурные элементы:** Б — Арало-Тяньшаньская система впадин и разделяющих их поднятий; впадины (II — Восточно-Приаральская; II₂ — Среднесуэдарьинская, II₃ — Ташкентская). **Зоны поднятий** СИ Аккырско-Кумполинская; П₅ — Вельская; — Северо-Приаральская система валов и прогибов)

особенностей региона при этом строят различные геоморфологические карты. Например, весьма интересные результаты применения геоморфологических

методов при поисково-разведочных работах на нефть и газ получены в Западно-Сибирской низменности, где для определения местоположения ло-

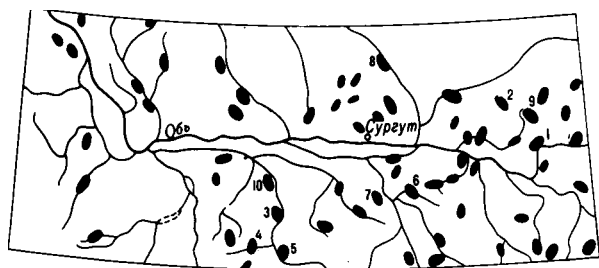


Рис. 12.12. Схема расположения локальных участков новейших поднятий, выделенных по геоморфологическим данным в Сургутском Приобье:

1 — Самотлорский; 2 — Вентленский; 3 — Милесовский; 4 — Пывьяхский; 5 — Большесалымский; 6 — Тынкийский; 7 — Юганский; 8 — Тромьюганский; 9 — Юх-Юганский; 10 — Мулашевский

кальных структур как возможных ловушек. нефти и газа использовались карты интенсивности процессов глубинной эрозии и границ долин и междуречий с различным характером эрозионного расчленения, анализ уклонов продольных профилей русел рек, картограммы интенсивности эрозионного процесса в поймах крупных рек и др. В результате совместного анализа указанных материалов только в пределах Западно-Сибирской низменности было выявлено значительное количество локальных поднятий, ко многим из которых приурочены скопления нефти (рис. 12.12).

Положительные результаты геоморфологических построений при поисково-разведочных работах получены также в некоторых районах Прикаспийской и Волго-Уральской нефтегазовых провинций.

Карты коллекторов. Нефтегазоносные комплексы, особенно региональные и даже зональные, в своем составе могут иметь несколько продуктивных горизонтов, разделенных между собой слабопроницаемыми породами-покрышками. Поэтому при более детальном изучении нефтегазового комплекса строят карты по каждому такому продуктивному или возможно продуктивному горизонту. Эти карты в большинстве случаев представляют собой разновидность литологических карт, а также карты изменения коллекторских свойств пород и их мощности.

Пример такой карты (схемы) по одному из районов Амударьинской впадины (Бухарская ступень) приведен на рис. 12.13. На этой схеме нанесены зоны развития коллекторов различного класса IX продуктивного горизонта альб-сеноманского регионального нефтегазового комплекса Скифско-Туранской плиты. Иногда на таких

картах дополнительно указывают значения эффективных мощностей коллекторов, зоны их выклинивания или замещения непроницаемыми разностями, зоны распространения трещиноватости (для карбонатных или плотных терригенных коллекторов) и т. д.

Особенно важно составлять карты распространения коллекторов для мощных глинистых толщ, в которых пласты и пачки коллекторов характеризуются небольшими относительными мощностями. На обычных треугольных диаграммах и литологических картах такие толщи могут характеризоваться как существенно глинистые с весьма низким значением песчано-глинистого коэффициента.

Построение карт коллекторских свойств пород особенно важно при поисково-разведочных работах в зонах развития литологических типов залежей нефти и газа и при промышленной разведке местоскоплений.

К построениям, позволяющим анализировать историю геологического развития исследуемых регионов, относятся палеогеологические, палеоструктурные, палеотектонические, литофациальные, палеогеографические и палеогеогеологические карты, карты мощностей, изопакхический треугольник, палеотектонические профили, различные графики, показывающие развитие колебательных движений, и др.

Палеогеологические карты. Палеогеологический анализ широко используют для изучения территорий со сложной историей геологического развития, характеризующихся наличием в стратиграфическом разрезе крупных перерывов и угловых несогласий. Палеогеологические карты отражают геологическое строение изу-

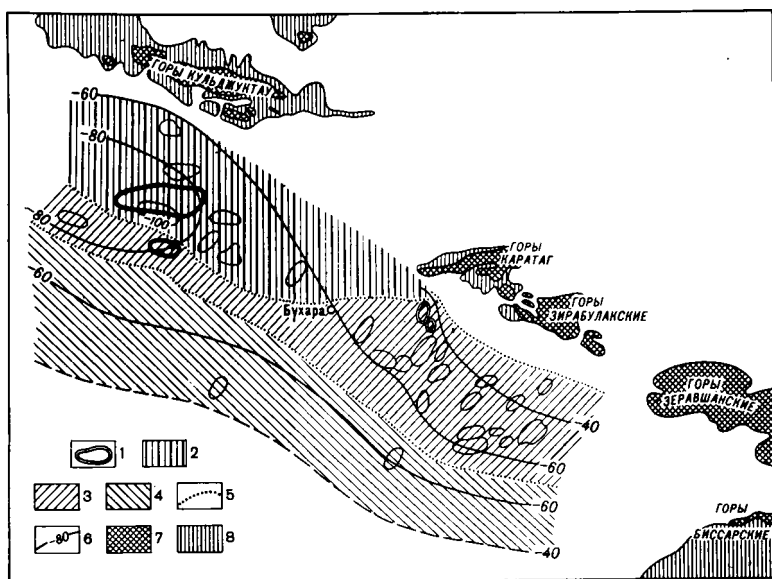


Рис. 12.13. Схема распространения песчано-алевритовых коллекторов IX продуктивного горизонта (сеноман) на территории Бухарского нефтегазоносного района (по Корсакову, 1963):

1 — структуры, на которых IX горизонт промышленно газоносен; 2 — коллекторы I класса ($\gamma_{\text{пр}} < 1000$ мД; $\gamma_{\text{пр}} = 27-34\%$ и выше; $k_{\text{пр}} = 19-24\%$); 3 — коллекторы I и II классов ($\gamma_{\text{пр}} = 500-1000$ мД; $\gamma_{\text{пр}} = 24-32\%$, $k_{\text{пр}} = 17-22\%$); 4 — коллекторы II и III классов ($\gamma_{\text{пр}} = 300-800$ мД; $\gamma_{\text{пр}} = 20-28\%$; $\gamma = 19\%$); 5 — границы распространения коллекторов по классам; 6 — изолинии равных значений суммарной мощности пород-коллекторов; 7 — выходы на поверхность пород палеозоя; 8 — выходы на поверхность отложений мезозоя в предгорных районах

чаемой территории для определенных этапов геологического развития. Их составляют обычно для переломных отрезков времени геологической истории, т. е. к началу отложения крупных трансгрессивных комплексов, перекрывающих поверхности несогласия. Название палеогеологической карты определяется возрастом отложений трансгрессивной серии.

Палеогеологические карты могут составляться по данным геологической съемки, бурения скважин и в отдельных случаях по данным геофизических исследований (сейсморазведки). При составлении таких карт по данным бурения первоначально изучают разрезы скважин, в которых на основе литологических и палеонтологических исследований кернов с привлечением промыслово-геофизических материалов выявляются в разрезе стратиграфические перерывы и определяется возраст отложений, залегающих под поверхностью несогласия. Далее на площади проводят границы распространения от-

ложений различного возраста, выходящих под поверхность несогласия. Точность проведения границ зависит от количества и детальности изучения разрезов скважин, использованных при составлении палеогеологической карты.

Близки к палеогеологическим карты поверхности, наложенной на несогласие. Они представляют собой как бы опрокинутые палеогеологические карты, так как отображают отложения различного возраста над поверхностью несогласия. Карты поверхности, наложенной на несогласие, строят аналогично палеогеологическим в основном по данным бурения и геофизических работ. При составлении их первоначально намечают точки трансгрессивного наложения пород различного возраста на поверхность несогласия и затем проводят геологические границы. Построение карты поверхности, наложенной на несогласие, необходимо при поисках и разведке залежей нефти и газа в зонах выклинивания отложений. Интерпретируются

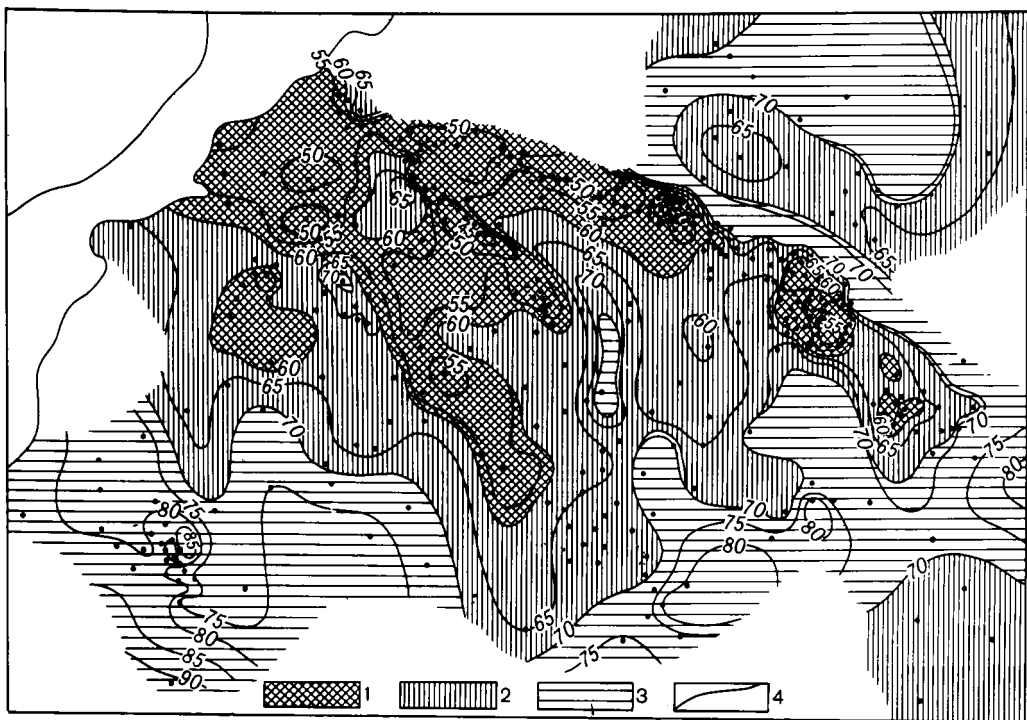


Рис. 12.14. Карта палеогеологического среза на уровне —70 м от подошвы тульского горизонта для территории Саратовского Заволжья (В. А. Долицкий, Т. В. Долицкая, Е. В. Кучерик и А. И. Ликашев, 1971):

1, 2 и 3 заволжский, малевский и упинский горизонты; 4 — палеостратоизогипсы кровли малевского горизонта

палеогеологические карты, как обычные геологические.

На рис. 12.14 в качестве примера показана карта палеогеологического среза ниже подошвы тульского горизонта для территории Саратовского Заволжья. Палеогоризонтальная плоскость при построении этой карты была расположена на 70 м ниже тульского горизонта. Выдержанность по площади фациальных особенностей и мощности тульского горизонта позволили считать, что эрозионный рельеф, возникший в предвизейское время, к моменту накопления тульского горизонта в Саратовском Заволжье был полностью сглажен и трансгрессия тульского моря развивалась на пенеплене. В связи с этим появились основания полагать, что подошва тульского горизонта некогда залегала горизонтально, поэтому параллельно ей можно проводить палеогеологические срезы. На приведенной карте не только отчетливо выражены все те поднятия,

которые отмечаются в современном структурном плане, но и ряд древних локальных поднятий и их осложнений в виде разрывов, не выявленных построением обычных палеогеологических карт.

§ 12.4. Карты мощностей, палеоструктурные карты и профили

Карты мощностей. Для изучения истории геологического развития как крупных территорий, так и отдельных структурных элементов (в том числе локальных структур) в настоящее время широко применяется метод анализа мощностей. В его основе лежит представление о связи интенсивности процесса осадконакопления с размахом колебательных движений. Мощность осадочных толщ является показателем скорости отложения осадков, так как прогибание обычно компенсируется осадконакоплением (В. В. Белоусов,

Д. В. Наливкин). По относительным изменениям мощностей осадочных толщ можно судить либо о проявлении положительных тектонических движений по участкам относительного уменьшения мощностей, либо о преобладании отрицательных движений при наличии участков, характеризующихся повышенными мощностями.

Метод анализа мощностей для получения более точных данных при тектонических исследованиях необходимо дополнять анализом литофаций, так как мощности в значительной степени зависят от физико-географических и геоморфологических условий накопления осадков.

Анализ мощностей следует дополнять также детальным изучением разрезов скважин и их корреляцией, так как при этом обычно выявляются причины изменения мощностей анализируемых толщ: *первичные*, обусловленные характером колебательных движений, и *вторичные*, связанные с неравномерным размывом, резкими фациальными изменениями и неравномерным уплотнением различных литологических типов пород, зональным развитием отдельных пачек и горизонтов, наличием погребенного эрозионного рельефа и др.

Влияния многих из указанных факторов можно избежать при правильном выборе интервалов разрезов. При выборе больших интервалов обычно исключается влияние факторов, отражающихся на точности метода мощностей, но в то же время затушевываются детали и особенности формирования локальных структур. При использовании небольших интервалов искажающее влияние фактора неравномерного уплотнения может резко возрасти. Вследствие этого интервалы разреза, характеризующиеся наличием эрозионного рельефа, резким фациальным замещением пород и линзовидным строением, рекомендуется объединять с другими частями разреза, нивелирующими эти искажения. Практикой исследований установлено, что для платформенных территорий наиболее целесообразно принимать интервалы от 20—30 до 100—300 м. Для склад-

чатых территорий они должны быть несколько увеличены.

Карты мощностей в зависимости от масштаба делятся на *региональные*, составляемые для крупных территорий, и *детальные* — для группы поднятий или отдельных локальных структур.

По скважинам и точкам на карты наносят определенные значения мощностей и на основе интерполяции проводят изолинии. Сечение изолиний нужно выбирать так, чтобы отразить на карте все необходимые детали изменения мощностей и одновременно с этим избежать перегрузки. При отсутствии на каких-либо участках изучаемых отложений особое внимание необходимо уделять проведению нулевых изолиний, ограничивающих участки проявления стратиграфических перерывов или полных размывов. В этом случае граница распространения отложений (нулевая изопакита) может пересекаться с изопакитами мощностей.

Для изучения истории геологического развития исследуемой территории обычно составляется серия карт мощностей, в совокупности позволяющих проследить историю вертикальных движений во времени и пространстве. На рис. 12.15 представлена серия детальных карт мощностей, построенных для Березанской локальной структуры Краснодарского края. Эти карты позволяют проследить характер проявления тектонических движений на указанной структуре, основные этапы формирования которой относятся к средне-верхнему альбу, к концу верхнего мела и особенно к палеоцену. Совместный анализ сопоставления разрезов скважин и карт мощностей показывает, что формирование структуры происходило одновременно с осадконакоплением (консидиментационный характер формирования) и на границах крупных этапов тектонического развития (в конце нижнего и верхнего мела).

Весьма полезно совмещение палеогеологических карт и карт мощностей. Последние показывают распределение мощностей, обусловленное суммарным влиянием колебательных движений во время осадконакопления и следующими после него процессами размывов. Па-

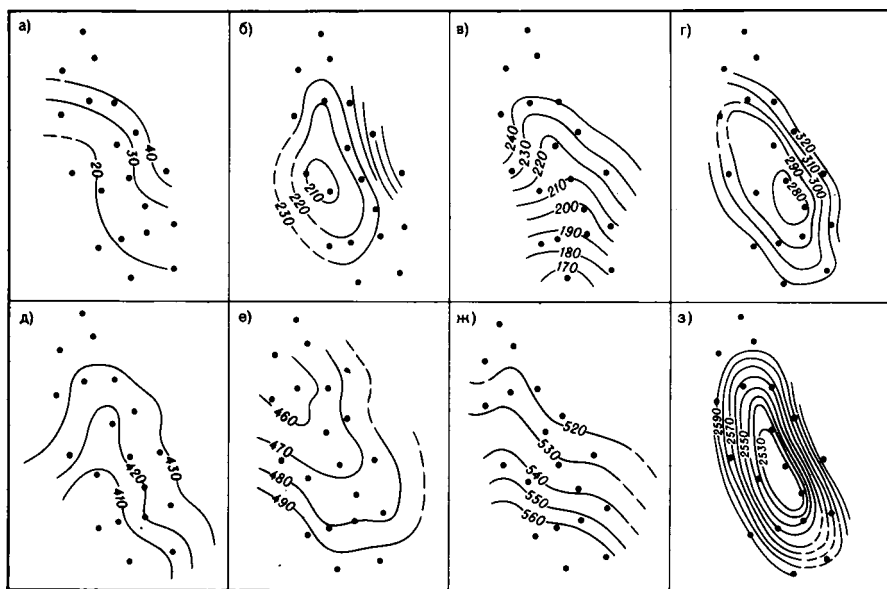


Рис. 12.15. Карты мощностей для Берзанской структуры Краснодарского края
(по Г. Т. Юдину):

a — нижний альб; *б* — средний-!-верхний альб; *в* — верхний мел; *г* — нижний-!-верхний палеоцен; *д* — эоцен; *е* — майкоп; *ж* — нижний-!-средний миоцен; *з* — структурная карта по кровле нижнего альба

леогеологическая карта одновременно указывает на относительную величину процессов размывов и характер проявления их по площади.

При построении карт мощности следует принимать значение истинной мощности. Для платформенных областей при небольших углах падения изучаемых комплексов (до 1°) вертикальные мощности, значения которых могут быть непосредственно сняты с каротажных диаграмм, обычно практически не отличаются от истинных мощностей. Поэтому при составлении карт изопахит для таких районов можно использовать вертикальные значения мощности. Необходимо, однако, помнить, что в ряде случаев — при недоучете искривления скважин, крутых углах падения пород, наличии флексур, тектонических нарушений, асимметричном строении поднятий, увеличении углов падения с глубиной — вертикальные мощности могут сильно отличаться от истинных мощностей и использование последних может привести к ошибочным выводам. К ошибочным выводам может также привести

недоучет уплотнения и различных фациальных особенностей осадков, например при некомпенсированном процессе осадконакопления и наличии первичных уклонов древних берегов и их подводных склонов. Максимальные мощности осадков в этом случае могут быть приурочены к прибрежным частям бассейнов с небольшим прогибанием дна, а минимальные мощности — к их глубоководным частям, где может иметь место наибольшее прогибание территории. Такие взаимоотношения мощности осадков и первичных уклонов дна бассейна имеют место в районах с широким развитием древних рифов, биогерм, баров и дельт.

Таким образом, для правильного применения метода анализа мощностей необходимо введение соответствующих поправок, исключающих указанные возможные ошибки.

Палеотектонические профили. В основу построения палеотектонических профилей положен принцип выравнивания. При выравнивании выбранная опорная поверхность принимается за горизонтальную плоскость или линию,

от которой строятся соответственно палеотектонические профили и палеоструктурные карты.

Однако следует отметить, что выравнивание является в значительной степени условным, так как не всегда выбранный для построения опорный пласт мог образовываться в горизонтальных условиях. Большое влияние может оказывать погребенный рельеф, наклон подводного берегового склона, часто отражающийся на положении поверхности осадконакопления. В связи с этим при выравнивании во избежание ошибок некомпенсированного прогибания необходимо принимать значительные интервалы разреза с законченным седиментационным мегациклом, внутри которого произошла компенсация неровностей палеорельефа трансгрессивной серией осадков, или строить их с учетом фациальных и палеогеоморфологических условий их образования (в соответствии с разной глубиной древних водных бассейнов и первичного уклона дна). Поэтому при построении палеотектонических профилей целесообразно составление корреляционных схем, анализ которых позволяет выявить причины изменения мощностей изучаемых комплексов и тем самым правильно выбрать горизонтальные плоскости уровней компенсации.

Палеотектонические профили широко применяют в практике нефтегазописковых работ. Они являются наиболее простым геологическим документом, позволяющим наглядно демонстрировать изменение во времени геологического строения изучаемой территории одновременно по различным опорным поверхностям в одной выбранной плоскости.

Профили мощностей (профили компенсации) отдельных горизонтов и комплексов строят следующим образом. От горизонтальной линии, теоретически принимаемой за уровень компенсации (подошва перекрывающих отложений), в различных точках (скважинах) по профилю откладывают мощность стратиграфического комплекса, получая структурную поверхность подошвы анализируемых комплексов.

На рис. 12.16 представлена серия

профилей мощностей, позволяющая проследить формирование крупных тектонических элементов Предкавказья в мезокайнозойское время. Крупные структурные элементы в западной части Предкавказья в общем плане характеризовались унаследованным геологическим развитием с проявлением преимущественно положительных тектонических движений в Ейско-Березанском районе и преимущественно отрицательных движений в Тихорецко-Кропоткинской впадине. В центральной и восточной частях Предкавказья унаследованность тектонического развития крупных структурных элементов в начале палеогенового времени (палеоцен-эоцен) была нарушена. Ставропольский свод, постоянно испытывающий в мезокайнозой положительные движения, в этот период был вовлечен в глубокое погружение. Наоборот, территория Восточного Предкавказья, постоянно характеризовавшаяся преобладанием относительно нисходящих движений в палеоцен-эоценовое время, испытывала более замедленное опускание. Заканчивается серия описанных профилей геологическим профилем, показывающим современное тектоническое строение.

Построение палеотектонических профилей также основано на принципе выравнивания. Для этого по выбранному направлению строят современный геологический профиль и затем начиная сверху путем последовательного выравнивания различных стратиграфических границ получают серию палеотектонических профилей, показывающих изменение геологического строения по линии профиля от эпохи к эпохе.

Число палеотектонических профилей должно определяться расчлененностью стратиграфических разрезов и в основном количеством фаз проявления тектонических движений. Число последних определяется количеством крупных несогласий, наблюдаемых в стратиграфическом разрезе изучаемой территории.

На практике построение палеотектонических профилей часто начинают снизу и при этом последовательно наращивают мощности отложений вверх по разрезу, т. е. практически

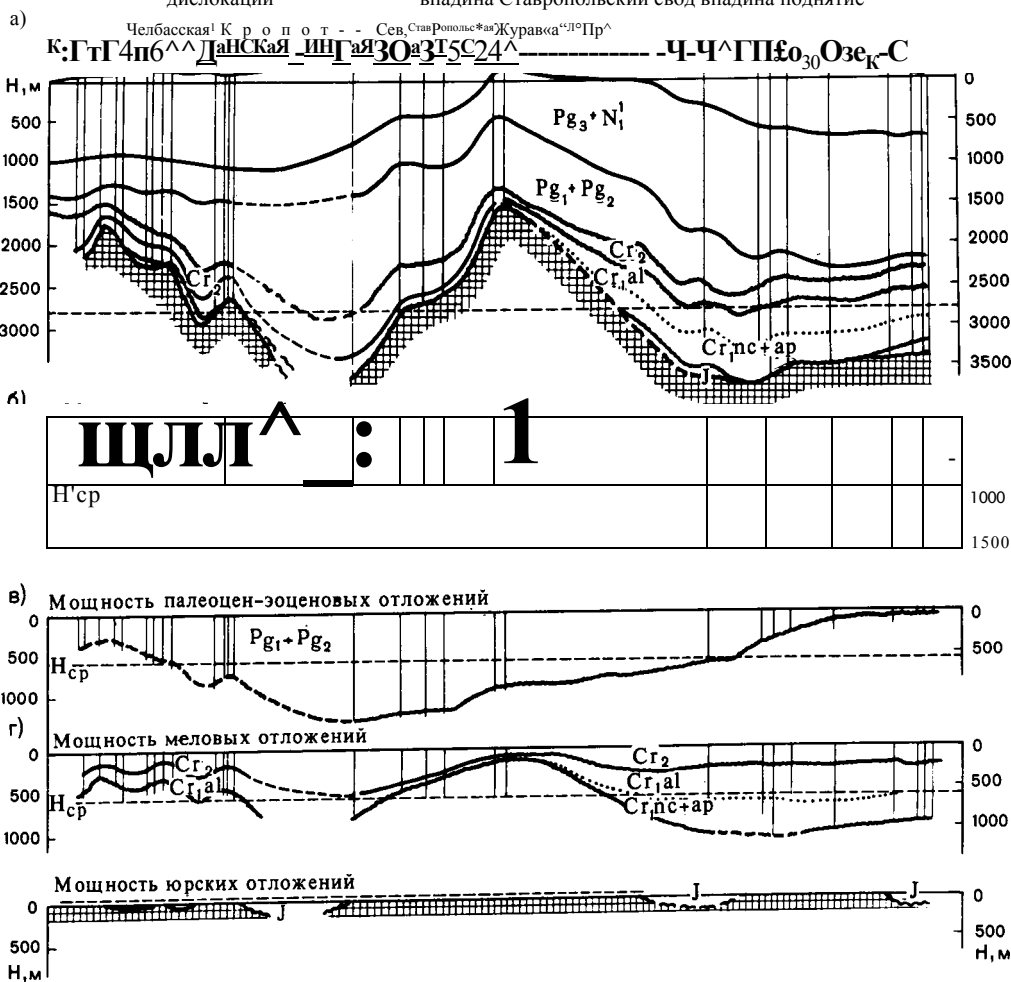


Рис. 12.16. Схематические профили мощностей (профили компенсации) Предкавказья (по Ю. А. Сударикову):

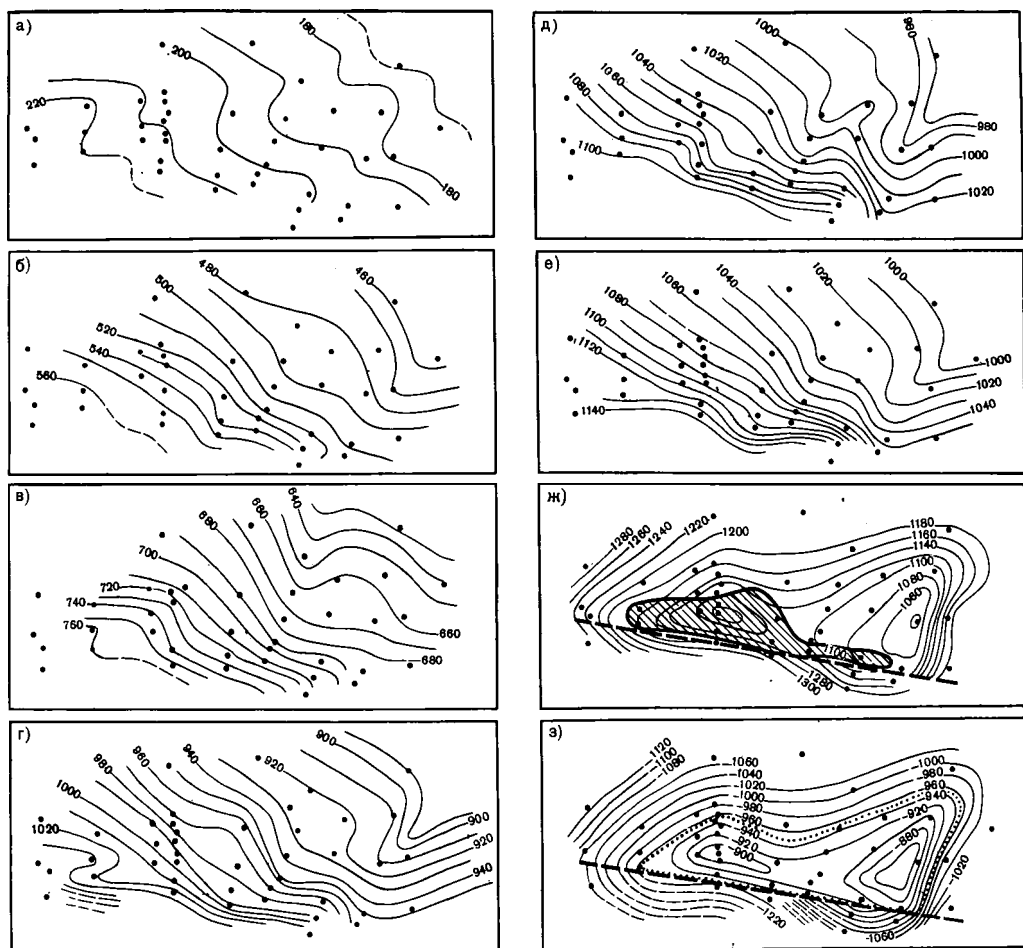
а — современное положение; б — к началу среднемиоценового времени; в — к началу майкопского времени; г — к началу мела

производят последовательное складывание профилей компенсации. В результате этого общая мощность геологических отложений на профилях постоянно увеличивается.

Для дополнения истории геологического развития на палеотектонических профилях целесообразно показывать размыты и несогласия между анализируемыми комплексами, а также внутри них. Желательно показывать также штриховкой или цветом тип осадков и условия их происхождения (морские, континентальные, мелководные, глубоководные). Все указанные

данные в совокупности дают более или менее точную картину истории геологического развития по выбранному направлению.

Палеоструктурные карты. Палеоструктурный анализ, в основе которого лежит положение о тесной связи изменения мощностей осадков как функции колебательных движений, является дальнейшим продолжением метода анализа мощностей. В процессе поисково-разведочных работ на нефть и газ большое значение имеет изучение истории геологического развития исследуемых территорий и условий фор-



0 ЕЗ'ЕЕЗ³*4

Рис. 12.17. Палеоструктурные схемы по кровле XIII продуктивного горизонта Газлинского месторождения (по В. И. Ларину, И. В. Яворчук, Г. И. Борисовой):

а — к началу сеноманского века; б — к началу туронского века; в — к началу коньякского века; г — к началу отложения маастрихтских глин; д — к началу сарматского века; е — к началу алайского века; ж — к началу неогена; з — к настоящему времени (пунктирной линией показан внешний контур газоносности этого горизонта); / — разведочные скважины; 2 — изолинии; 3 — разрывы; 4 — область отсутствия неогеновых отложений

мирования структурных элементов различных порядков. Исходными данными для палеоструктурного анализа в большинстве случаев являются материалы бурения скважин и геофизических исследований. При палеоструктурном анализе составляются палеоструктурные карты и изопактические треугольники.

Палеоструктурные карты позволяют проследить историю формирования исследуемых территорий по поверхности отдельных опорных стратиграфических подразделений.

При последовательном структурном анализе наиболее простой палеоструктурной картой является карта мощностей (карта изопакт) выбранного для анализа стратиграфического горизонта, которая дает представление о палеоструктурном плане подошвы данного горизонта к началу отложения перекрывающих его осадков. В основе построения палеоструктурной карты и ее анализа лежит предположение о том, что выбранная для изучения граница в начале накопления вышележащей толщи пород залегала горизон-

тельно. Одним из критериев этого предположения является выдержанность мощности между несколькими реперами и фациальных особенностей нижней части перекрывающей трансгрессивной толщи осадков.

Согласно представлению о первичном горизонтальном залегании осадков, перекрывающие анализируемый стратиграфический комплекс отложения при палеоструктурном анализе принимаются за горизонтальную плоскость, соответствующую уровню компенсации. Однако в природе горизонтальность осадконакопления, по-видимому, имеет место не повсюду, особенно при наличии в стратиграфическом разрезе значительных перерывов в отложении осадков, которые могут обуславливать появление расчлененного рельефа. В связи с этим при палеоструктурном анализе по возможности следует избегать принятия в качестве опорных поверхностей границ перерывов. Более правилен выбор в качестве опорных поверхностей четких маркирующих пластов в непосредственной близости от перерывов.

Для палеоструктурного анализа выбранного стратиграфического горизонта последовательно, выше по разрезу, выбирают новые опорные пласты, в результате чего последующие палеоструктурные карты представляют собой карты суммарных мощностей анализируемых стратиграфических комплексов, т. е. строятся путем последовательного суммирования вверх по разрезу мощностей, выбранных для анализа стратиграфических комплексов.

Палеоструктурные карты составляются аналогично обычным структурным картам с использованием метода треугольников и метода схождений. При небольших колебаниях мощности анализируемых стратиграфических комплексов полезно, а в отдельных случаях необходимо снимать фон регионального изменения мощности. Это позволяет более точно анализировать формирование небольших структур, которые при наличии в районе значительных региональных изменений мощностей отложений часто затушевываются влиянием более крупных тектонических движений.

На рис. 12.17 для примера приводится серия палеоструктурных схем по кровле XIII продуктивного горизонта (неоком-апт) структуры Газлинского местоскопления к различным отрезкам времени ее формирования. Анализ этих схем показывает, что Газлинская структура является поднятием позднего заложения. Только к началу неогена — концу палеогена сформировалось крупное замкнутое поднятие с чертами строения, которые отмечаются на современной структурной карте. В этот период на южном крыле поднятия, по-видимому, возникло разрывное нарушение. Судя по приведенным на рис. 12.17 палеоструктурным схемам, окончательное формирование Газлинской структуры произошло, вероятно, в конце неогенового времени.

§ 12.5. Изопахический треугольник

Изопахические треугольники обычно составляются для анализа формирования отдельных локальных поднятий, но в отдельных случаях и более крупных структурных элементов (валов, сводов и т. д.). Они позволяют одновременно проводить анализ формирования различных структурных поверхностей, выбранных в стратиграфическом разрезе, и наглядно показывают изменение современных структурных планов по разрезу.

Изопахический треугольник представляет собой комплекс карт мощностей, палеоструктурных и структурных карт, группируемых в треугольник. Количество указанных карт в треугольнике определяется числом выбранных для анализа стратиграфо-тектонических поверхностей, зависящих от числа тектонических фаз, имевших место в истории геологического развития изучаемой территории.

Общее количество карт в изопахическом треугольнике

$$\tau_n = (1 - | - n) n / 2,$$

где n — количество выбранных для анализа стратиграфических поверхностей.

Между указанными величинами существует следующая зависимость:

п ... 2 3 4 5 6 7
т, ... 3 6 10 15 21 28

При построении изопахических треугольников рекомендуется выбрать минимальное число стратиграфо-тектонических поверхностей, с тем чтобы при анализе истории геологического развития изучаемой территории были освещены как эпохи тектонических перестроек, так и периоды спокойного тектонического развития. В нефтегазоносных районах в качестве опорных поверхностей рекомендуется также принимать продуктивные нефтегазоносные комплексы, проведение структурного анализа которых имеет большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности изучаемых районов и структур.

В настоящее время применяется несколько вариантов расположения карт в изопахическом треугольнике, существенно не отличающихся между собой. Один из вариантов показан на рис. 12.18, составленном для Чкаловско-Прасковейской зоны поднятий Ставропольского края. Как видно из рисунка, крайний правый вертикальный ряд карт представляет собой серию современных структурных карт по нескольким выбранным опорным горизонтам, которые позволяют проследить изменение современного строения по стратиграфическому разрезу. Каждый вертикальный ряд, располагающийся параллельно ряду современных структурных карт, представляет собой разрез палеоструктурных поверхностей сверху вниз, т. е. серию палеоструктурных карт по нескольким опорным горизонтам, построенных для отдельных этапов геологического времени.

Горизонтальные ряды карт изопахического треугольника являются сериями палеоструктурных карт, которые дают возможность проследить изменение во времени структурных планов по одному из выбранных опорных горизонтов для различных этапов времени — от самого древнего до современного тектонического строения. По гипотенузе располагаются простейшие палеоструктурные карты (карты мощностей анализируемых комплексов).

Таким образом, изопахический треу-

гольник позволяет анализировать геологическое развитие по нескольким опорным поверхностям, что необходимо для определения возраста структур и особенностей их развития. Кроме того, он дает представление и о современном строении изучаемой площади, об изменении структурных планов по стратиграфическому разрезу.

Как видно из рис. 12.18, карточки 1—4, представляющие собой палеоструктурные карты подошвы аптского яруса к различным этапам времени и показывающие изменение палеоструктурных планов во времени, строят путем последовательного суммирования мощностей вышележащих отложений. Заканчивается нижний горизонтальный ряд современной структурной картой кровли VIII пласта аптского яруса (карточка 5). Аналогично составляются верхние горизонтальные ряды изопахического треугольника, показывающие изменение структурных планов во времени вышележащих отложений.

Из рис. 12.18 видно, что Чкаловское и Прасковейское поднятия начали формироваться только в послезоценовое время (по-видимому, в майкопское время). К началу караганского времени Чкаловское поднятие по отложениям альба, верхнего мела и кумского горизонта представляло собой небольшое замкнутое поднятие амплитудой до 20 м. На Прасковейской площади в этот период наблюдается структурный нос. Наиболее интенсивные тектонические движения происходили в послекараганское время. В этот период сформировалось крупное замкнутое Прасковейское поднятие с амплитудой по отложениям апта, альба и верхнего мела до 100 м и значительно усилился рост Чкаловской структуры.

В целях прогноза нефтегазоносности площадей по времени формирования локальных структур, не исследованных бурением, рекомендуется первые палеоструктурные построения проводить по данным детальных сейсмических исследований. При благоприятных сейсмогеологических условиях сейсморазведка может дать удовлетворительные материалы для построения карт мощностей между отражающими горизонтами.

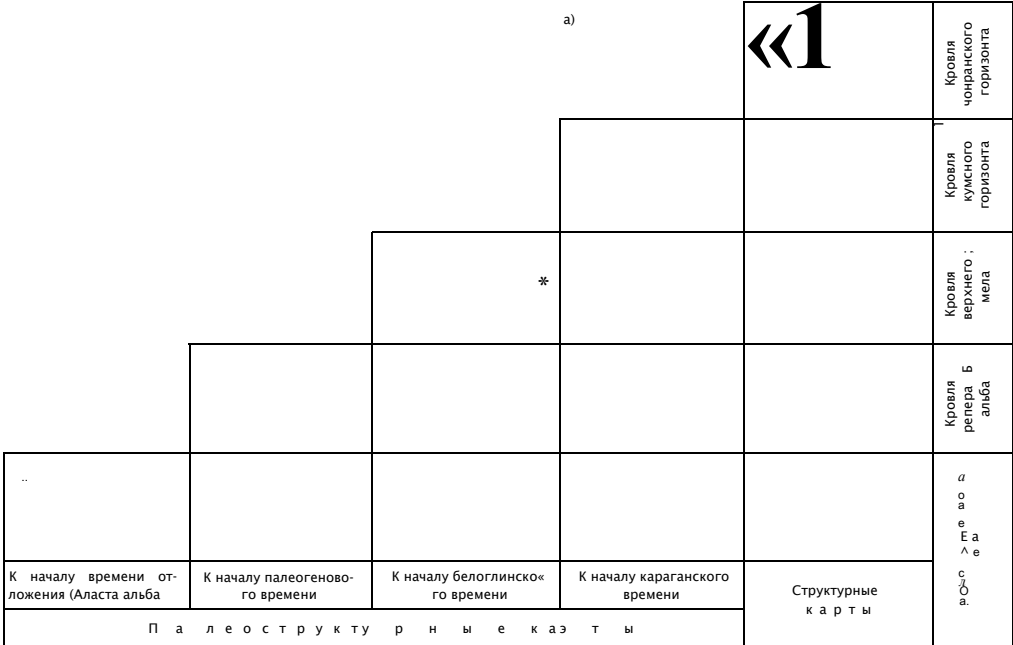
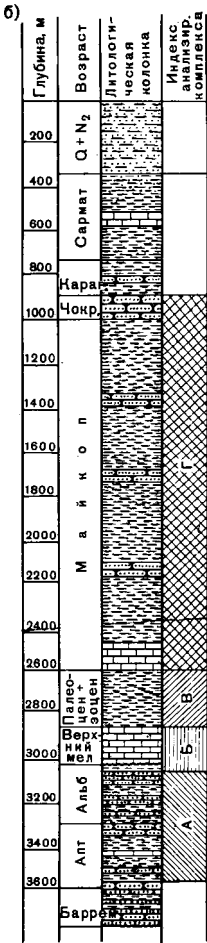
Рис. 12.18. Схема построения изопахического треугольника (по Г. Т. Юдину и С. М. Чернышеву):
a — схема построения изопахического треугольника;
б — нормальный стратиграфический разрез поднятия;
в — изопахический треугольник



Палеоструктурные карты

Структурные карты

525»*



§ 12.6. Литофациальные и литологические карты

При поисках и разведке скоплений нефти и газа большое значение имеют построения, характеризующие особенности вещественного состава и условий образования отложений на исследуемой территории. Карты вещественного состава отложений какого-либо стратиграфического подразделения показывают распространение коллекторов, покрышек и литологической изменчивости изучаемого стратиграфического комплекса. Эти карты при совмещении их с картами мощности, палеоструктурными картами, тектоническими схемами отражают условия миграции, аккумуляции и сохранности скоплений нефти и газа и являются дополнительным источником информации, позволяющей выявлять области погружения и накопления осадков, области отсутствия изучаемого комплекса (области сноса или последующего его размыва). Для наглядной иллюстрации состава отложений строят литофациальные профили, которые показывают фациальную изменчивость отложений стратиграфического разреза в одной плоскости.

При региональных поисковых исследованиях основным материалом для составления литофациальных карт являются результаты геологической съемки, опорного и параметрического бурения, а также геофизических и геохимических исследований. При детальных поисковых работах используют главным образом результаты бурения скважин. При этом основным материалом для составления литофациальных карт должен быть керновый материал. Однако в большинстве районов с отбором керна бурятся только определенные интервалы. Кроме того, вынос кернового материала часто бывает небольшим. В связи с этим для составления литофациальных карт основным источником сведений о литофациальной характеристике разрезов скважин является материал электрокаротажных и других геофизических видов исследований в совокупности с результатами изучения керна.

Примечание. Методика интерпретации результатов электрометрических наблюдений в

скважинах для выяснения литологии разрезов изложена в ряде учебников, например В. Н. Дахнова (1981), С. С. Итенберга (1978), В. А. Долицкого (1966), и поэтому здесь не разбирается.

Литофациальные карты необходимо составлять для отдельных небольших стратиграфических подразделений (для отдельных ярусов, свит, горизонтов). Составление их для крупных подразделений (отделов и др.), характеризующихся большими мощностями, обычно нецелесообразно, так как в большинстве случаев приводит к неоправданному осреднению различных литологических типов пород.

Примечание. Методика и принципы составления литофациальных карт, методические приемы обработки и интерпретации результатов литологических исследований изложены в ряде методических указаний и учебных пособий (В. С. Муромцев, 1979; Л. Б. Рухин, 1969; В. А. Гроссереим, 1984; А. А. Бакиров, А. К. Мальцева, 1985, и др.).

При литофациальном анализе для выяснения особенностей отдельных стратиграфических подразделений составляются литологические карты. Их назначение может быть разнообразным. Так, на одних картах показывается характер изменения песчанистости или карбонатности какой-либо толщи, на других — степень расслоенности или неоднородности изучаемых отложений и т. д. Эти параметры выражаются в виде соответствующих коэффициентов и показываются на картах в изолиниях. В последнее время в практике поисково-разведочных работ начинают использовать карты распространения отдельных литологических пачек и толщ, которые могут быть вместилищами нефти или газа. Эти карты имеют особо большое значение в районах возможных зон нефтегазонакопления, генетически связанных с литологическим замещением пород-коллекторов, их **выклиниванием** или **стратиграфическим несогласием**.

§ 12.7. Палеогеографические карты

На палеогеографических картах должны изображаться основные физико-географические условия изучаемого отрезка геологического времени: очертания

суши, ее рельеф и гидрографическая сеть, распределение морей и различные их глубины, области сноса и накопления осадков, климатические зоны и др.

Примечание. Иногда составляются литолого-палеогеографические карты. Примером может служить атлас литолого-палеогеографических карт СССР под ред. А. П. Виноградова, 1969; атлас литолого-палеогеографических карт Западно-Сибирской равнины, 1976, и др.

Палеогеографические карты позволяют выявлять источник сноса, направления переноса обломочного материала и области осадконакопления; изучать физико-географические и геохимические условия осадконакопления, глубины формирования осадков и др. Все это необходимо для выяснения развития отдельных литолого-стратиграфических толщ как возможных нефтегазопроизводящих и нефтегазоносных комплексов.

Наибольшее количество исходных данных, необходимых для палеогеографических построений, обычно получают в результате проведения геологических работ, при которых имеется возможность тщательного изучения выходящих на дневную поверхность отложений различного возраста, выяснения их литологической, петрографической, минералогической и фаунистической характеристик, текстурных особенностей и других характерных параметров.

Составление палеогеографических построений можно разбить на два этапа: на первом этапе прежде всего выделяют области развития древней суши и бассейнов седиментации, существовавших в изучаемый геологический отрезок времени; на втором этапе определяют физико-географические условия, существовавшие в выделенных областях в течение изучаемого отрезка геологического времени.

Области развития древней суши в большинстве случаев выделяют как области отсутствия рассматриваемых отложений и на картах мощностей показывают нулевой изопакитой. Однако не всегда отсутствие отложений следует связывать с областями развития суши, а границы отсутствия отложений — с береговыми линиями древних бассейнов.

Для уточнения древних береговых границ дополнительно необходимо учитывать расположение литофациальных зон, тщательно изучать и сопоставлять исходные литолого-стратиграфические разрезы для выявления зон выклинивания (первичного уточнения) или стратиграфического срезания в последующие этапы геологической истории. Иногда на палеогеографических картах границы между участками развития древней суши и морских бассейнов отображают границами между литофациями морского и континентального происхождения.

Для определения физико-географических условий, существовавших в областях развития древней суши, большую помощь могут оказать палеогеологические и палеотектонические карты. Особенно важно производить палеогеологические построения для интервалов геологического времени, начинающихся с крупных региональных несогласий. Палеогеологические карты позволяют выявить источники сноса и относительные скорости разрушения, состав и объем разрушенных материнских пород и в ряде случаев восстановить палеогеографические условия, существовавшие в областях денудации.

Для изучения палеогеографических условий накопления осадков большую помощь оказывают палеодинамические схемы, на которых показывают характер и направление косой слоистости и ориентировку гальки, что позволяет выявить направление древней речной сети. Для области развития древней суши палеоклиматические условия могут быть восстановлены по находкам остатков спор и пыльцы, остатков наземных организмов, некоторым особенностям пород (следы капель дождя, следы усыхания и др.) и цвета коры выветривания.

На палеогеографических картах древних морских бассейнов показывают тип бассейна, его геотектонические особенности, условия и скорости накопления осадков, направление основных течений, по возможности указывают глубины бассейна, солевой, температурный режимы и др. Для этого изучают типы литофаций, особенности

их пространственного распространения, литологические и текстурные особенности пород, состав органических остатков (фауна, флора), характер аутигенных минералов, наличие конкреций и др. Все это в совокупности позволяет выявлять тип бассейна (открытый морской, лагунный, озерно-болотный и т. д.), его глубину (неритовая, батинальная, абиссальная зоны), солевой, газовый и температурный режимы вод. Особое внимание должно быть уделено выяснению геохимических условий накопления осадков в различных частях бассейна.

Биофациальные исследования дают возможность определять температурные условия древних бассейнов, а также их глубины. Глубины древних морских бассейнов обычно показывают на картах при помощи изолиний равных глубин (изобат), а направление течений стрелками.

§ 12.8. Палеогидрогеологические и гидрогеологические карты

С целью реконструкции палеогидрогеологических условий исследуемых территорий строят соответствующие карты для каждого изучаемого отрезка времени геологической истории.

На рис. 12.19 показана схема историко-гидрогеологической реконструкции Предкавказья с выделением для отдельных этапов геологической истории этой территории элизионного и инфильтрационного этапов ее развития. На рис. 12.20—12.21 приведены примеры построения палеогидрогеологических схем той же территории для среднеюрской и начала верхнеюрской эпох, которым соответствуют элизионный и инфильтрационный этапы гидрогеологического цикла.

Помимо определения районов распространения и времени тех или иных гидрогеологических этапов в геологической истории исследуемого района при прогнозировании перспектив нефтегазоносности большое значение имеет определение направленности и интенсивности водообмена на каждом изучаемом этапе, соответствующем определенному геологическому времени.

С этой целью строятся палеогидродинамические карты и проводятся необходимые расчеты.

На рис. 12.22 изображена палеогидродинамическая обстановка, существовавшая в аптских отложениях Предкавказья в палеоценовую и эоценовую эпохи. На этой карте показаны направления движения вод, зоны питания и разгрузки. В районах, соответствующих элизионным водонапорным системам (например, Восточно-Ставропольский прогиб), движение вод происходит из зон большего погружения и, следовательно, давления в зоны меньшего погружения, т. е. от больших высот столбов вытесненных седиментационных (седиментогенных) вод к меньшим. Величина изолинии высот столбов вытеснения вод пропорциональна мощности перекрывающих водоносных комплексов осадков, сформировавшихся на конец исследуемого периода (в данном случае от кровли апта до эоцена) с учетом их уплотнения.

Наиболее характерными для нефтегазосодержащих пород являются воды хлоркальциевого типа, отличающиеся высокой минерализацией (до 300 г/л), относительно высоким содержанием хлор-иона, ионов натрия и кальция и низким содержанием сульфатов и бикарбонатов.

Гидрокарбонатно-натриевые воды могут служить благоприятным показателем нефтегазоносности в том случае, если они содержат сероводород, нафтеновые кислоты, иод и другие микрокомпоненты, характерные для вод нефтяных местоскоплений.

Сульфатно-натриевые воды, развитые, как правило, в раскрытых районах со свободным водообменом, обычно не являются благоприятным показателем нефтегазоносности. Вместе с тем данный тип вод встречается в ряде нефтегазоносных районов; в этом случае для них характерно высокое содержание хлоридов.

Помимо солевого состава к положительным гидрохимическим показателям нефтегазоносности недр относятся повышенное содержание в водах аммония, иода, брома, нафтеновых кислот, фенолов и ряда других микрокомпонентов.

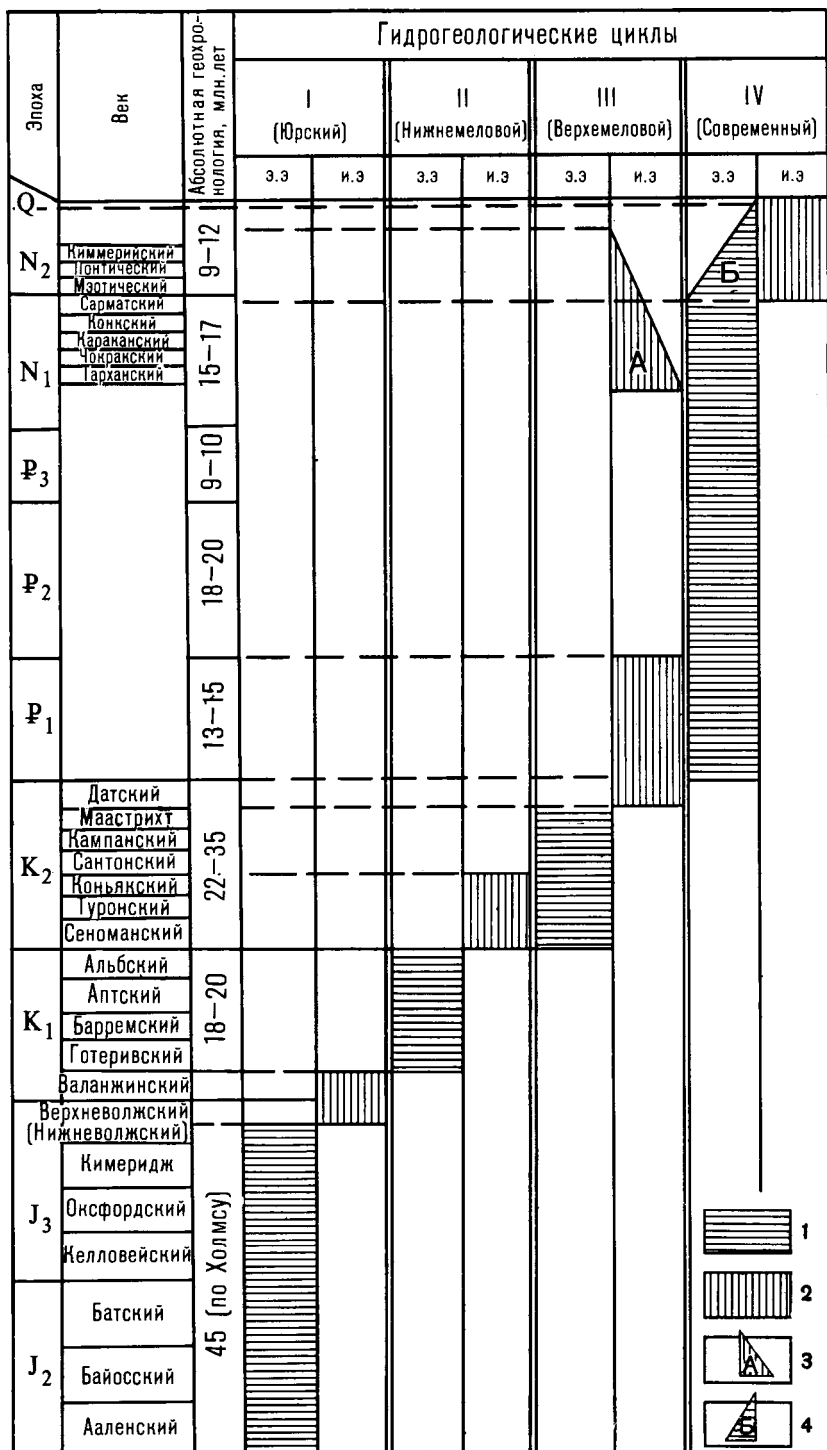


Рис. 12.19. Историко-гидрогеологический график Предкавказья (по С. В. Вагину и А. А. Карцеву, 1962):

1 — элизионный этап (э.э); 2 — инфильтрационный этап (и.э.); 3 — инфильтрационный этап в северо-восточной части Предкавказья; 4 — элизионный этап современного гидрогеологического цикла в Восточном Предкавказье

Рис. 12.20. Палеогидрогеологическая схема среднеюрских отложений к началу верхнеюрского времени — элизионный этап (по С. Б. Вагину и А. А. Карцеву, 1962):
 / — область развития седиментационных вод э среднеюрских отложениях; 2 — область отсутствия среднеюрских отложений

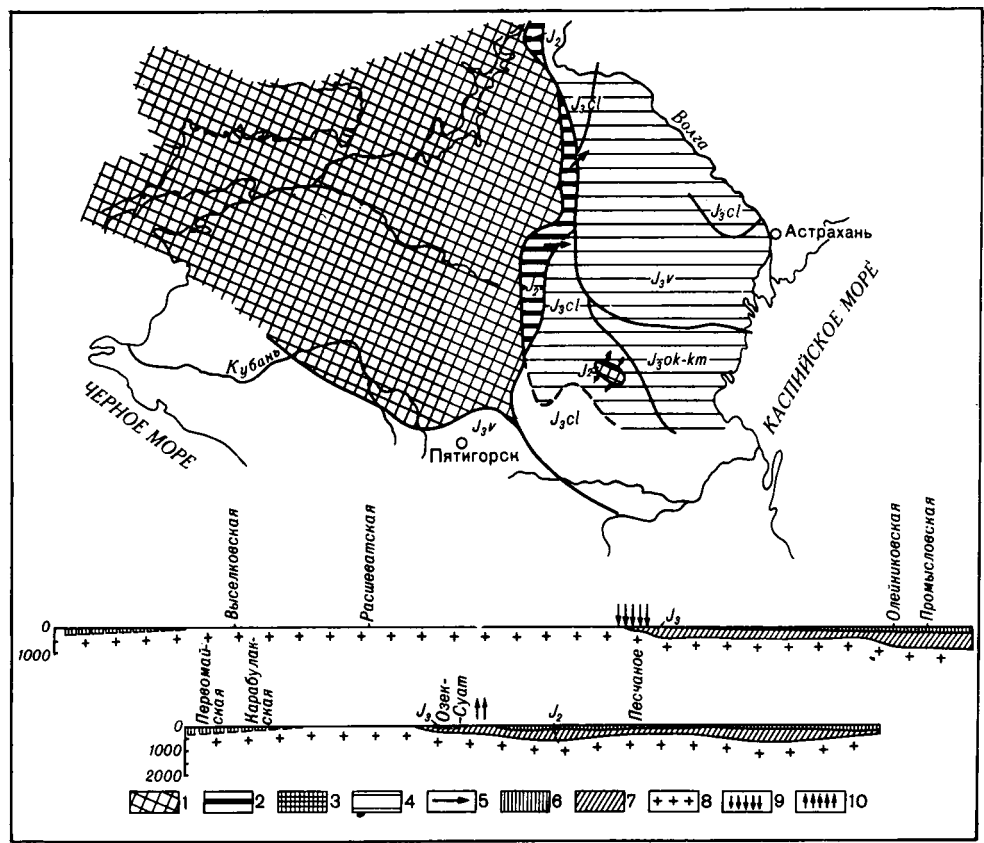
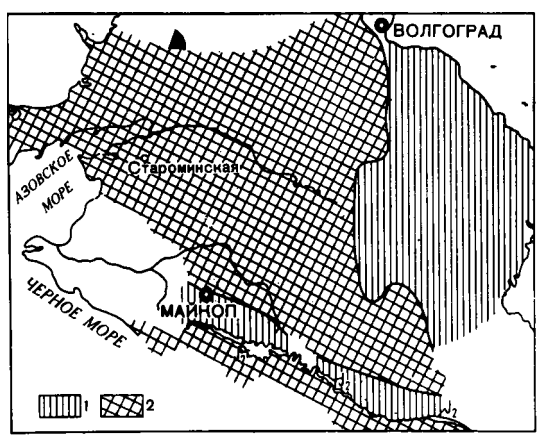


Рис. 12.21. Палеогидрогеологическая схема среднеюрских отложений Предкавказья к концу валанжина — инфильтрационный этап (по С. Б. Вагину и А. А. Карцеву, 1962):
 / — область отсутствия юрских отложений; 2 — предполагаемая область питания среднеюрских отложений; 3 — предполагаемая область разгрузки; 4 — область распространения верхнеюрских отложений (область распространения напорных вод в среднеюрских отложениях); 5 — направление подземного стока воды; 6 — верхнеюрские отложения; 7 — среднеюрский водоносный комплекс; 8 — фундамент (палеозойский); 9 — предполагаемая зона инфильтрации; 10 — область разгрузки

Как установлено практикой, в связи по трещинам, разрывам и другим пустотам выделяются зоны аномального состава вод. Они обычно связаны с наличием участков перетока пластовых вод из одних горизонтов в другие.

Рис. 12.22. Карта региональной гидродинамической обстановки аптского комплекса Предкавказья в палеоэоценовую и эоценовую эпохи с выделением расчетных участков:

/ — изолиния высоты столба отжатых седиментационных вод, мм; 2 — граница выходов аптских отложений на дневную поверхность; 3 — зоны отсутствия аптских отложений; 4 — границы расчетных районов, из которых отжатые воды двигались в определенных направлениях; 5 — направление основных потоков отжатых седиментационных вод

зонами поднятий, отдельными локальными структурами или нарушениями, являющимися участками разгрузки пластовых вод. Участки открытой разгрузки во время поверхностной гидрохимической съемки фиксируются в виде источников, ключей, зон засоления и др. Участки внутренней разгрузки, происходящей в верхних горизонтах, но не доходящей до поверхности, могут фиксироваться только гидрохимическими аномалиями при проведении структурного или поискового бурения. Эти аномалии соответствуют участкам развития трещиноватости и мелких разрывов в структурных зонах и на отдельных локальных поднятиях, часто благоприятных для скопления нефти и газа.

§ 12.9. Карты перспектив нефтегазоносности

Карты перспектив нефтегазоносности отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Графические построения, характеризующие перспективы нефтегазоносности исследуемой территории, проводятся на основе сравнительного

анализа и интегрированного обобщения совокупности рассмотренных геологических, тектонических, структурных, литофациальных, геохимических, геофизических, палеогеологических, палеогеографических, палеотектонических, палеогидрогеологических и других карт и разрезов. Следовательно, карты перспектив (прогноза) нефтегазоносности исследуемой территории являются синтезом целенаправленного обобщения результатов всего комплекса геологических, гидрогеологических, геофизических, геохимических и других исследований нефтегазоносности недр исследуемой территории и должны служить исходной научной основой для выбора наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах рассматриваемых территорий.

Графические построения, характеризующие перспективы нефтегазоносности недр, вначале должны выполняться отдельно по каждому самостоятельному литолого-стратиграфическому подразделению — палеобассейну седиментации определенного отрезка гео-

логического времени, т. е. отдельно по отложениям каждого крупного цикла литогенеза.

На этих картах прогнозной оценки перспектив нефтегазности изучаемых палеобассейнов отдельных самостоятельных циклов литогенеза необходимо выделять на основе сравнительного обобщения всех видов палеогеологических реконструкций, рассмотренных в предыдущем разделе, территории, характеризующиеся определенными палеотектоническими условиями накопления осадков:

по режиму тектонических движений — устойчивым прогибанием; чередованием движений прогибания и воздымания при преобладании движений прогибания и, наоборот, преобладанием движений воздымания; горизонтальным смещением и др.;

по амплитуде прогибания — распространением мощностей отложений рассматриваемого цикла:

а) до 250 м, б) от 250 до 500 м, в) от 500 до 1000 м, г) от 1000 до 2000 м, д) от 2000 до 3000 м и т. д.;

по палеогеографическим условиям накопления осадков — развитием условий, в основном:

а) морских, б) лагунных, в) прибрежно-морских, г) континентальных, д) смешанных (с указанием областей сноса и направления сноса);

по литофациальным условиям — развитием фаций преимущественно: а) морских терригенных, б) морских карбонатных, в) морских терригенно-карбонатных, г) лагунных хемогенных, д) лагунных смешанных, е) континентальных озерных, ж) фаций аккумулятивных равнин, временами заливаемых морем, з) континентальных фаций. При этом по каждой из перечисленных фаций необходимо приводить данные, характеризующие коллекторские (емкостные и фильтрационные) параметры слагающих их пород;

по палеогидрогеологическим условиям — развитием этапов: а) преимущественно элизионного (сидиментационного), б) преимущественно инфильтрационного, в) чередованием элизионного и инфильтрационного при преобладании последнего. Наряду с

этим необходимо выделять также области: а) питания, б) разгрузки, в) затрудненного водообмена, г) слабого водообмена, д) интенсивного водообмена, т. е. области, характеризующиеся различной степенью гидрогеологической закрытости отложений каждого рассматриваемого цикла;

по геохимическим условиям) развитием определенных типов геохимических фаций (восстановительной, слабовосстановительной, слабоокислительной, окислительной и т. д.);

б) распространением определенных типов захороненного в осадке рассматриваемого цикла исходного дисперсного ОВ (гумусового, сапропелевого, смешанного типов) с оценкой характера и степени метаморфизации его;

по гидрогеохимическим данным — определенными количественными показателями: а) общей минерализации вод отложений рассматриваемого комплекса, б) растворенных в водах этого комплекса тяжелых УВ, в) газонасыщенности вод, г) содержания в водах микроэлементов (иод, аммоний и др.) и некоторых органических соединений (нафтеновые кислоты, фенолы и др.), характерных для регионально нефтегазоносных территорий;

по условиям распространения региональных покрышек, т. е. нефтегазонепроницаемых толщ, перекрывающих потенциально нефтегазопродуцирующие отложения рассматриваемого цикла с указанием их основных параметров: а) мощности, б) литологического состава, в) строения и физических свойств (плотность, пористость и др.); г) характера трещиноватости и др.

На основе сравнительного анализа совокупности приведенных ранее основных палеотектонических, палеогеографических, литофациальных, палеогеохимических, палеогидрогеологических и других факторов, контролирующих в теснейшей взаимосвязи развитие процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, на картах перспектив нефтегазности палеобассейнов каждого самостоятельного цикла литогенеза выделяются территории: 1) с выявленной региональной нефтегазо-

носностью, 2) перспективные, 3) высокоперспективные, 4) с невыясненной нефтегазоносностью, 5) бесперспективные.

Степень перспективности территорий в нефтегазоносном отношении определяется по рассматриваемому комплексу отложений самостоятельного цикла осадконакопления на основе сравнительного анализа: 1) палеотектонических условий и режима развития исследуемой территории в течение каждой рассматриваемой эпохи; 2) палеогеографических, литолого-фациальных, в том числе геохимических условий накопления осадков в течение исследуемого стратиграфического подразделения; 3) палеогидрогеологических условий, существовавших в пределах рассматриваемой территории; 4) наличия и характера ловушек и коллекторов в разрезе отложений исследуемого цикла; наличия условий для сохранности образовавшихся скоплений нефти и газа в течение всех последующих эпох и др.

А. А. Бакировым была рекомендована следующая классификация территории по степени их перспективности в нефтегазоносном отношении (1961).

I. К группе высокоперспективных относятся территории:

1) которые в течение рассматриваемого цикла осадконакопления представляли собой палеовпадины, характеризовавшиеся значительными размерами и устойчивым прогибанием со значительной амплитудой;

2) где накопление осадков рассматриваемого цикла происходило в основном в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой;

3) которые содержат в разрезе отложения рассматриваемого стратиграфического подразделения: а) потенциально нефтегазопроизводящие комплексы, которые могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными отложениями, образовавшимися в бассейне седиментации, характеризовавшемся в этот отрезок геологического времени достаточно обильным накоплением исходного ОВ для образования УВ; б) толщи песчаных или карбонатных пород с хорошими коллек-

торскими (емкостными и фильтрационными) свойствами со значительной мощностью; в) регионально нефтегазоносные литолого-стратиграфические комплексы с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах одной из смежных областей рассматриваемой геологической провинции; г) крупные по размерам и объему региональные и локальные ловушки структурного и литологического типов, формирование и развитие которых происходило в благоприятных для аккумуляции скоплений нефти и газа палеотектонических условиях;

4) содержащие в разрезе осадочных образований, залегающих выше рассматриваемого стратиграфического комплекса, практически газонефтепроницаемые толщи-покрышки.

II. К группе перспективных относятся территории, которые:

1) в течение рассматриваемой геологической эпохи или периода выделяются палеотектоническими, палеогеографическими и палеогидрогеологическими условиями, характерными и для территорий, относящихся к группе высокоперспективных;

2) содержат в разрезе рассматриваемого стратиграфического подразделения: а) регионально нефтегазоносные литолого-стратиграфические комплексы с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах одной из смежных областей рассматриваемой геологической провинции; б) ловушки структурной или литологической и стратиграфической групп и соответствующие песчаные или карбонатные коллекторы, благоприятные для скоплений нефти и газа;

3) содержат в разрезе осадочных образований, залегающих выше рассматриваемого стратиграфического комплекса, практически газонефтепроницаемые толщи (покрышки) в виде галогенных или глинистых образований. Но в отличие от территорий, относимых к группе высокоперспективных, в пределах рассматриваемой группы еще не выявлены крупные по размерам ловушки (структурной или литологической групп) и соответствующие районы развития хороших коллекторов со значи-

тельной мощностью, необходимые для формирования крупных скоплений нефти и газа.

III. К группе с невыясненной нефтегазоносностью относятся территории, степень изученности геологического строения и геологической истории которых еще не позволяет дать оценку их перспектив нефтегазоносности.

IV. К группе малоперспективных относятся крупные геоструктурные элементы, которые:

1) в течение рассматриваемой геологической эпохи или периода характеризуются наличием одного из следующих условий или же всей совокупности их: а) преобладанием тенденций воздымания или неоднократным чередованием восходящих и нисходящих форм движения при весьма незначительных их амплитудах; б) накоплением осадков рассматриваемого стратиграфического подразделения преимущественно в окислительной (аэробной) геохимической обстановке; в) палеогидрогеологическими условиями, в общем неблагоприятными для формирования в отложениях рассматриваемого стратиграфического комплекса зон регионального нефтегазонакопления;

2) не содержат на своей территории в разрезе рассматриваемого стратиграфического комплекса соответствующих коллекторов или структурных и других ловушек, благоприятных для формирования скоплений нефти и газа;

3) не располагают соответствующими условиями, необходимыми для сохранности скоплений нефти и газа от процессов разрушения в последующие за временем возможного их образования геологические века и эпохи.

V. К группе бесперспективных относятся территории фундамента, где отложения рассматриваемого стратиграфического комплекса отсутствуют.

Сводные карты прогноза перспектив нефтегазоносности исследуемых территорий. Завершающим этапом графических построений, характеризующих нефтегазоносность недр, является составление сводной карты прогноза перспектив нефтегазоносности по изучаемой терри-

тории в целом. Сводную карту составляют на основе обобщения всех карт прогноза нефтегазоносности палеобассейнов отдельных отрезков времени геологической истории (самостоятельных циклов осадконакопления) и карт регионально нефтегазоносных комплексов.

На такой карте, составленной на тектонической основе, необходимо показывать:

1) крупные геоструктурные элементы платформенных, переходных, складчатых территорий, к которым приурочены или могут быть приурочены нефтегазоносные области (на платформах — сводовые поднятия, мегавалы, внутриплатформенные впадины, авлакогены и др.; в складчатых и переходных областях — межгорные и предгорные впадины, срединные массивы и др.), с нанесением установленных и предполагаемых их контуров;

2) территории выхода складчатого фундамента различного возраста консолидации с указанием гипсометрических отметок;

3) региональные разрывные нарушения (установленные и предполагаемые);

4) выявленные и предполагаемые региональные и локальные ловушки, благоприятные для формирования зон нефтегазонакопления (валоподобные поднятия, локальные структуры, зоны развития солянокупольных структур, рифогенных образований, предполагаемые зоны выклинивания или литологического замещения коллекторов и т. п.);

5) выявленные зоны нефтегазонакопления и местоскопления нефти, газа и газоконденсата;

6) границы выявленных и прогнозируемых нефтегазоносных провинций и областей;

7) суммарные (по всем рассмотренным циклам осадконакопления) плотности выявленных и прогнозируемых ресурсов нефти и газа на 1 км² территории по отдельным крупным геоструктурным элементам в целом или по отдельным их блокам, различным по геологическому строению;

8) выявленные и прогнозируемые (предполагаемые) зоны концентраций

максимальных ресурсов нефти и газа в различных частях исследуемой территории.

На основе сравнения данных, показанных на картах нефтегазоносности палеобассейнов отдельных отрезков времени геологической истории (т. е. самостоятельных циклов осадконакопления) и на сводной карте прогноза перспектив нефтегазоносности, наносятся также границы территорий с различной степенью перспектив в отношении нефтегазоносности с выделением областей: а) с доказанной региональной нефтегазоносностью, б) высокоперспективных, в) перспективных, г) малоперспективных, д) бесперспективных, е) с невыясненной перспективностью.

При выделении перечисленных категорий земель следует руководствоваться принципами, изложенными ранее, с учетом распределения плотности выявленных и прогнозируемых ресурсов нефти и газа на 1 км² по крупным геоструктурным элементам.

ГЛАВА 13

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ГЕНЕТИЧЕСКИ РАЗЛИЧНЫХ ГРУПП СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ПРИНЦИПЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

В связи с большим разнообразием генетических типов скоплений УВ следует выделить специфические особенности их поисков и разведки.

§ 13.1. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа структурного типа

Для поисков зон нефтегазонакопления, связанных с валоподобными поднятиями на платформах и антиклинальными зонами в складчатых областях, должны применяться прежде всего геофизические методы (сейсморазведка и гравиметрия). Структуры после оконтуривания их геофизическими методами разбуриваются путем заложения скважин короткими профилями, размещенными вкрест простирания. Такое размещение скважин предусматривает возможность выяснения перспектив нефтегазоносности как сводовой, так и крыльевых частей указанных структур.

Валоподобные поднятия и антиклинальные зоны обычно имеют блоковое строение. Знаки и амплитуды движений отдельных блоков в разные отрезки геологического времени часто были неодинаковыми, вследствие чего одни и те же регионально нефтегазоносные комплексы в разных частях этих поднятых зон нередко имеют различное строение и нефтегазонасыщенность, например в каменноугольных и девонских отложениях западной и восточной частей Жигулевских поднятий (Куйбышевская область). Чтобы в короткие сроки и с наименьшими затратами средств выявить наиболее оптимальные условия нефтегазонасыщенности разных блоков изучаемых поднятий, необходимо на стадии поисковых работ короткими профилями скважин охарактеризовать строение одновременно нескольких блоков, расположенных в различных, в том числе в относительно более приподнятых и погруженных, частях.

В комплекс исследований для поисков локальных структур включаются структурно-геологическая съемка, структурное бурение и сейсморазведка. При благоприятных геологических условиях на отдельных территориях с этой целью проводятся детальная и высокоточная гравиразведка и электроразведка. На основе результатов структурно-геологической съемки проводят сейсморазведку, позволяющую детализировать строение выявленных локальных структур по более глубоким горизонтам для подготовки их к глубокому поисковому бурению.

Принципиальной основой для повышения геологической эффективности сейсморазведки являются цифровая регистрация сигналов, увеличение многоканальности и применение расширенной обработки информации на ЭВМ. Это позволяет реализовать методику пространственных систем наблюдений с широким использованием принципов высокоразрешающей и многоволновой сейсморазведки. Наилучшие результаты при поисках погребенных структур достигаются профильным проведением сейсмических исследований с одновременным бурением структурных скважин.

Для поисков погребенных локальных структур большую помощь может оказать метод анализа мощностей и литофациального состава отдельных стратиграфических комплексов платформенного чехла. Как известно, простираение зон валоподобных поднятий и отдельных структур в региональном плане часто совпадает с простираением изолиний мощностей отложений в период наиболее интенсивного роста этих складок. Погребенные локальные поднятия на картах мощностей нередко выделяются как замкнутые минимумы мощностей, а при значительных градиентах последние могут фиксироваться как аномалийные участки. В этом случае для выявления локальных поднятий необходимо учитывать региональные закономерности изменений мощностей.

На рис. 13.1 показан пример выделения участка расположения локального поднятия по карте мощностей. В юго-западной части наблюдается региональное увеличение мощностей; в центральной части площади отмечается локальное изменение мощностей, вследствие чего изопакиты образуют четкий изгиб и характеризуются значительной разрядкой. Если на карте провести региональный фон изменения мощностей (пунктирные линии), то точки пересечения изопакит регионального фона с изопакитами карты будут показывать величину локального уменьшения мощностей данного стратиграфического комплекса. На карте локальное уменьшение мощностей наблюдается в центральной части площади и ограничивается двумя изолиниями 20 и 10 м (показаны точками). Этот участок может быть связан с локальным поднятием.

При поисках погребенных структур используется метод составления карты схождения. Эффективность применения этого метода для выявления локальных поднятий иллюстрируется рис. 13.2, построенным для Карамышской депрессии Саратовского Поволжья. В указанном районе отложения карбона имеют региональный наклон к югу, а мезозойские отложения, залегающие с большим несогласием, наоборот, к северу. В этих условиях своды локальных поднятий в карбоне значительно смещены

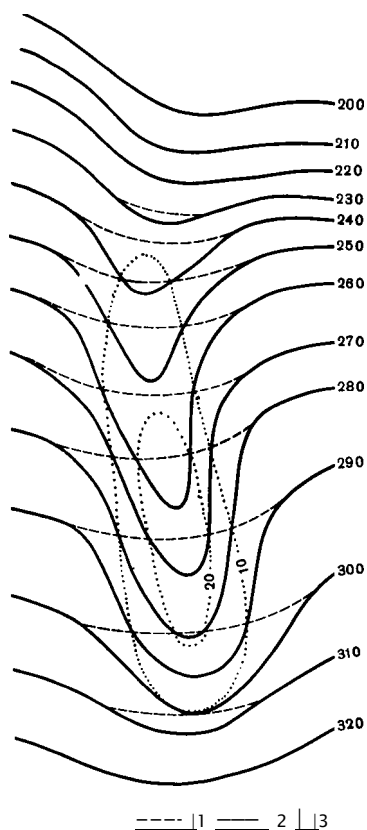


Рис. 13.1. Выявление локального поднятия по карте мощностей:
/ — изопакиты; 2 — изопакиты регионального фона; 3 — изолинии

относительно сводов по мезозою и выбор объектов для поисков нефти и газа в каменноугольных отложениях, находящихся на глубинах до 2 км, весьма затруднителен. Применение метода схождения позволяет значительно ускорить выявление и подготовку структур для поискового бурения. На структурной карте по кровле альбского яруса, построенной на основе структурного бурения (рис. 13.2, а), в виде замкнутого поднятия выделяется только одна Дмитриевская структура; по кровле тульского горизонта нижнего карбона (рис. 13.2, б), составленной с использованием метода схождения, выделяется дополнительно пять новых локальных поднятий, представляющих интерес для поисков газовых и нефтяных залежей в нижнем карбоне.

При поисках зон поднятий и отдельных локальных структур во многих

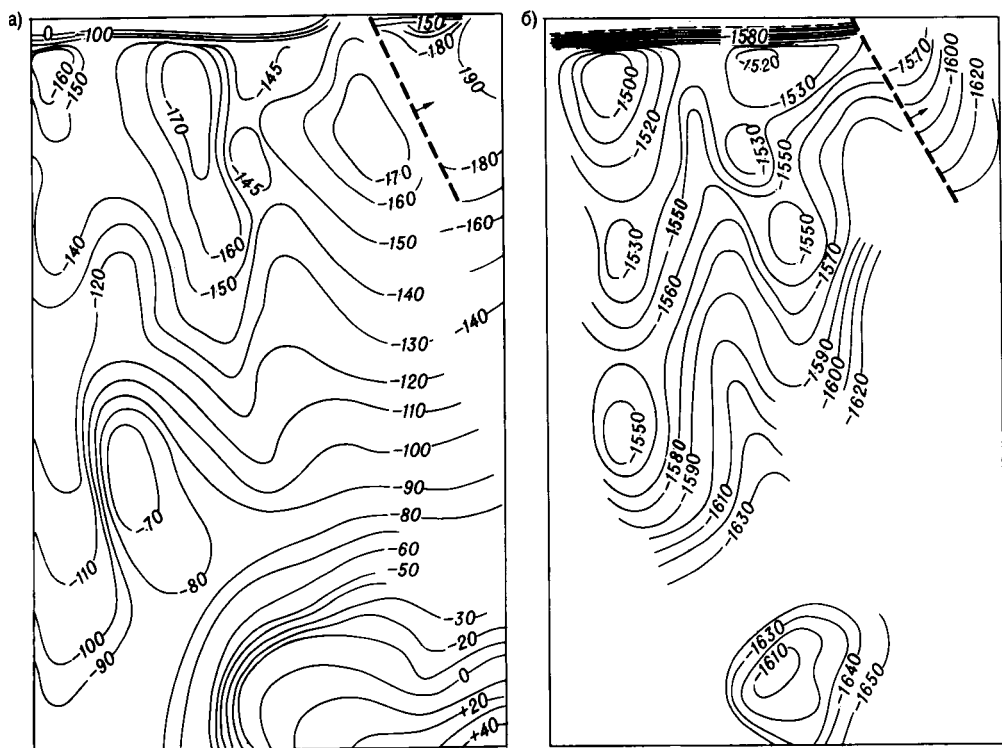


Рис. 13.2. Структурная карта центральной части Карамышской депрессии по кровлям альбского яруса (а) и тульского горизонта (б)

районах успешно применяется электро-разведка. При детальных поисковых работах в ряде областей возможно использование гравиметрических исследований. В частности, применение трансформации гравитационного поля в ряде районов (Восточная Туркмения, Предкавказье, Днепровско-Донецкая впадина, Устюрт и др.) позволяет выявлять погребенные локальные поднятия, которые выражаются аномалиями остаточного поля.

При проведении детальных нефтегазопроисковых работ большое значение имеет изучение соответствия структурных планов по различным стратиграфическим горизонтам. Знание характера смещения сводов локальных структур по отдельным стратиграфическим комплексам необходимо в первую очередь для правильного проектирования поисково-разведочного бурения и повышения его эффективности. Во многих нефтегазоносных областях наблюдается различное соотношение структурных планов локальных структур по площади

и изменения амплитуды поднятий часто достигают значительных размеров. Для выявления характера смещения сводов локальных поднятий, определения направления и величины смещения необходимо изучать общие закономерности регионального изменения мощностей различных стратиграфических комплексов в исследуемом районе.

В природе обычно имеет место одновременное влияние различных причин, вызывающих несоответствие структурных планов (изменение мощностей, особенности истории геологического развития, наличие в разрезе пластичных толщ и т. д.). Все это должно детально анализироваться в процессе нефтегазопроисковых работ.

Поиски и разведка сводовых залежей. К рассматриваемой группе залежей, приуроченных к крупным пологим поднятиям, относятся известные залежи нефти в девонских и каменноугольных отложениях в восточной части Русской платформы (Ромашкино, Туймаза, Шкапово, Арлан, Муханово, Коробки

и др.)- С такими же пологими поднятиями связаны некоторые нефтяные местоскопления Среднего Приобья, приуроченные к отложениям валанжинского и готерив-барремского ярусов нижнего мела (Самотлор, Советское, Мамонтовское, Усть-Балыкское и др.), уникальные газовые залежи сеномана и газоконденсатные залежи валанжина севера Тюменской области Западной Сибири (Уренгойское, Заполярное, Медвежье и др.).

Наиболее благоприятным местом для заложения первой поисковой скважины в случае сводовых залежей является свод антиклинали. Последующие скважины должны быть расположены ниже по падению пластов в профиле, ориентированном вкрест простирания складки через первую скважину, давшую промышленный приток нефти и газа. При небольшой площади нефтегазоносности кроме поперечного профиля должны быть заложены еще две скважины в периклинальных частях структуры, которые вместе с первой скважиной образуют второй — продольный профиль. Большие скопления нефти и газа могут быть приурочены к сводовым частям антиклинальных складок, характеризующихся наличием значительного числа дизъюнктивных нарушений, если амплитуда этих нарушений не превышает мощности пласта. В подобных случаях сохраняется симметричность расположения залежи на своде и контур нефтеносности соответствует изогипсам структуры пласта. Если амплитуда нарушений меньше мощности пласта, то эти разрывы несколько нарушают форму залежи, обуславливая появление уступов, отделяющих приподнятые части структуры от опущенных, но водонефтяные контакты остаются горизонтальными и сохраняют единую отметку.

При разрывах с амплитудой, превышающей мощность пласта, сводовая залежь состоит из ряда самостоятельных изолированных друг от друга блоков. В качестве примера можно привести II горизонт местоскопления Кала, который, сохраняя нефтеносность всех тектонических блоков, вместе с тем состоит как бы из ряда мелких залежей,

приуроченных к отдельным блокам, причем каждый из них имеет свою небольшую газовую шапку и свой контур нефтеносности.

Дизъюнктивные нарушения с небольшой амплитудой смещений обычно не вызывают существенных изменений нефтеносности отдельных блоков на своде складки. Поэтому методика поисков и разведки сводовых залежей, разбитых мелкими нарушениями на отдельные блоки, по существу, ничем не отличается от методики поисков и разведки ненарушенных сводовых залежей. Однако не всегда сохраняется нефтеносность всех блоков. В некоторых структурах Западной Туркмении (Небит-Даг, Челекен) отдельные тектонические блоки, расположенные между нефтеносными, оказались непродуктивными. Поэтому при разведке местоскоплений Западной Туркмении они обычно изучаются самостоятельно.

В некоторых случаях наличие дизъюнктивных нарушений влияет на нефтегазоносность сводовой части структуры. В подобных поднятиях в зависимости от близости расположения водоносных пластов сводовые части структур могут быть обводнены. Если в этих структурах первая поисковая скважина будет заложена в сводовой части поднятий, то она может оказаться непродуктивной, но на этом основании делать вывод о бесперспективности всей структуры не следует. Последующие поисковые скважины должны быть заложены на крыльях антиклинали за пределами нарушенной части, и только по результатам бурения этих скважин может быть дана оценка промышленного значения такой структуры. В качестве примера можно привести северную складку о. Артема, сводовая часть которой осложнена сетью многочисленных нарушений. Свод складки вследствие сильной раздробленности оказался обводненным пластовыми водами. В то же время богатейшие залежи нефти оказались приуроченными к подкирмакинской и кирмакинской свитам как на юго-западном, так и на северо-восточном крыльях структуры. Примерно таким же строением отличается структура Банки Дарвина (рис. 13.3).



Рис. 13.3. Геологический профиль Банки Дарвина:
/ — верхний-передний отделы продуктивной толщи; 2 — НКГ; 3 — НКП; 4 — КС; 5 — ПК; 6 — подстилающие продуктивную толщу отложения

Таким образом, в подобных структурах получение отрицательных результатов на своде отнюдь не исключает возможности обнаружения нефтяной залежи на крыльях. Поэтому последующие поисковые скважины должны быть заложены вне нарушенной зоны — в условиях более спокойного залегания пластов.

Промышленная ценность местоскоплений определяется результатами испытаний, опытно-промышленной эксплуатацией и экономической целесообразностью затрат на добычу тонны нефти.

Поиски и разведка тектонически экранированных залежей. В группе тектонически экранированных залежей следует различать два вида, отличных друг от друга по своему происхождению: 1) тектоническое нарушение явилось экраном, препятствовавшим миграции нефти и газа по пласту и способствовавшим образованию залежей (здесь залежи моложе нарушений); 2) тектоническое нарушение образовалось после формирования залежи и в зависимости от гидрогеологических условий, амплитуды и характера дизъюнктивных нарушений запечатало продуктивный пласт. В тоже время нефть из продуктивного пласта взброшенного или надвинутого крыла могла быть вытеснена в вышележащие проницаемые

пласты. Залежи такого типа имеют более раннее происхождение, чем возраст нарушений.

Таким образом, дизъюнктивные нарушения в одних случаях способствуют скоплению и образованию новых залежей нефти и газа, а в других — разрушению части ранее сформировавшихся. Знание времени образования залежи относительно нарушения позволяет более эффективно производить разведку. Поиски скоплений нефти, образовавшихся вдоль тектонических нарушений, следует вести на том крыле складки, которое обращено в сторону депрессии, откуда могла мигрировать нефть. Сохранившиеся же благодаря нарушению части залежи в зависимости от геологических и гидрогеологических условий могут быть обнаружены в различных частях структуры.

Тектонически экранированные залежи имеют большое распространение. К ним относится большинство скоплений нефти нижнего отдела продуктивной толщи Апшеронского полуострова морских площадей Апшеронского архипелага и Прикуринской низменности [Азербайджанской ССР, поднадвигов: частей структур Чечено-Ингушской АО красной толщ Туркменской ССР и других районов СССР].

Залежи, экранируемые продольным:

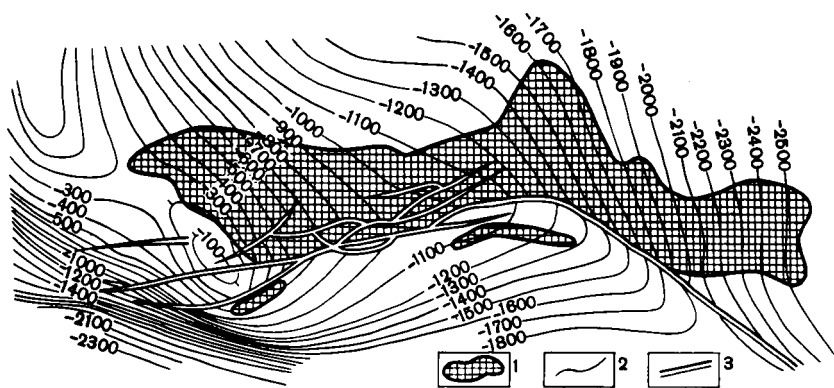


Рис. 13.4. Карта расположения залежи нефти ПК Балахано-Сабунчи-Романинского местоскопления:

1 — площадь нефтеносности; 2 — горизонталы кровли ПК; 3 — нарушения

нарушениями, обычно являются одно-сторонними и приурочиваются к одному крылу складки. Так, в пределах антиклинальной зоны Балаханы — Сураханы — Карачухур-Зых залежи в зависимости от направления простираения складок располагаются на северном крыле Балахано-Сабунчи-Романинского местоскопления (рис. 13.4), на северо-восточном крыле Сураханов и на восточном крыле Карачухура.

В свое время невыясненность закономерностей размещения залежей в нижнем отделе продуктивной толщи явилась причиной больших неудач при их разведке. Дело в том, что к разведке основной подкирмакинской свиты (ПК) нижнего отдела приступили после того, как был накоплен большой опыт по разведке горизонтов верхнего отдела той же толщи. Так как все залежи верхнего отдела продуктивной толщи располагались симметрично в пределах сводовой части поднятий, то, приступая к разведке ПК, исходили из предположения, что в нижнем отделе скопления нефти будут находиться в той же сводовой части поднятия. Впоследствии оказалось, что залежи нефти в подкирмакинской свите приурочены к продольным сбросовым нарушениям и расположены в значительном отдалении от свода, на далеком погружении крыльев складок.

Этот пример свидетельствует о том, что при поисках тектонически экранированных залежей, приуроченных к продольным нарушениям, получение отри-

цательных результатов на своде складки, а также на одном из крыльев структуры не может служить основанием для отрицательного заключения о нефтеносности разведваемой свиты — залежь нефти может оказаться на противоположном крыле. Следовательно, поисковые скважины должны закладываться на обоих крыльях складки, причем не только в повышенной, но также и в более погруженных ее частях.

К группе тектонически экранированных относятся также залежи, расположенные в периклинальных частях структур, отсеченных поперечным нарушением. К их числу принадлежит залежь нефти в I горизонте продуктивной толщи на площади Мишов-даг (рис. 13.5), которая занимает симметричное положение в северо-западной периклинальной части складки и экранирована плоскостью крупного поперечного сброса с амплитудой 200—250 м. На местоскоплении Нефтяные Камни залежи кирмакинской, подкирмакинской и калинской свит также экранируются поперечным нарушением и располагаются в юго-восточной части складки. Продольным разрывом, простирающимся вдоль оси складки, залежь разделяется на два самостоятельных блока: северо-восточный и юго-западный. Подобным характером обладают скопления нефти кирмакинской и подкирмакинской свит морского местоскопления Гюрганы, которые расположены на далеком погружении складки о. Артема и приурочены к поперечному нарушению.

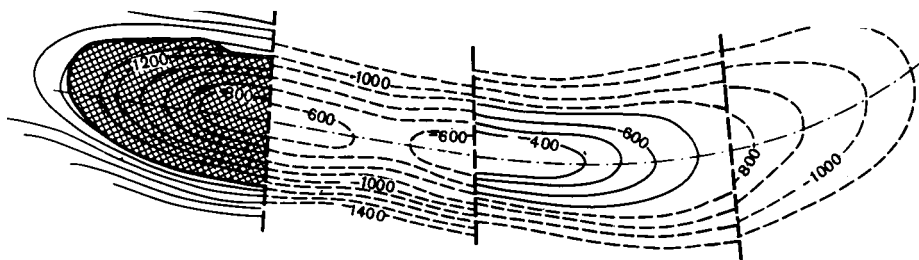


Рис. 13.5. Тектонически экранированная присборовая залежь нефти в верхнем отделе продуктивной толщи Мишов-даг

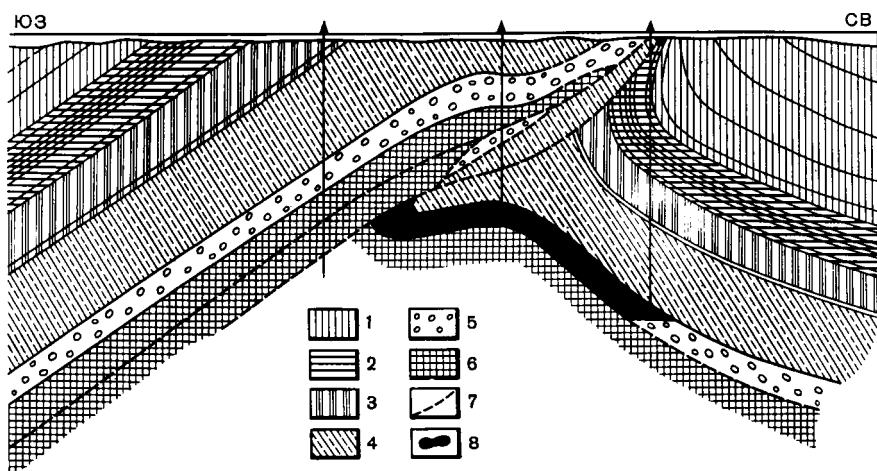


Рис. 13.6. Геологический профиль через южную складку о. Артема:

1 — верхний отдел продуктивной толщи. Свиты: 2—1 перерыва; 3— надкирмакинская; 4 — кирмакинская; 5 — подкирмакинская; 6 — порт; 7 — нарушения; 8—нефтяная залежь

Таким образом, в пределах зоны антиклинальных складок, нефтеносность которых доказана, должны быть разведаны не только присводовые части структур, непосредственно примыкающие к своду поднятия, но также погруженные зоны, если данные геолого-поисковых работ дают основание предполагать в них наличие поперечных дизъюнктивных нарушений.

Большое значение имеют поиски залежей, приуроченных к поднадвиговым частям складок. При значительной амплитуде надвига условия для сохранения нефтяных и газовых залежей в надвинутом крыле менее благоприятны, чем в поднадвиговом. Надвинутое крыло складки может оказаться размытым и нефтеносные пласты выведены на поверхность. Поэтому отсутствие нефтяных залежей в надвинутом крыле не дает основания делать заключение об их отсутствии в поднадвиговом крыле. Нефтеносные пласты опущенного под-

надвигового крыла могут оказаться запечатанными глинистыми образованиями, и залежи нефти сохранены от разрушения.

На южной складке о. Артема бурение скважин юго-западной части надвинутого крыла дало отрицательные результаты, однако часть поисковых скважин после вскрытия мощной толщи понтических глин вновь вошла в продуктивную толщу (рис. 13.6). Это дало основание предположить наличие надвигового строения структуры, и последующие скважины, заложенные с целью вскрытия продуктивной толщи в поднадвиговой части, привели к открытию нефтяной залежи.

Таким образом, знание особенностей геологического строения антиклинальных складок имеет решающее значение для выбора мест заложения поисковых скважин и правильной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных частей структуры. При надвиговом строе-

нии складки поисковые скважины на поднадвиг должны закладываться с учетом наклона поверхности нарушения так, чтобы, с одной стороны, они не оказались за пределами поднадвиговой части складки, а с другой — не вскрыли бы пласт за контуром нефтеносности. Первые скважины должны быть запроектированы так, чтобы вскрыть пласт в наиболее повышенной его части в непосредственной близости от нарушения, а последующие скважины в зависимости от высоты залежей — на более низких гипсометрических отметках.

Надвиговое строение антиклинальных складок характерно для ряда местоскоплений Грозненского нефтяного района. Здесь отличительной особенностью строения поднятий является очень крутое, почти вертикальное положение нефтеносных пластов в поднадвиге. При таком строении складки трудно попасть в нефтяные пласты, так как ствол вертикальной скважины может проходить по одному глинистому пласту и не пересечь продуктивных пластов. Во избежание этого с большой эффективностью осуществляется наклонно направленное бурение скважин, которое дает возможность вскрыть значительное число нефтеносных пластов на гипсометрических отметках, обеспечивающих вскрытие продуктивных горизонтов в пределах контура нефтеносности.

Поиски и разведка висячих залежей. Изучение положения нефтяной или газовой залежи по отношению к структуре показало, что некоторые из них имеют наклонное положение водонефтяного и газоводяного контактов. Основная причина наклона поверхности водонефтяного контакта — гидрогеологические особенности региона, определяющие направление гидродинамического напора. При больших градиентах гидростатических напоров могут создаваться условия для резкого наклона залежи и даже вытеснения всей нефти на одно крыло, т. е. условия, способствующие образованию висячих залежей.

В зависимости от градиента давления, амплитуды поднятия и количества нефти могут образовываться сле-

дующие разновидности залежей этого типа:

1) залежь имеет значительный наклон и большую разницу в отметках водонефтяного контакта вследствие того, что не вся нефть вытеснена из одного крыла, поэтому высота залежи на одном крыле будет резко отличаться от высоты на другом;

2) вся нефть вытеснена из одного крыла на другое, однако сводовая часть структуры занята газом; в этом случае на одном крыле на меньших гипсометрических отметках газ будет контактировать с водой, а на другом крыле на больших гипсометрических отметках нефть будет контактировать с водой;

3) залежи нефти полностью будут расположены на одном крыле при отсутствии газовой шапки.

При поисках висячих залежей необходимо оказывать предпочтение тому крылу структуры, на котором наблюдаются наименьшие отметки гидростатических напоров. При получении в первой поисковой скважине, расположенной на своде складки, отрицательных результатов необходимо вторую скважину заложить на более перспективном крыле с точки зрения наличия висячей залежи. Если даже поисковая скважина на своде дала воду, то это не исключает необходимости заложения второй скважины на крыле структуры.

Поиски и разведка приконтактных залежей. В складчатых областях развиты приконтактные залежи, связанные с диапировыми ядрами складок. Об особенностях поисков приконтактных залежей с соляным ядром будет сказано ниже.

Поиски нефтяных залежей, приуроченных к диапировым структурам, должны осуществляться после уточнения строения складки, определения положения диапирового ядра, последовательности залегания пластов и характера изменения их мощности в зоне контакта с ядром.

Так как ядра диапировых складок обычно сложены глинистыми образованиями и в сильной степени деформированы, то бурение поисковых скважин в сводовых частях поднятий представ-

ляет собой большие трудности. Кроме того, вследствие особенностей строения ядра складки оно не может привести к вскрытию продуктивных пластов, поэтому поисковые скважины должны закладываться вне ядра — в зоне выклинивания песчаных образований. Последующие скважины проводят в профиле первых (ниже по падению) пластов, с тем чтобы осветить участки, где происходит увеличение мощности нефтегазоносных пластов, а также выявить возможность вскрытия новых пластов, которые отсутствовали в разрезе первой скважины.

Поиски и разведка залежей, связанных с грязевыми вулканами. Определенные трудности представляет разведка нефтяных залежей, приуроченных к структурам, осложненным грязевым вулканизмом. Наличие жерла грязевого вулкана, широкое развитие сопочной брекчии, значительная осложненность свода многочисленными нарушениями обычно отрицательно влияют на нефтегазоносность сводовых частей структуры. Кроме того, большая раздробленность складки из-за обвалов и выбросов вызывает необходимость применения утяжеленных растворов, что создает трудности в процессе бурения. Поэтому в структурах, осложненных грязевым вулканизмом, следует избегать заложения первых поисковых скважин в сводовой части структуры. Местоположение их целесообразнее наметить в некотором отдалении от свода в крыльевых частях поднятия, в более спокойных условиях залегания пластов.

При разведке действующих погребенных грязевых вулканов следует избегать заложения поисковых скважин в пораженной сопочной брекчией части складки. **Скважины по мере получения положительных результатов надо постепенно приближать к жерлу ископаемого грязевого вулкана.** Следует отметить, что о пораженной части структуры нельзя судить по площади сопочного покрова на поверхности, так как под ним могут находиться пласты в нормальном залегании. Правильное представление о пораженной грязевым вулканом части структуры можно получить после определения площади сопоч-

ного покрова бурением мелких структурных скважин. Детальное исследование грязевых вулканов показало, что пораженная часть структуры оказывается значительно меньшей, чем площадь, занятая сопочным покровом.

§ 13.2. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа солянокупольных структур

Зоны нефтегазонакопления рассматриваемого типа могут иметь изометрические и внешне несколько неопределенные очертания, как, например, в пределах Прикаспийской и Примексиканской мегасинеклиз, или линейно вытянутую форму, как, например, в Днепровско-Донецкой впадине. Указанные особенности предопределяются в основном строением крупных структурных элементов, к которым они приурочены. В стадии поисковых работ, после открытия той или иной ассоциации солянокупольных структур, должен быть выяснен характер их генетических связей с крупными структурными элементами, что существенно облегчит оконтуривание всей зоны и разведку отдельных ее частей меньшим количеством скважин.

Для поисков и разведки зон нефтегазонакопления, приуроченных к ассоциации солянокупольных структур, успешно применяют геофизические методы исследований — гравиметрические, сейсмические и электроразведку. Бурением поисковых скважин выясняется нефтегазоносность не только собственно солянокупольных структур, но и межкупольных участков погребенных поднятий. Как показывает практика нефтегазопроисковых работ, к погребенным поднятиям местами могут быть приурочены крупные местоскопления нефти и газа. Вместе с тем большое внимание должно быть уделено выяснению характерных особенностей размещения различных генетических типов залежей нефти и газа (сводовых, тектонически экранированных, приконтактных, литологических, стратиграфических и др.) в пределах собственно солянокупольных структур, отличающихся по условиям формирования и расположен-

ных в различных частях изучаемой зоны.

Для обнаружения соляных куполов **применяют геологическую съемку, которая** в условиях хорошей обнаженности является вполне надежным методом. Детальная геолого-структурная съемка в сочетании с мелким картировочным бурением позволяет выявлять соляные купола, изучать основные черты и характер их строения, определять размеры и степень тектонической нарушенности, проследить отдельные разрывы, их амплитуды и др.

Для закрытых территорий при поисках соляных куполов полезно проведение геоморфологических, аэрокосмических и морфометрических исследований, а также составление геологических карт со снятием четвертичного покрова.

В процессе детальных нефтегазописковых исследований в солянокупольных областях большая роль принадлежит геофизическим методам разведки, которые успешно используют как для выявления прорванных и погребенных соляных куполов, так и для изучения особенностей их строения. С помощью этих методов изучают тектонику надсолевых отложений, выявляют и прослеживают дизъюнктивные нарушения и стратиграфические несогласия. Их успешно используют для исследования межкупольных пространств с целью выявления и изучения крупных структурных элементов и строения надсолевых отложений. В комплекс геофизических исследований обычно входит гравиразведка и сейсморазведка, а в отдельных случаях — магниторазведка и электроразведка.

Наличие в разрезе осадочного комплекса солянокупольных областей мощных соляных массивов и штоков, характеризующихся значительно меньшей плотностью по сравнению с вмещающими их терригенными породами, позволяет успешно использовать гравиметрические исследования для поисков солянокупольных структур.

Соляные купола в большинстве районов, по данным гравиметрических исследований, характеризуются локальными минимумами силы тяжести, часто

достигающими больших величин. Однако в отдельных случаях при наличии над соляными штоками мощных отложений кэпрока, состоящих из гипсов и ангидритов со сравнительно большой плотностью, соляные купола на гравиметрических картах могут не выделяться локальными отрицательными аномалиями либо характеризоваться положительными аномалиями небольшой величины.

Успешно применяют гравиметрические исследования для поисков соляных куполов в пределах Прикаспийской мегасинеклизы. Здесь этими исследованиями установлены границы распространения солянокупольной тектоники в районе Волгоградского Правобережья, в Саратовском Заволжье и в Эмбенском районе. На всей территории Прикаспийской мегасинеклизы выявлены многочисленные соляные купола. Детальные гравиметрические исследования, позволяющие изучать основные черты строения соляных куполов, их размеры, ориентировку, определять мощность кэпрока, являются основой для постановки более детальных поисковых работ (сейсморазведки, структурного бурения и др.).

Сейсмические исследования используют преимущественно для детализации строения соляных куполов. Благоприятные сейсмогеологические условия в большинстве солянокупольных областей позволяют изучать характер соляных штоков и особенности строения надсолевых и периферийных частей соляных куполов. Детальные сейсмические исследования в большинстве районов помогают выявлять тектонические нарушения и стратиграфические несогласия. В районах Прикаспийской мегасинеклизы сейсморазведку успешно применяют для изучения характера строения соляных массивов и штоков (методами МОВ, КМПВ и скважинной сейсморазведкой). На основе этих исследований установлено, что многие из изученных соляных куполов в пределах впадины имеют асимметричное строение. Один склон купола обычно пологий, а другой — крутой, часто осложненный сбросовыми нарушениями или соляными карнизами.

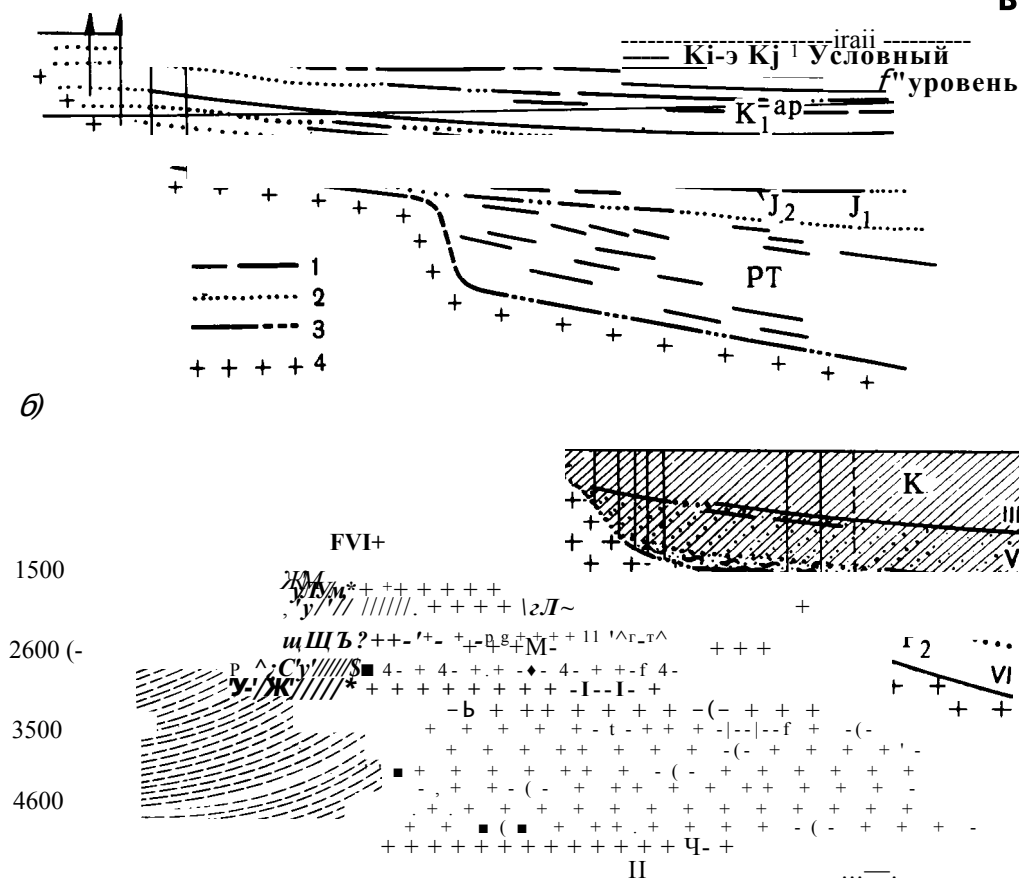


Рис. 13.7. Примеры сейсмических профилей, характеризующих особенности геологического строения структурных форм на различных глубинах:

a — юго-восточная часть местоскопления Кулсары (Западный Казахстан): / — отражающие площади; 2 — геологические границы отложений; 3 — кровля соляного ядра; 4 — галогенные отложения; *б* — центральная часть местоскопления Кулсары; III, V, VI, II — опорные сейсмические горизонты

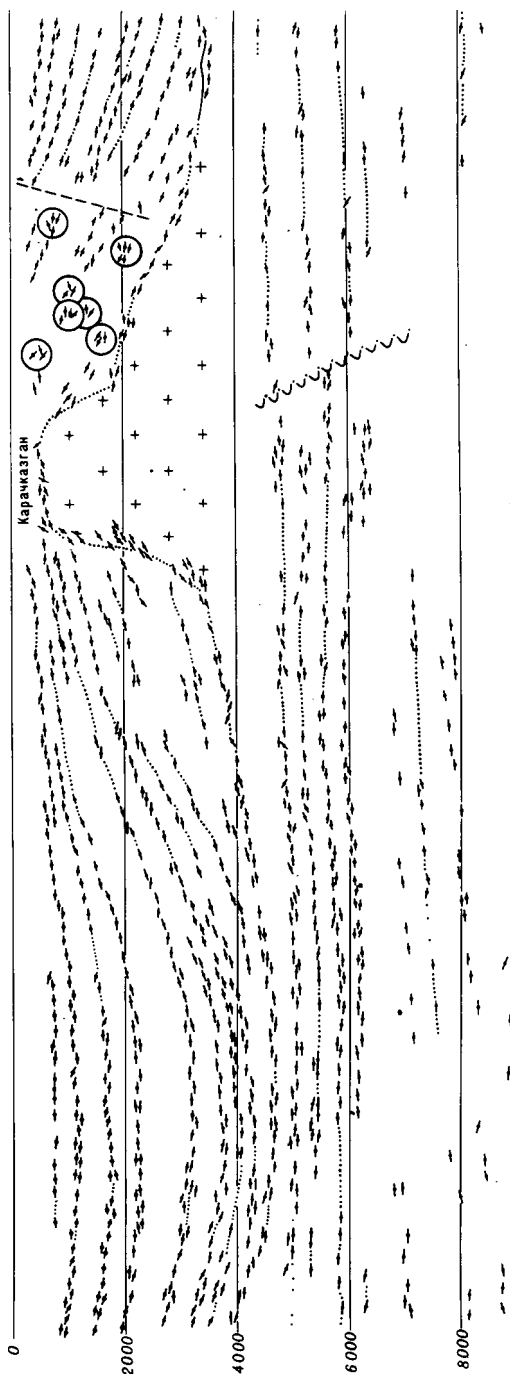
Сейсморазведку успешно применяют для выявления стратиграфических несогласий (рис. 13.7). Для изучения наиболее сложных участков соляных куполов большое значение имеет сейсморазведка методом РНП.

В Эмбенской нефтегазоносной области сейсмические исследования проводятся также для изучения межкупольных зон. Проведенные исследования показали, что эти зоны часто осложнены погребенными поднятиями, дизъюнктивной тектоникой и др.

Большое значение имеют сейсмические исследования для познания строения подсолевых отложений. При изучении межкупольных зон рекомендуется комплексирование модификаций сей-

сморазведки с другими геофизическими методами.

Высокую геологическую эффективность при региональных геофизических исследованиях показал метод РНП, (МРНП) который позволяет надежно изучать строение надсолевой, солевой и подсолевой частей разреза. В надсолевой части, где прослеживается большое количество протяженных отражающих горизонтов, по данным МРНП, четко вырисовывается строение соляных куполов. В местах разрывов отражающих горизонтов иногда наблюдаются участки скопления отражающих площадок — узлы дифракции — и по их совокупности устанавливаются дизъюнктивные нарушения. Подсолевые отло-



■→

60 =
(2) 5
a h *
o. 5
S H u
A ?
S 8
I i
* H
a b *
b w s
o3 f f
CQ = S

— m f
x 2
X 4 i
2 4 =
s s H
f. i B c c
c s =
o s
“ d j i
C i
X a R i
< S s
c 1) i
s i D a
u 4 m
es i to
a. l =

* 2 s
& ? S
s u s
s s s
a i l o
u, s
a o s
r i s s
s s
s U
a s

E q

2
X"

жения наиболее четко выделяются в межкуповых мульдах, где соленосные отложения практически отсутствуют, и под сводами обширных соляных куполов. По данным МРНП подсоловое ложе представляет собой размытую поверхность со сложным внутренним строением (блоковый характер, наличие структур, зон выклинивания). Часть одного из проведенных региональных сейсмических профилей МРНП представлена на рис. 13.8.

В условиях недостаточной изученности отдельных районов солянокупольных областей некоторую помощь может оказать использование корреляционных связей геологических и геофизических параметров. Так, по данным М. С. Арабаджи (1969), совместный анализ комплекса данных сейсморазведки, гравиразведки и бурения, проведенный по отдельным структурам или группе поднятий, позволяет устанавливать связь между различными геологическими параметрами (глубина залегания маркирующих горизонтов, мощность стратиграфических или литологических толщ) и значениями силы тяжести и использовать их для прогнозирования геологического строения еще не изученных или слабо изученных участков Прикаспийской впадины.

В отдельных солянокупольных областях в комплекс геофизических исследований входят магниторазведка и электроразведка, которые, однако, по сравнению с сейсморазведкой и гравиразведкой имеют подчиненное значение.

Наиболее успешно магниторазведку применяют для поисков соляных куполов в районах Днепровско-Донецкой впадины. Это обусловлено тем, что соляными куполами из глубоких горизонтов на поверхность выносятся отложения сильномагнитных диабазовых пород, создающих значительные магнитные аномалии.

При изучении солянокупольных областей и строения соляных куполов применяют электроразведку методом БЭЗ. Из-за бесконечно большого сопротивления каменной соли наиболее приподнятая поверхность соляных массивов на картах электроразведки обычно характеризуется более высокими значе-

ниями сопротивлений по сравнению со склонами соляных куполов.

Хорошие результаты получаются при выяснении строения соляных отложений методом ТТ.

При поисках нефти и газа в н.адсолевых отложениях эффективность геолого-поисковых работ можно повысить за счет широкого использования в комплексе поисковых методов дистанционных: аэрокосмических, аэрогеофизических и прямых геофизических методов.

При изучении солянокупольных структур нередко используют структурное бурение, проводимое на соляных куполах, выявленных геофизическими методами разведки. В его задачи входят изучение стратиграфии разреза отложений, уточнение строения отдельных блоков, прослеживание тектонических нарушений, стратиграфических несогласий и в отдельных случаях выявление залежей нефти и газа.

С соляными куполами могут быть связаны залежи нефти и газа различного типа. Практикой поисковых работ установлено, что наиболее перспективными являются погребенные (закрытые) соляные купола. Купола, полностью прорывающие осадочную толщу, в большинстве случаев будут неблагоприятными для сохранения скоплений нефти и газа. Над погребенными (закрытыми) соляными куполами возможно наличие сводовых залежей нефти и газа; в приконтактных частях соляного штока — литологических и приконтактных, а по периферии куполов — тектонически и стратиграфически экранированного типа. В отдельных случаях контакт соли с осадочными образованиями неровный и под выступами соли залегают пласты, насыщенные нефтью.

В последнее время в солянокупольных областях большое внимание уделяется исследованиям межкуповых зон, в которых в ряде районов (например, в Прикаспийской мегасинеклизе) выявлены межкуповые структуры, резко отличающиеся от типичных соляных куполов и представляющие собой крупные куполовидные слабонарушенные и относительно простого строения поднятия с глубокопогруженным соляным ядром. Эти поднятия оцениваются

как весьма перспективные в нефтегазовом отношении.

Поисковые скважины обычно закладываются короткими профилями вкрест простирающихся структур и предполагаемых залежей нефти и газа. Эффективность поисковых скважин зависит от степени подготовленности структур. Ее можно повысить:

за счет комплексирования структурно-поискового бурения с сейсморазведкой. Совместное их проведение позволяет значительно улучшить качество и уменьшить время подготовки структур к глубокой разведке и снизить количество поисковых скважин;

за счет использования возможности наклонно направленных скважин, позволяющих провести ствол скважины параллельно склону соляного купола и тем самым вскрыть несколько нефтяных горизонтов. Кроме того, если поисковая скважина вскрывает интрузию каменной соли, то ствол ее может быть направлен в противоположную сторону с таким расчетом, чтобы выйти из пределов ядра складки и войти в осадочные образования.

Лучшие результаты получаются при системе разведки снизу вверх, позволяющей изучать нефтегазоносность всего разреза первыми же скважинами.

§ 13.3. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа рифогенных образований

Поиски и разведка зон нефтегазонакопления, связанных с рифогенными образованиями, прежде всего должны быть направлены на определение местонахождений рифовых массивов и выяснение основных условий их образования и формирования.

Зоны рифогенных образований могут протягиваться на сотни километров и состоять из десятков массивов, поэтому разведка единичными поисковыми скважинами одновременно нескольких (трех-четырех) крупных рифов, равномерно расположенных по всей территории, позволит дать предварительную оценку всей зоны в целом и выявить с минимальной затратой средств наиболее оптимальные условия

для последующей концентрации разведочных работ. Кроме того, охват поисковым бурением одновременно нескольких рифовых массивов позволит в кратчайшие сроки выявить преимущественно нефтеносную и газоносную части изучаемой зоны рифогенных образований и дать сравнительную их характеристику.

Поиски зон развития погребенных рифовых массивов представляют определенные трудности. В основном это объясняется тем, что каждый регион характеризуется своими геологическими особенностями, требующими выработки своего комплекса поисково-разведочных работ.

По своей морфологии рифы подразделяют на рифовые системы (береговые, барьерные и краевые) и одиночные рифы (В. Г. Кузнецов, 1971). Береговые рифы обычно располагаются вблизи берега на подводной части берегового склона; барьерные и краевые рифы, наоборот, образуются вдали от берега и обычно приурочены к окраине шельфа, совпадающей с крутым склоном бассейна. При этом береговые рифы отличаются от краевых тем, что с внешней стороны ограничиваются глубоководными депрессионными, а с внутренней — мелководными лагунными отложениями; краевые же рифы со всех сторон окружены мелководными фациями. Одиночные рифы обычно окружены со всех сторон морем сравнительно одинаковой глубины и приурочиваются к отдельным поднятиям дна бассейна (к сводам поднятий, эрозионным останцам, вулканическим конусам и др.). Кроме того, по морфологии рифы подразделяются также на грибовидные, плоские (или столовые) и конусообразные (или островершинные).

При прогнозировании районов расположения возможных зон рифовых систем должен проводиться детальный анализ геологических материалов и в первую очередь фациальный и палеогеоморфологический анализы дна бассейна. Системы барьерных и краевых рифов обычно располагаются на склонах шельфов. В разрезе зоны этих систем отображаются резким возрастанием градиентов мощностей, а барьерные рифы

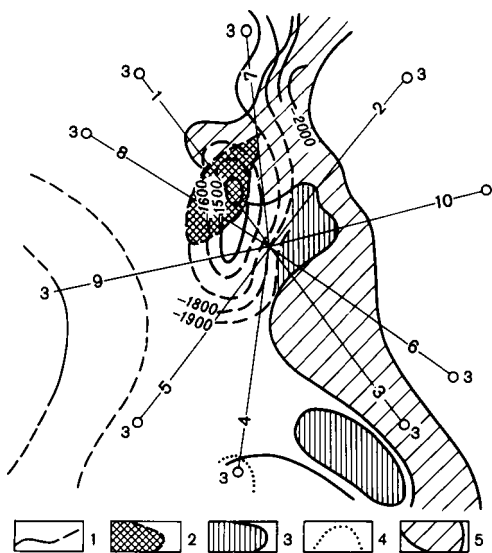


Рис. 13.9. Структурная карта рифовых массивов Казлаирской площади по данным скважинной сейсморазведки:

1 — изогипсы преломляющей границы; 2 — контуры нефтеносности; 3 — участки предполагаемых рифов по данным КМПВ; 4 — контур зоны, в пределах которой материалы КМПВ не удалось интерпретировать; 5 — бортовой уступ по данным КМПВ

фы, кроме того, переходом от лагунных мелководных к глубоководным депрессионным фациям. Указанный анализ может проводиться путем детальной посплойной корреляции разрезов скважин, а в отдельных случаях с помощью сейсморазведки и иногда гравиразведки. Например, комплексирование сейсмических и гравиметрических исследований позволило проследить границы Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов, на бортах которых выявлены рифы.

При изучении рифовых систем и поисках отдельных рифов широко применяют геофизические исследования. Рифовые тела, по сейсмическим данным, отражаются положительными структурами в перекрывающих отложениях, расхождениями отражающих площадок под рифом и часто отсутствием или плохим качеством отражений непосредственно в рифогенных образованиях. В нашей стране значительные успехи при поисках рифов получены при применении сейсморазведки МРНП в Предуральском прогибе и Камско-Кинельской системе прогибов.

Для выявления рифов ведущую роль играют также гравиразведка и в отдельных случаях электроразведка. Рифовые тела, особенно на небольших глубинах, из-за наличия менее плотных пород вокруг них обычно характеризуются положительными аномалиями. При этом наиболее четко они выделяются на картах остаточных аномалий при снятии регионального фона. По данным электроразведки, рифы при небольших глубинах могут отображаться аномалиями высоких значений кажущихся сопротивлений, соответствующих непосредственно рифогенным образованиям или поднятиям в перекрывающих рифы отложениях.

Для поисков и разведки рифов значительный эффект может дать метод скважинной сейсморазведки, при котором пункты наблюдения или разрыва располагаются в отдельных поисковых и разведочных скважинах, пробуренных в зоне развития рифовых массивов. Глубины скважин определяют радиус сейсмических исследований вокруг нее. Метод скважинной сейсморазведки позволяет более надежно изучить сложно построенные, крутопадающие сейсмические границы, наметить положение рифовых массивов и детализировать особенности их строения. Применение этого метода в пределах рифовой зоны Предуральского прогиба дало возможность в ряде случаев установить положение рифовых тел и тем самым исключить бурение значительного количества непродуктивных скважин.

На рис. 13.9 в качестве примера приведена Казлаирская площадь, на которой, по данным бурения и сейсмических исследований КМПВ и МНРП, вершина рифового массива не была установлена. Проведение скважинной сейсморазведки позволило установить наличие вершины рифа к северо-западу от исследованной скважины, что и подтвердилось бурением последующей скважины.

Для поисков нефтегазоносных рифовых массивов в Предуральском прогибе применялись также радиометрические исследования, установившие в ряде случаев совпадение минимумов радиоактивности с местонахождением

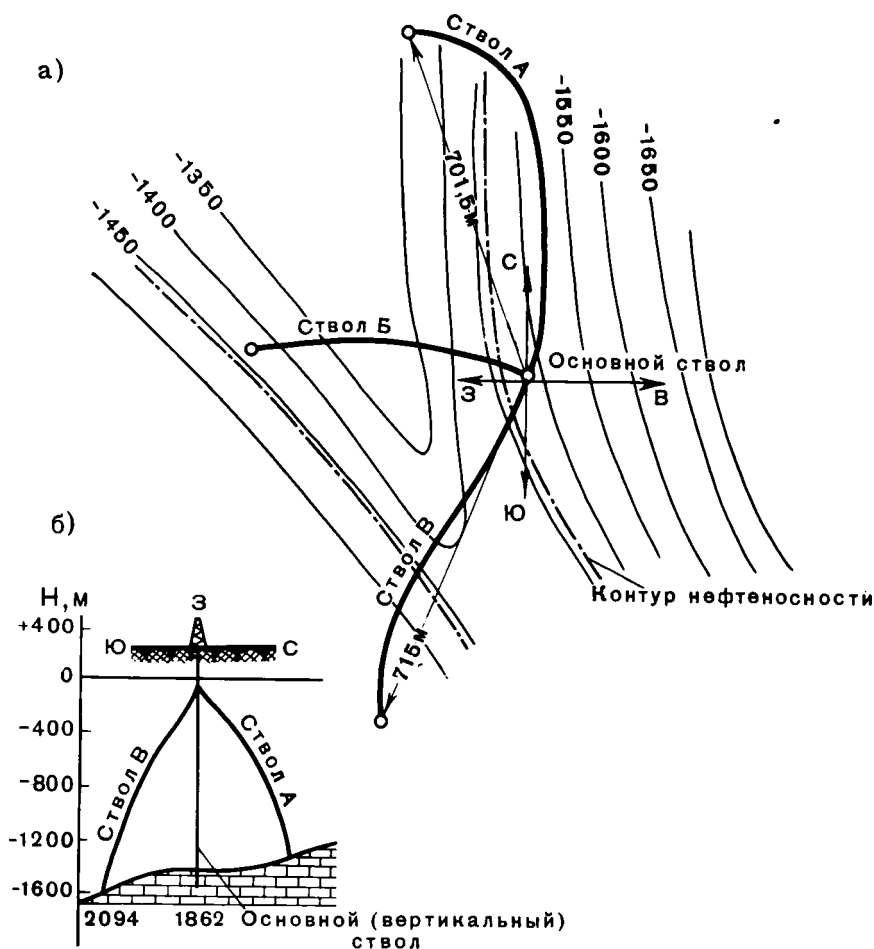


Рис. 13.10. Схема поисков залежей нефти наклонно направленными скважинами в рифогенном массиве:
а — план; б — профиль

рифов (Введенковским, Старо-Казанковским и др.).

При благоприятных результатах геофизических исследований в зонах возможного развития рифовых массивов проводится структурно-поисковое бурение. Скважины обычно закладываются профилями вкрест простираения перспективной полосы. Расстояния между скважинами, как правило, принимают небольшими — 1,2—1,5 км. После обнаружения рифового массива разведочные скважины закладывают для опробования нефтеносных известняков и подготовки местоскопления к разработке.

Учитывая небольшие размеры погребенных массивов Башкирии, вместо ряда отдельных разведочных скважин,

расположенных на расстоянии 500—600 м друг от друга, практикуют бурение многоствольных скважин, которые кроме основного ствола имеют три-четыре дополнительных с отклонением забоев на 600 м от основного. Многоствольное бурение успешно применяют в рифовой зоне и с целью поиска. В случае вскрытия основным стволом подножия рифа дополнительный ствол направляется в сторону подъема рифовых известняков (рис. 13.10).

Применение бурения многоствольных скважин при поисках погребенных рифовых массивов дает значительную экономию времени и материальных затрат.

При поисках рифов особое внимание должно уделяться анализу материа-

лов бурения. Важное значение имеет проведение детальной стратификации и сопоставления разрезов скважин по всему имеющемуся комплексу керновых и промыслово-геофизических материалов, на основе чего должны составляться детальные карты мощностей, структурные и литолого-фациальные карты и профили, позволяющие рассматривать морфологию изучаемых рифогенных образований, их фациальные соотношения с окружающими породами и структурные планы перекрывающих и подстилающих отложений.

В СССР рифовые местоскопления имеют широкое распространение. В этом отношении перспективны южные и северные районы Предуралья, прогиба, борта Камско-Кинельской системы прогибов; рифовое обрамление на бортах Прикаспийской мегасинеклизы. Рифовые местоскопления обнаружены в Западном Узбекистане, в Волгоградской, Саратовской и Куйбышевской областях, в Татарии и Башкирии, в Тимано-Печорской депрессии и других районах. Все это дает основание надеяться, что местоскопления нефти и газа, связанные с рифами, в ближайшие годы сыграют существенную роль в добыче нефти и газа в стране.

§ 13.4. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа литологического типа

В СССР и за рубежом широко известны не только локальные скопления, но и местоскопления — гиганты и зоны нефтегазонакопления литологического типа, поиски и разведка которых приобретают все большее значение.

В некоторых районах нашей страны перспективы поисков скоплений этого типа являются высокими. Однако в ряде случаев к их поискам приступают, когда фонд структурных ловушек уже исчерпан. В основном это связано с тем, что рациональная методика поисков и разведки литологических скоплений нефти и газа к настоящему времени разработана недостаточно. Особенности размещения скоплений нефти и газа литологического типа предпо-

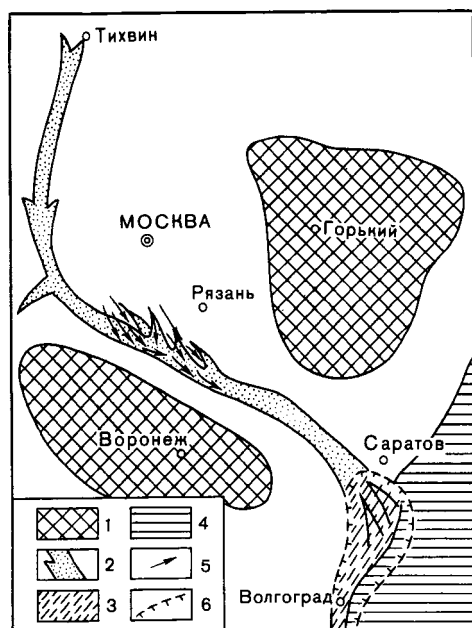


Рис. 13.11. Палеогеографическая схема Тихвин-Саратовской палеореки бобриковского времени (по В. А. Гроссгейму)

деляют более сложную методику их поисков и разведки. Поиски скоплений нефти и газа данного типа должны основываться на комплексных палеотектонических, литолого-палеогеографических, палеогеоморфологических и других исследованиях, позволяющих выявить зоны выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пластов слабопроницаемыми по восстанию слоев, зон распространения прибрежно-аккумулятивных валоподобных образований, а также погребенных дельт и русел, с которыми связаны эти скопления нефти и газа. Особенно важны на стадии прогнозирования и поисков литологических скоплений нефти и газа палеогеографические и палеогеоморфологические реконструкции.

Литолого-палеогеографические методы определения генезиса и морфологии песчаных и других тел позволяют установить пространственное размещение литологических ловушек и наиболее перспективные участки для постановки поисковых работ. К этим методам относятся общий фациальный, гранулометрический, минералогический, тектурный и др., комплексное применение которых дает возможность проводить

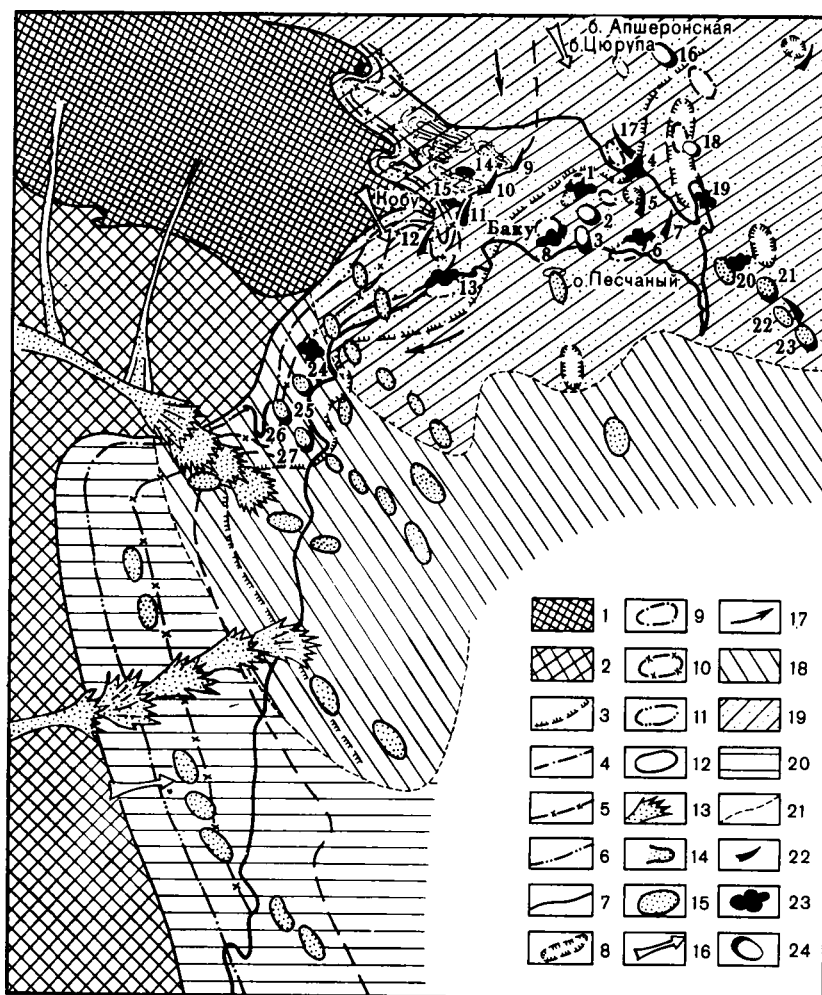


Рис. 13.12. Литолого-палеогеографическая схема распространения продуктивной толщи на западном борту Южно-Каспийской впадины (по В. Ю. Керимову):

1 — высокогорная суша; 2 — суша. Линии выклинивания: 3 — Кас; 4 — ПК; 5 — КС; 6 — НКП; 7 — НКГ. Острова во время: 8 — Кас; 9 — ПК; 10 — КС; 11 — НКП; 12 — НКГ; 13 — палеодельты; 14 — палеокосы; 15 — палеотмели (банки); 16 — направление сноса обломочного материала; 17 — направление течений; 18 — чередование песков и глин; 19 — то же, с преобладанием песков; 20 — то же, с преобладанием глин; 21 — границы литологических комплексов. Залежи нефти и газа: 22 — стратиграфические, 23 — литологические, 24 — комбинированные. Нефтегазоносные площади (цифры на схеме): 1 — Сураханы; 2 — Карачухур; 3 — Зых; 4 — Бузовны-Маштаги; 5 — Кала; 6 — Гоусаны; 7 — Тюркяны; 8 — Бибиэйбат; 9 — Бинагады-Чакнаглар; 10 — Сулутепе; 11 — Шабандаг; 12 — Локбатан; 13 — Карадаг; 14 — Гездек; 15 — Шонгар; 16 — б. Апшеронская; 17 — Мардакяны-море; 18 — о. Дарвина; 19 — о. Артема (северная); 20 — Гюрганы-море; 21 — о. Жилой; 22 — Грязевая Сопка; 23 — Нефтяные Камни; 24 — Дуваный; 25 — Дашгиль; 26 — Солахия; 27 — Котурдаг

широкие палеогеографические реконструкции.

Примером комплексных исследований является палеогеографическая реконструкция части территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для бобриковского времени (Гроссгейм,

1978), в результате которых удалось восстановить не только морские и прибрежные обстановки, но и русло большой реки, прослеженное на 900 км от Тихвина до Саратова (рис. 13.11).

Литолого-палеогеографическая реконструкция была проведена для про-

дуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины (В. Ю. Керимов, 1983), позволившая определить направление сноса обломочного материала и течений, прибрежные аккумулятивные образования, погребенные дельты палео-Куры и палео-Аракса (рис. 13.12). Анализ палеогеографической обстановки в век продуктивной толщи показал, что при последовательном расширении границ бассейнов отдельных свит в пределах западного борта Южно-Каспийской впадины создавались благоприятные условия для образования различных типов литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа. Таким образом были определены условия формирования и направления поисков как литологических, так и стратиграфических ловушек и связанных с ними скоплений нефти и газа.

Распределение различных литолого-фациальных зон и развитие коллекторов, с которыми связаны литологические ловушки и скопления нефти и газа, в значительной степени зависят от особенностей тектонического строения и геологического развития изучаемой территории. В связи с этим изучение зависимости фациально-палеогеографических обстановок от тектонических условий позволит прогнозировать и успешно вести поиски литологических скоплений нефти и газа. Так, установлено, что зоны выклинивания коллекторов и границы фаций обычно приурочены к склонам и бортам древних крупных структурных элементов (сводовые и валоподобные поднятия, впадины и прогибы); выклинивание коллекторов наблюдается на крыльях и периклиналях конседиментационных поднятий; прибрежные аккумулятивные образования широко распространены в краевых частях впадин и прогибов и др. В целом скопления нефти и газа литологического типа встречаются в различных тектонических структурах — платформенных, геосинклинально-складчатых и переходных территориях — и носят повсеместный характер. Однако некоторое их преобладание наблюдается в структурных элементах платформенного типа. Если по известным факторам (генезис, морфология и закономерности раз-

мещения складчатости и разрывных дислокаций) условия распространения структурных залежей нефти и газа в платформенных, складчатых и переходных территориях отличаются друг от друга, то для литологических залежей они во многом схожи.

Весьма важно проведение детальных исследований для отдельных ярусов, свит, горизонтов, дающих возможность локального прогноза литологических ловушек.

При поисках шнурковых залежей типа баров особое значение имеет проведение детальных палеогеографических исследований с целью выявления береговых зон древних морских бассейнов. В качестве примера на рис. 13.13 показана методика поисков залежей нефти, связанных с барами. На данном рисунке совмещены две карты. Первая — структурная карта поверхности баровых песков, построенная относительно репера «дейтум», находящегося в непосредственной близости от них, — отражает существовавший топографический рельеф песков. На этой карте изолинии плюсовые — в участках, где поверхность песков залегает выше репера «дейтум», и минусовые — в участках, где поверхность песков залегает ниже этого репера. Бары изображены в виде серии субпараллельных топографических гребней с более высокими относительными отметками. На второй карте построенной по реперу «дейтум», четко отображено несколько структурных носов, погружающихся в северо-западном направлении. Совмещение карт позволяет выяснить условия залегания скоплений нефти. Как видно, залежи нефти фиксируются в участках, где структурные носы пересекают баровые тела вследствие чего границы выявлены нефтяных залежей с трех сторон контролируются водонефтяным контактом параллельно изогипсам структурной карты, а с четвертой — переходом баровых песков в глины. На основании установленной закономерности предполагается наличие семи новых нефтяных залежей, которые на карте заштрихованы.

Большое количество таких залежей имеется в зарубежных странах. Так, геологический разрез залежей Сикс-

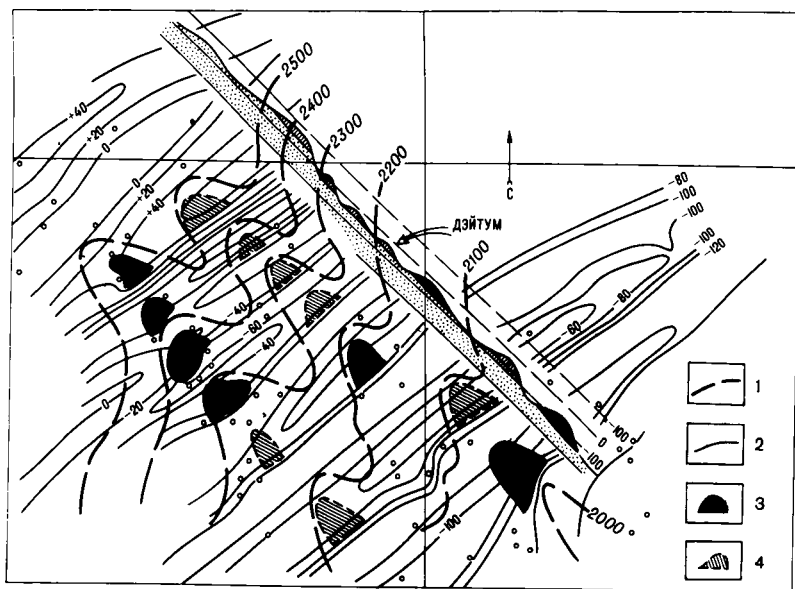


Рис. 13.13. Пример выявления залежей нефти, связанных с барями (по А. Буцу):

1 — изогипсы структурной карты поверхности баровых песков относительно репера «дейтум»; 2 — изогипсы структурной карты по реперу «дейтум». Залежи нефти: 3 — установленные; 4 — предполагаемые

Лейке показывает, что песчаные отложения, образующие шнурковую ловушку, имеют плоские основания и сводообразные кровли. Размеры шнурковой нефтяной залежи Церера в штате Оклахома составляют в среднем 0,3 км в ширину и 17 км в длину. Песчаное тело почти целиком заполнено нефтью. По форме и характеру песчаный массив представляет собой ископаемый захороненный прибрежный бар (рис. 13.14).

При поисках местоскоплений нефти и газа, приуроченных к погребенным песчаным барам и крупным песчаным линзам внутри глинистых толщ, некоторую помощь может оказать изучение структур уплотнения, связанных с песчаными телами. Вследствие различного уплотнения песков и глин в глинистых толщах над песчаными барями и крупными песчаными линзами образуются структуры уплотнения, величина которых зависит от мощности, величины и формы песчаных тел. Обычно амплитуда структур уплотнения является небольшой — не превышает 20—25 м, а форма структуры часто соответствует изопакитам песчаного тела и выражается в виде небольших антиклинальных и куполовидных поднятий, структурных

носов и террас. Используя указанную зависимость в Канзасе и Оклахоме (США), поиски погребенных песчаных линз, связанных с береговыми барями, проводят при помощи детальной микроструктурной съемки.

Большое значение для локального прогноза и крупномасштабного картирования зон и участков развития литологических ловушек имеют детальное расчленение и корреляция разрезов.



Рис. 13.14. Карта залежи Южная Церера (Оклахома)

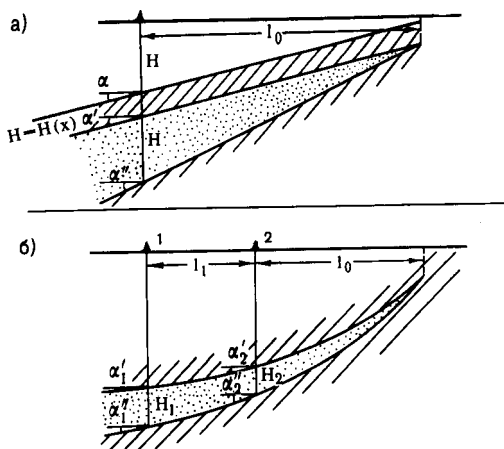


Рис. 13.15. Определение месторасположения линии выклинивания коллекторов

Наряду с традиционными методами, широко используемыми при расчленении и корреляции разрезов, в последние годы успешно применяют различные статистические и другие методы; некоторые из них используют для локального прогноза литологических ловушек. Среди них могут быть рекомендованы методы скользящего осреднения, динамического прогнозирования, оптимального расчленения и корреляции разрезов, а также методика прогноза типа ловушек с использованием их формализованных моделей.

Для прогнозирования и поисков ловушек как литологического, так и стратиграфического типа важное значение имеет местоположение линии выклинивания коллекторов и в целом отдельных литолого-стратиграфических единиц. Определение и трассирование линии выклинивания проводится в основном путем составления палеогеографических, палеотектонических и литолого-фациальных карт и схем. Однако для их построения необходимо большое количество данных как поисковых скважин, так и геофизических исследований, которые на региональном этапе иногда отсутствуют. Построение этих карт на основе малочисленных данных чревато опасностью допущения больших погрешностей при определении положения линии выклинивания коллекторов. В связи с этим авторами разработана методика, позволившая на основе данных одной

или двух скважин, находившихся в зоне выклинивания, определить положение линии выклинивания. По данным одной скважины (рис. 13.15, а), если известны мощность пласта H , углы падения кровли α' и подошвы α'' , можно определить расстояние от скважины до линии выклинивания: $l_0 = H / (\alpha'' - \alpha')$.

Эта формула дает определенную погрешность, поэтому ею целесообразно пользоваться лишь для проектирования второй поисковой скважины.

При наличии двух скважин в зоне выклинивания (рис. 13.15, б), если известны параметры выклинивающегося пласта в двух точках, т. е. известны мощности пласта H_1 и H_2 , углы падения кровли α_1' и α_2' и подошвы α_1'' и α_2'' , расстояние до линии выклинивания l_0 предлагается определить по формуле $l_0 = (H_2' - 4mT - AH_2H'') / (2H'')$, где $H'' = \{H(-m)\} / l_1$
 $H_2' = \alpha_2'^2 - \alpha_2''^2$

Важное значение имеют палеогеоморфологические исследования, позволяющие восстанавливать существовавший рельеф, во многом определявший распространение коллекторов. Региональные зоны литологического выклинивания, как правило, контролируются крупными формами рельефа, обычно совпадающими с границами структурных элементов и флексурами, выраженными в рельефе дна бассейна батиметрическими уступами. Отдельные литологические ловушки в зонах выклинивания контролируются формами рельефа меньшего порядка. На основе палеогеоморфологических исследований составляются палеогеоморфологические карты. Они, давая как бы «отпечаток» топографии нижележащей поверхности, должны характеризоваться необходимой детальностью и составляться последовательно для небольших интервалов разреза. Для поисков литологических залежей нефти и газа весьма важное значение имеет установление связи характера палеорельефа с развитием коллекторов. С этой целью на палеогеоморфологические карты, изображенные в изолиниях, необходимо наносить распространение и мощности коллекторов. Это позволяет установить, к каким

изолиниям геоморфологических уровней приурочено развитие различных генетических типов коллекторов (баров, аккумулятивных террас, выклинивающихся пластов и др.) и тем самым наметить новые зоны, перспективные для поисков указанных ловушек.

Кроме выше отмеченных методов и методических приемов прогнозирования литологических ловушек в ряде регионов в зависимости от характерных особенностей условий формирования ловушек и связанных с ними скоплений нефти и газа литологического типа предлагаются другие методы прогнозирования и поисков. В частности, известно, что в Западно-Сибирском нефтеносном регионе из выявленных к настоящему времени более 1100 залежей У В около 340 в различной степени осложнены латеральным экраном (И. И. Нестеров и др., 1983).

В терригенных мезозойских отложениях Западной Сибири широким развитием пользуются конкреционные карбонатные образования, представленные в продуктивных горизонтах постседиментационными линзами известковых песчаников и алевролитов. Мощность этих линзовидных тел изменяется от нескольких сантиметров до 5—7 м, чаще встречаются тела мощностью 0,4—0,8 м. Протяженность линз составляет от 20—30 см до 5—12 м. Результаты исследований по закономерностям пространственного распространения вышеописанных линз в продуктивных пластах Западной Сибири как в пределах отдельных литологических ловушек, так и для региональных зон развития позволили И. И. Нестерову и др. (1983) разработать и предложить новую методику прогнозирования данного типа ловушек и зон, основанных на конкреционном анализе.

Важное значение для поисков литологических залежей нефти и газа имеют геофизические методы. С помощью сейсморазведки определяют неоднородность стратиграфического разреза, границы литолого-стратиграфических комплексов (пластов, горизонтов), место нахождения отражающих площадок, которые более всего связаны с литологическими и стратиграфическими неод-

нородностями пластов. Сейсмические методы исследования позволяют устанавливать и оконтуривать рукавообразные ловушки, которые весьма широко развиты в природе, но трудноуловимы вследствие своего прихотливого залегания и малых поперечных размеров.

Одним из эффективных геофизических методов для поисков как литологических, так и стратиграфических ловушек нефти и газа являются сейсмо-стратиграфические исследования (Г. Н. Гогоненков, Н. Я. Кунин, Ю. А. Михайлов, 1983). Здесь основное внимание уделяется определению литолого-фациального состава отложений, выделению коллекторских толщ, горизонтов-экранов, оценке флюидонасыщения коллекторов. Получение указанной информации обеспечивается комплексным анализом особенностей волнового поля, очищенного от кратных волн, данных о пространственном поведении пластовых скоростей, амплитуд, частот, полярности отраженных волн и некоторых других параметров. Выделение ловушек производится по специфическим признакам в каждой сейсμοфациальной зоне. Например, для сейсмических фаций шельфа и прибрежий, отличающихся первично-горизонтальным залеганием и параллельной слоистостью, первоочередное внимание следует уделять замкнутым латеральным аномалиям сейсмической записи и аномалиям других параметров, значительно превышающим уровень погрешностей их оценки. Картирование и классификация таких аномалий позволяют выделять в карбонатных разрезах зональные дельтовые, баровые и каналовые ловушки в терригенных разрезах, проницаемые зоны, включая рифогенные тела.

Особую роль при поисках ловушек нефти и газа литологического типа имеет **картирование клиновидных седиментационных тел**, отражающих этапы заполнения некомпенсированных бассейнов и, как правило, образующие системы тел латерального наращивания склонов палеобассейнов.

Для расшифровки сейсмостратиграфических исследований проводятся работы в известных нефтедобывающих районах, располагающих фондом лито-

логических и стратиграфических ловушек. Эти работы дают возможность изучить изменение коллекторских свойств и флюидонасыщения основных продуктивных горизонтов. Систематизация данных акустического и гамма-гамма-каротажа, двумерное и трехмерное моделирование позволяют оценить возможности сейсморазведки и выявить сейсмические эффекты, связанные с вероятными ловушками стратиграфического и литологического экранирования.

Для прогнозирования и выявления песчаных тел, составляющих объем литологической ловушки, используют данные промысловой геофизики, главным образом кривые самопроизвольной поляризации.

Впервые каротаж был использован для литологических построений в середине 50-х годов в США (Р. Г. Нанц) и с тех пор неоднократно применялся при поисках литологических ловушек нефти и газа (С. Д. Пирсон, С. Сайта, Г. С. Вишер, Ю. В. Шелтон и др.).

У нас в стране аналогичные работы были проведены в 60—70-х годах (В. С. Муромцев и др.), в результате которых в юрских продуктивных отложениях Мангышлака были установлены и детально исследованы по естественным обнажениям, керну и каротажу скважин отложения аллювиального, прибрежно-морского и дельтового (переходного) генезиса. Благодаря наличию естественных обнажений, расположенных в непосредственной близости от хорошо разбуренных местоскоплений, комплексно был изучен имеющийся материал, подтвердивший и выявивший ряд зависимостей между литофизическими свойствами терригенных пород и характером изменения электрометрических характеристик, в частности кривой самопроизвольной поляризации (ПС). Это позволило для каждой фации континентальной, прибрежно-морской и дельтовой обстановок осадконакопления установить электрометрические модели фаций, каждая из которых характеризуется индивидуальными особенностями строения кривой ПС. На основании выявленных зависимостей между характером изменения электрометрических характеристик изучен-

ных фаций и литофизическими свойствами слагающих их пород этими же исследователями разработана система диагностических признаков. Основные диагностические признаки дают возможность по каротажным диаграммам устанавливать обстановки осадконакопления, фациальную природу вскрываемых отложений, выявлять последовательность смены условий седиментации, положение осевых зон и зон выклинивания пород-коллекторов, что имеет важное значение при поисках ловушек литологического типа. В тех случаях, когда результаты, получаемые с помощью кривых ПС, требовали уточнения или проверки, использовался метод естественной гамма-активности (ГК). Таким образом, указанные методики дают возможность осуществлять локальный прогноз песчаных тел-коллекторов и их глинистых экранов по электрометрическим моделям фаций в скважинах, бурящихся с ограниченным отбором (или вообще без отбора) керна, и направлять поисковое бурение в наиболее перспективные районы (В. С. Муромцев, 1982, 1983).

Одним из путей повышения эффективности поисково-разведочных работ на залежи нефти и газа литологического типа является разработка рациональной методики размещения и проведения как поискового, так и разведочного бурения.

Зоны возможного распространения нефтегазонакопления, выделенные на палеогеографических, литолого-фациальных и палеотектонических картах, разбуриваются профилями поисковых скважин с проведением в них комплекса геофизических и геохимических исследований. После установления в разрезе первых скважин песчаных пластов последующие скважины должны закладываться на участках, наиболее благоприятных для формирования в них скоплений нефти и газа.

Для поисков зон нефтегазонакопления, связанных с зонами выклинивания на склонах и прибортовых частях крупных структурных элементов, целесообразно одновременное проведение ряда профилей, расположенных на значительных расстояниях друг от друга, с

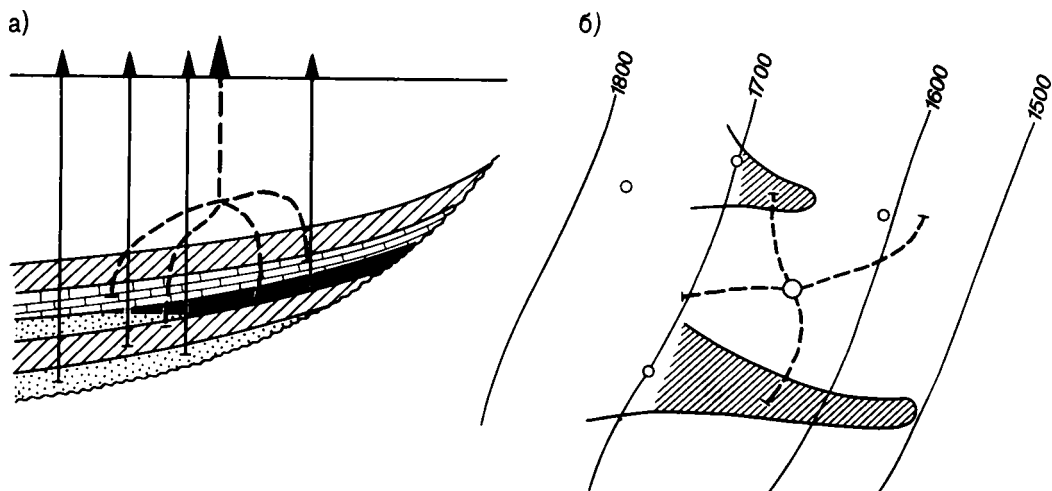


Рис. 13.16. Бурение многоствольной скважины в зоне распространения литологических ловушек и залежей

учетом степени фациальной изменчивости пород коллекторов. Скважины в профилях следует размещать в шахматном порядке, а расстояния между ними выбирать в зависимости от степени изменений мощностей толщ коллекторов. На первом этапе более целесообразно проводить бурение при значительных расстояниях между скважинами (до 5 км), а затем, при установлении примерного положения зон выклинивания коллекторов, необходимо сгущать скважины для выяснения их точных границ. Дальнейшая разведка залежей нефти и газа проводится небольшими поперечными профилями для прослеживания по простиранию границ выклинивания коллекторов и выяснения характера их нефтегазоносности.

Значительно повышает эффективность при поисках и разведке литологических залежей использование кустовых наклонно направленных скважин. Бурение многоствольной скважины проводят таким образом, чтобы каждый ее ствол вскрывал различные участки выклинивающегося нефтегазоносного пласта (рис. 13.16, а). Это позволяет опосредованно литологические залежи нефти и газа единой сеткой кустовых наклонно направленных скважин (рис. 13.16, б).

Экономический эффект от разбуривания площади таким методом очень высок и складывается из сокращения стро-

ительно-монтажных и демонтажных работ, уменьшения объема подготовительных работ, экономии материалов, сокращения времени на бурение и др.

Наклонно направленную ориентированную скважину бурят таким образом, чтобы при достижении глубины залегания предполагаемого нефтегазоносного горизонта, в котором прогнозируется литологическая залежь, дальнейшее бурение проводилось не перпендикулярно, а вдоль напластования. Это позволяет на большом пространстве исследовать пласт и выявить залежь нефти и газа (рис. 13.17).

Если перспективы открытия литологических залежей связаны не с одним, а с несколькими предполагаемыми нефтегазоносными горизонтами, то можно рекомендовать бурение наклонно направленной кустовой скважины. Каждый ствол при достижении глубины

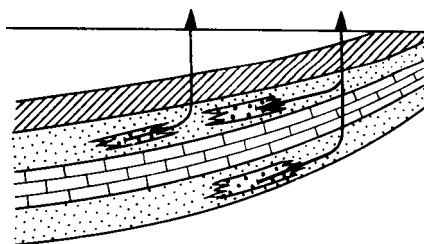


Рис. 13.17. Бурение наклонно направленной многоствольной ориентированной скважины в зоне распространения линзовидных залежей газа

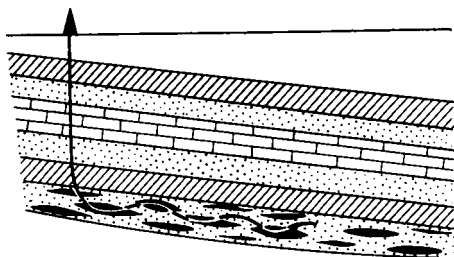


Рис. 13.18. Бурение скважин с волнообразным стволом в зоне распространения линз коллекторов

проектных горизонтов бурится вдоль напластования, что позволяет одной такой скважиной вести поиски и разведку сразу в нескольких горизонтах на относительно большом пространстве.

В практике поисков и разведки залежей нефти и газа известны случаи, когда УВ сконцентрированы в линзах внутри горизонтов, имеющих небольшую мощность, представленных чередованием песчаников или песков с прослоями глин и глинистых сланцев.

В диатомовых слоях Апшеронского полуострова (площади Бинагады — Чахнагляр — Масазыр) нефтегазоносная верхняя часть (Д4) литологически представлена битуминозными листоватыми глинистыми сланцами, чередующимися со сланцеватыми глинами с прослоями желто-бурых пеплов. Сланцы расчленяются на очень тонкие листочки, имеющие в обломках вид слипшихся книжных страниц.

В этом случае для полного и поочередного охвата вскрытием отдельных линз или межслойных пространств целесообразно бурение скважин с одним волнообразным стволом большой протяженности (рис. 13.18).

Известно, что определение и вскрытие предполагаемых продуктивных объектов производится на основе выполнения комплекса геофизических исследований, по результатам которых выделяется представляющий интерес объект. Недостаток этого способа — в разрезе скважин, как правило, опробуются наиболее мощные, имеющие хорошие каротажные показания, высокие коллекторские свойства и выдержанные по всей площади песчаные пласты, а мало-мощные выклинивающиеся песчаные

пласты, даже при хороших каротажных показаниях, не опробуются. При отрицательных результатах опробования структура оценивается как ненефтегазоносная и поисково-разведочные работы прекращаются.

Разработанная методика повышает эффективность поисково-разведочных работ за счет опробования маломощных выклинивающих пластов-коллекторов. Для этого в пробуренной скважине отбирают керн из мощных, оказавшихся в результате опробования непродуктивными пластов-коллекторов, устанавливают в нем наличие остаточной нефти, выявляют ее связь с высокими удельными электрическими сопротивлениями, устанавливают палеоструктурным анализом расположенность скважины в пределах свода палеоструктуры и в случае выполнения этих условий судят о наличии залежей нефти и газа в маломощных выклинивающих к своду палеоструктуры пластах-коллекторах с положительными каротажными показаниями. Природа положительных показаний электрического каротажа в водоносных пластах-коллекторах обусловлена влиянием остаточной нефти, сохранившейся в порах после разрушения (перемещения) залежей нефти и газа. Разрушению (перемещению) подвергаются, как правило, залежи нефти и газа, приуроченные к мощным широко распространенным пластам-коллекторам, имеющим высокие коллекторские свойства. В выклинивающих пластах-коллекторах ввиду их гидродинамической изолированности залежи нефти и газа не разрушаются или разрушаются незначительно.

Классический пример скоплений нефти литологического типа — местоскопления Майкопского района, расположенные на южном борту Западно-Кубанского прогиба. В совокупности они образуют целую зону нефтенакпления, приуроченную к полосе выклинивания песчаных образований среднего Майкопа, возникшей в результате палеотечения, проходившего от Адыгейского выступа в северо-западном направлении. Ширина зоны развития песков составляет 15 км, а длина — 150 км. Залежи рассматриваемого типа характери-

зуются заливообразной формой контуров. Выклинивание песчаных пластов происходит как по восстанию, так и по простиранью пластов и не сопровождается уменьшением общей мощности толщи, в которой они залегают. Изучение таких залежей рекомендуется начинать с исследования поведения каждого прослоя продуктивной толщи. С этой целью для каждой песчаной пачки на карте намечаются точки, в которых мощность их уменьшается до нуля. Линия, соединяющая точки нулевых мощностей, будет оконтуривать участок, внутри которого данный прослой представлен в песчаной фации.

Построение карт границ выклинивания является наиболее существенной работой при изучении строения зональных залежей. Помимо этих карт необходимо также составлять профильные разрезы с использованием в основном скважин, лежащих на линии профилей или близко к ним расположенных.

В некоторых случаях контуры выклинивания несколько смещены по падению (рис. 13.19, а) или по простиранью пластов (рис. 13.19, б). Методика разведки залежей рассматриваемого типа имеет свои специфические особенности, связанные с тем, что помимо изучения тектоники необходимо также выявить закономерности в характере изменчивости литологических особенностей продуктивных горизонтов. При изучении зонального строения осадочных толщ целесообразно использовать полевые геолого-съемочные работы.

Рассмотрим методику разведки заливообразных залежей (рис. 13.20). Здесь все четыре скважины первого профиля (1—4), заложенные вкрест простиранья пластов через складку, не обнаружили нефтяной залежи. Однако появление в скважине 3 песков указывает на их зональное строение, что уже является достаточным основанием для продолжения поисков. Следующие скважины, расположенные по простиранью пластов от скважин 1 и 3, установили заливообразную нефтяную залежь. После открытия залежи и получения первой промышленной нефти закладывают два ряда разведочных скважин: один — по простиранью, другой —

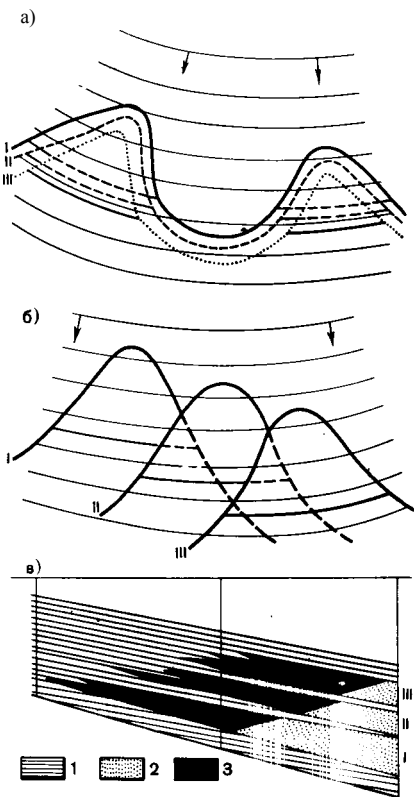


Рис. 13.19. Карты контуров выклинивания заливообразных зональных залежей:
а — со смещением по падению; б — со смещением по простиранью; в — профиль заливообразных залежей; 1 — глины; 2 и 3 — водоносные и нефтеносные пески

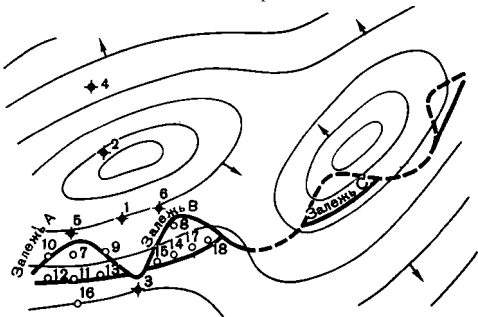


Рис. 13.20. План разведки глубоким бурением заливообразных зональных залежей нефти:
1—17 — скважины

вкрест простиранья пласта. Ввиду особого характера литологических ловушек нет необходимости разведочными скважинами определять линии нулевой мощности пласта, так как закономерное

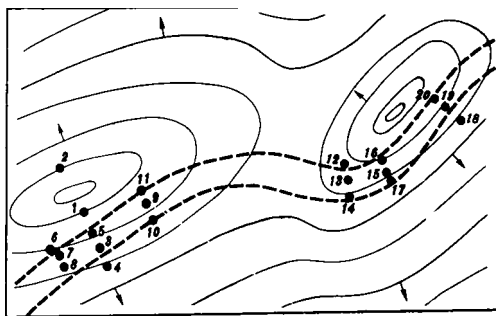


Рис. 13.21. План разведки глубоким бурением шнурковых залежей нефти:
/ — 20 — скважины

уменьшение мощностей указывает на примерное положение нулевой мощности, но важно установить положение водонефтяного контакта. Общее количество разведочных скважин можно резко уменьшить, учитывая возможность установления границ выклинивания залежи опережающими эксплуатационными скважинами, размещенными на двух основных профилях (продольном и поперечном).

При поисках литологических залежей нефти и газа, связанных с выклиниванием продуктивных горизонтов на крыльях и периклиналях локальных структур, следует проектировать заложение отдельных скважин на далеком погружении поднятий для решения вопроса о наличии здесь песчаных пластов, отсутствующих на своде или в повышенных частях структур. После установления в разрезе песчаных пластов, а следовательно условий, благоприятных для скопления нефти или газа, последующие скважины должны быть заложены с целью открытия предполагаемых залежей.

Методика разведки рукавообразных залежей впервые была разработана И. М. Губкиным в 1911 г. Залежи этого типа приурочены к русловым песчаным образованиям палеорек. Характерная для них извилистость контуров нефтеносности связана с изгибами русла древней реки. Отличительные признаки: 1) наличие выпуклого основания песчаных линз; 2) резкое изменение состава и отсортированности материала, слагающего линзы; 3) извилистые очертания в плане песчаных отложений (ти-

па меандр). Эти особенности должны учитываться при выборе методики поисков и разведки.

Поиски залежей нефти этого типа затруднены, так как их местоположение не определяется складчатостью или деформацией перекрывающих пород. В процессе поискового бурения следует обращать внимание на появление следов нефти и газа в маломощных песчаных пластах, которые могут указать на рукавообразные залежи. Однако если в результате поисков одна подобная залежь обнаружена, то установление других залежей облегчается.

Для поисков залежей рассматриваемого рукавообразного типа И. М. Губкин рекомендовал составлять наклонные структурные карты с изображением рельефа русла палеореки с показом мощностей песчаных образований. А. Я. Креме и С. Т. Коротков предлагали пользоваться методом разведки «клином» или методом разведки тремя скважинами, одна из которых вынесена в сторону площади, не освещенной разведкой. Эти залежи с не меньшим успехом могут быть разведаны системой коротких поперечных профилей, размещенных друг от друга на некоторых расстояниях в зависимости от выдержанности направления песчаных зон (рис. 13.21).

§ 13.5. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа стратиграфического типа

Наиболее часто встречаются стратиграфические залежи, приуроченные к головным участкам эродированных пластов, несогласно перекрытых вышележащей толщей более молодых отложений, и связанные с выклинивающимися пластами, расположенными под поверхностью несогласия.

На первой стадии поиски стратиграфических залежей следует начинать, как и при поисках литологических залежей, с пересмотра фактического геолого-геофизического материала, накопленного в изучаемом районе за многие предыдущие годы при проведении поисково-разведочных работ на антиклиналях.

Одной из первых задач является детальное изучение и исследование естественных обнажений и разрезов скважин. Выявленные на основе этих исследований стратиграфические перерывы, сопровождающиеся угловыми несогласиями в разрезе осадочной толщи,— одна из основных предпосылок возможного распространения в исследуемом районе стратиграфических залежей. Чаще всего зоны стратиграфических перерывов с угловыми несогласиями наблюдаются в областях наибольшего проявления тектонических движений, в складчатых областях, где угловые несогласия обычно фиксируются четко при геолого-структурной съемке. Менее четко выделяются угловые несогласия в платформенных областях, где они в большинстве случаев могут быть выявлены только при детальном изучении и корреляции разрезов скважин. В отличие от складчатых областей угловые несогласия на платформах обычно характеризуются небольшими углами несогласия — от долей до $1-2^\circ$.

Выявление несогласий по скважинам производится как на основе детального изучения кернового материала, так и на основе детального анализа электрокаротажных диаграмм. В отдельных случаях по керну могут быть обнаружены перерывы между различными стратиграфическими комплексами, которые часто сопровождаются появлением в разрезе прослоев конгломератов, коры выветривания или резкой сменой литологического состава пород. Сопоставление электрокаротажных диаграмм при детальном расчленении разрезов скважин на отдельные комплексы, пакки и пласты позволяет выявлять несогласия, которые обычно выражаются залеганием трансгрессивной толщи на различные по возрасту более древние слои.

При значительном числе разрезов скважин обычно удается проследить в плане зоны срезания и трансгрессивного перекрытия возможно продуктивных горизонтов.

При поисках зон стратиграфического несогласия и оценки их перспектив нефтегазоносности важное значение имеют тектонические, палеотектонические,

литологические, палеогеографические и другие исследования.

Как известно, залежи нефти и газа стратиграфического типа обычно наблюдаются на склонах как крупных, так и более мелких положительных структур (своды, валы, локальные поднятия), испытавших на отдельных этапах геологической истории подъем, в результате чего на своде и крыльях происходил размыв слагающих их отложений и в последующем перекрытие головных частей размытых пластов непроницаемыми породами. Особое значение имеет величина погребенных древних выступов фундамента, не выражающихся в верхах осадочного разреза, которые в значительной степени определяли условия накопления и распространения возможно продуктивных отложений. На склонах таких структур обычно наблюдаются зоны прислонения коллекторов, с которыми могут быть также связаны залежи стратиграфического типа. Кроме того, при проведении тектонических исследований следует учитывать, что наличие стратиграфических залежей возможно только при благоприятном тектоническом положении зон стратиграфического срезания и перекрытия.

Палеотектонические исследования направлены на определение условий и времени образования стратиграфических ловушек, постоянство их существования во времени, соотношение времени образования ловушек и залежей в данном регионе. Этими исследованиями установлено, что для образования стратиграфических ловушек наиболее благоприятны структурные элементы, испытавшие неоднократные, но относительно небольшой амплитуды кратковременные подъемы с последующим опусканием и перекрытием. В то же время структуры, характеризующиеся интенсивными подъемами с длительными этапами эрозии, обычно являются раскрытыми и вследствие этого малоперспективными.

Не менее важное значение для оценки перспектив имеет возраст формирования структурных элементов. Древние поднятия непрерывно-прерывистого развития являются более благоприятными для формирования стратиграфи-

ческих ловушек по сравнению со структурами позднего постседиментационного образования.

При поисках залежей стратиграфического типа полезно составлять палеогеологические карты и карты трансгрессивного налегания. Указанные карты целесообразно показывать на структурной основе поверхности трансгрессивной серии, а также совмещать их с литофациальными картами перекрывающих (для палеогеологических карт) или подстилающих (для карт трансгрессивного налегания) отложений. Используются также историко-геологические карты, предложенные К. С. Масловым (1965), представляющие собой совмещение палеогеологической карты поверхности дотрансгрессивной серии и карты развития перекрывающих их отложений.

Сочетание указанных карт, отображающее стратиграфическое соотношение дотрансгрессивной и трансгрессивной серий вместе с данными о литофациальном составе и структурном положении границ их распространения, позволяет оценить перспективы стратиграфических ловушек.

При прогнозировании стратиграфических ловушек можно использовать карты контактов разновозрастных, несогласно залегающих друг на друге отложений. Они дают определенную картину геотектонической обстановки, в которой происходило накопление соответствующих осадков, конкретно свидетельствуют о расположении в пространстве областей размыва и зон аккумуляции осадков небольших островов и их подводных выступов, показывают участки с трансгрессивным характером осадконакопления и зоны распространения различных несогласий. Важным информативным признаком карт контактов является показ литофациальных характеристик контактирующих отложений, что позволяет восстановить палеогеографическую обстановку в зонах аккумуляции осадков и в пределах окружающих их областей размыва и прогнозировать наличие стратиграфических ловушек, связанных с несогласиями, а также решать вопросы о перспективе нефтегазоносности всего формационного комплекса отложений. Наглядной в

этом отношении является карта характера контакта палеогеновых отложений с подстилающими отложениями в восточной части Закавказской нефтегазоносной провинции (рис. 13.22).

Литологические исследования в первую очередь должны быть направлены на изучение особенностей распространения коллекторов в толще пород, в которой ожидаются ловушки стратиграфического типа, а также на характер контакта срезания коллекторов с подстилающими и перекрывающими отложениями.

Для отдельных районов устанавливается зависимость характера базальных продуктивных горизонтов от вещественного состава подстилающих пород фундамента, что представляет несомненный интерес при поисках стратиграфических залежей. Так, во многих районах платформ, где фундамент сложен глинистыми сланцами, трансгрессивно перекрывающие их породы характеризуются сильной глинистостью с низкими коллекторскими свойствами. Базальные пачки с высокими коллекторскими свойствами наблюдаются на выступах фундамента, сложенных гранитными породами.

В последние годы как для регионального, так и локального прогноза возрастает значение палеогеоморфологических исследований.

Практика выявления стратиграфических и литологических ловушек в нашей стране и за рубежом показывает, что существует связь в большинстве из них с погребенными формами рельефа. Восстановление геоморфологических условий прошлого может служить важной основой для определения положения* этих ловушек. Выявление конкретных форм рельефа и установление их морфологических, морфометрических и генетических особенностей способствуют прогнозированию ловушек. Поэтому палеогеоморфологические исследования должны рассматриваться следующими звеньями после палеогеографических, перед постановкой геофизических работ и поискового бурения (А. Н. Золотов, М. В. Проничева и др., 1983).

Примером прогнозирования пер-

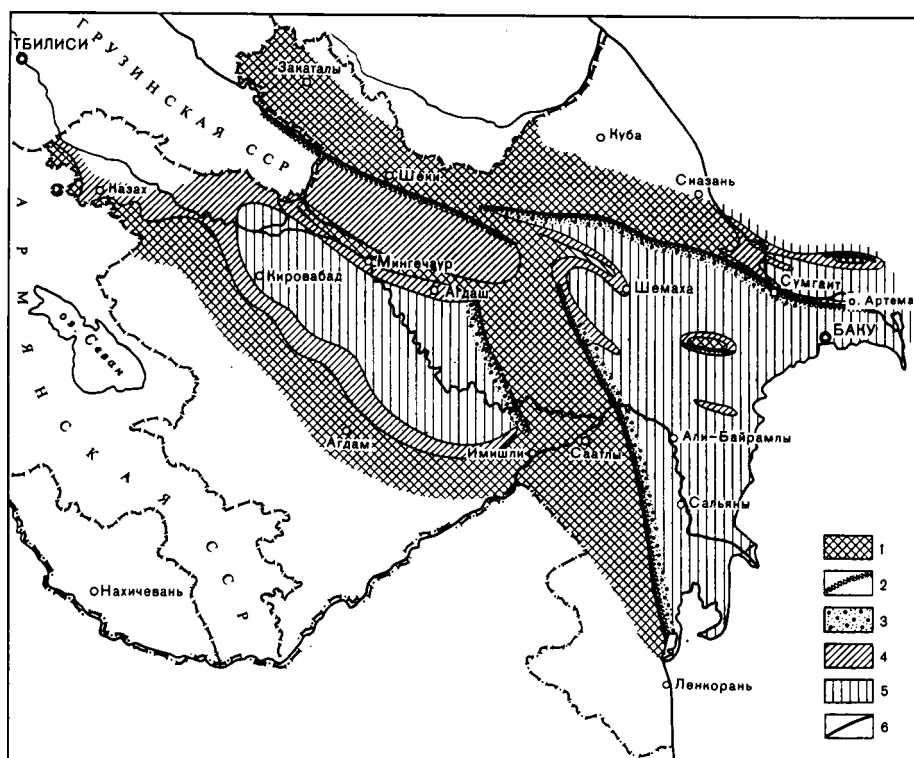


Рис. 13.22. Карта характера контакта палеогеновых отложений с подстилающими отложениями в восточной части Закавказской нефтегазоносной провинции:

/ — область размыва (суши); Зоны: 2 — тектонического прислонения; 3 — несогласного залегания и развития грубообломочных или грубозернистых пород; 4 — трансгрессивного залегания и развития песчано-глинистых пород; 5 — согласного залегания и развития преимущественно глинистых пород; 6 — глубинные разломы

спектив нефтегазоносности на основе палеогеоморфологических реконструкций являются исследования М. В. Проничевой и Г. Н. Саввиной (1980), проведенные для триасового времени Прикаспийской мегасинеклизы. На основе палеогеоморфологических карт, построенных для отдельных эпох триаса, а также анализа распределения нефтегазоносных горизонтов в этих отложениях удалось определить возможные зоны ловушек и наиболее перспективные районы Прикаспийской мегасинеклизы. Это стало возможным благодаря воспроизведению древней геоморфологической обстановки, определению морфологического типа рельефа, его формы и отображению этих показателей на палеогеоморфологических схемах (рис. 13.23).

При поисках стратиграфических залежей нефти и газа в комплекс поисковых работ обязательно входят геофизические методы, в частности различные

модификации сейсморазведки. В процессе сейсмических исследований анализ полученных материалов позволяет выделять зоны регионального выклинивания и несогласий в виде зон схождения отражающих горизонтов на разрезах. При установлении зоны стратиграфического срезания дальнейшее ее изучение должно проводиться сейсмическими профилями вкрест простирания. Точность проведения границ стратиграфического срезания или прислонения зависит от градиента изменения мощностей толщи. Примером сравнительно удачного выявления и прогнозирования зон регионального выклинивания и стратиграфического экранирования на основе данных МОГТ может служить Предкавказье. К бортам Восточно-Кубанского прогиба происходит выклинивание всего комплекса юрских отложений (рис. 13.24, а, б). Сейсморазведка в ее современных модификациях (МОГТ, СПФ, РУФ) решает комплекс

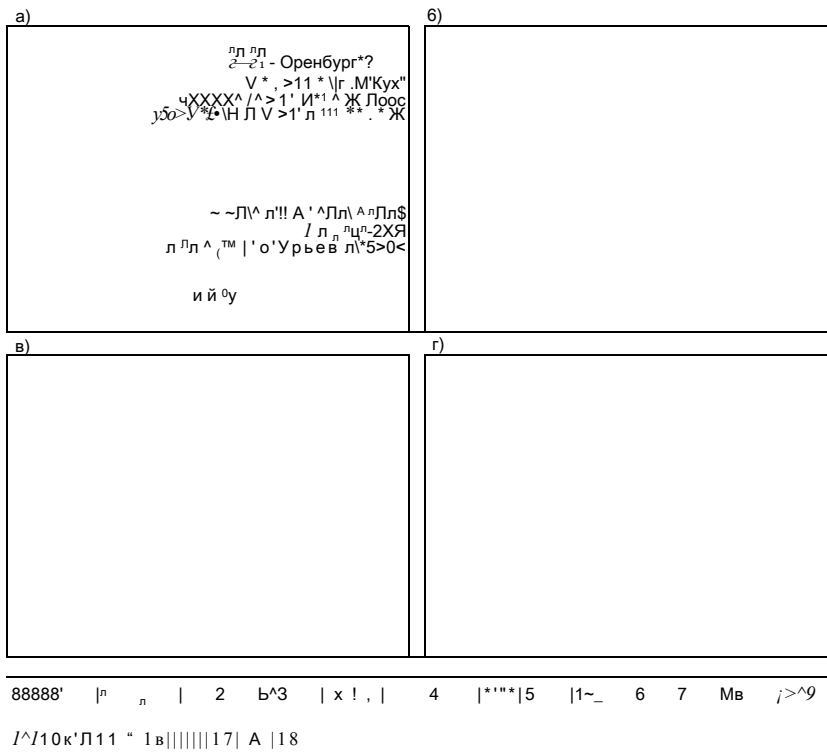


Рис. 13.23. Палеогеоморфологические схемы триасовых отложений Прикаспийской синеклизы (по М. В. Проничевой и Г. Н. Саввиной):
Палеогеоморфологические схемы: а — раннего триаса; б — среднего триаса; в — позднего триаса; г — схема распространения ловушек и перспектив нефтегазоносности. Морфологические типы рельефа: 1 — области древней денудации; 2 — денудационная равнина, сложенная нижним триасом; 3 — наклонная аккумулятивная равнина; 4 — озерно-болотная низменность; 5 — озерный бассейн; 6 — лагуна; 7 — абразионно-аккумулятивная равнина; 8 — морская котловина. Форма рельефа: 9 — структурно-денудационный уступ; 10 — зона береговых аккумулятивных форм; 11 — отдельные русла и «слепые» дельты; 12 — границы распространения соляных куполов, прорванных на предакчагыльский срез. Ловушки: 13 — на сводах куполов в нижнем триасе, шнурковые в межкупольных зонах, глубина 500—1000 м; 14 — на сводах и крыльях куполов в среднем и верхнем триасе, глубина 300—2000 м; 15 — в нижнем и среднем триасе, глубина 1300—2300 м; 16 — экранированные ловушки на крыльях куполов, глубина 2000—3000 м и более; 17 — ловушки в зоне флексуры; 18 — нефтегазовые местоскопления в триасе

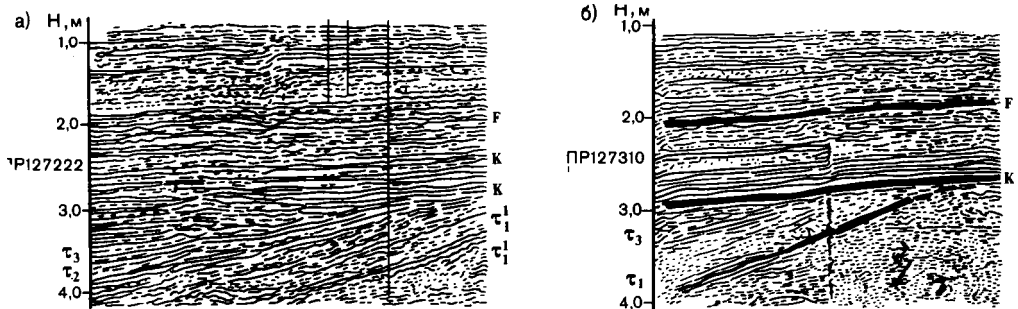


Рис. 13.24. Изучение сейсморазведкой МОГТ зон выклинивания юрских отложений в Восточно-Кубанском прогибе (по Б. В. Григоряну, В. Е. Хайну и др.)

задач: с одной стороны, выделяются зоны регионального выклинивания и несогласного срезания юрских отложений, а с другой — детально изучаются сами ловушки (Б. М. Гейман, 1978).

При прогнозировании и поисках стратиграфических ловушек весьма эффективным является также сейсмостратиграфическое исследование, позволяющее выявлять зоны региональных выклиниваний, участки развития различных несогласий и формы палеорельефа, с которыми связаны эти ловушки. Эффективность сейсморазведки в целом значительно повышается при комплексировании ее с глубоким бурением, массовым проведением акустического каротажа для изучения особенностей изменения волнового поля в изучаемом районе, а также при внедрении сейсмостанций с цифровой записью и обработке получаемых данных на ЭВМ.

В отдельных случаях при поисках стратиграфических ловушек используются высокоточная гравиразведка и магниторазведка. Например, в Шаимском районе Сибирского Приуралья с их помощью удалось выделить выступы фундамента, сложенные магматическими породами, на склонах которых наблюдается прислонение базальных песчаных пачек верхней юры.

Большие перспективы при прогнозировании и поисках стратиграфических и литологических залежей нефти и газа связаны с использованием методов геофизических поисков. Опробование специально разрабатываемого комплекса геофизических методов, использования динамических характеристик сейсмических волн, электроразведки методом сопротивлений, высокоточной гравиметрии на ряде местоскоплений (Газли, Жетыбай, Узень и др.) подтверждает это.

Положительные результаты дает применение геохимических методов поисков, в частности радиометрической и газовой съемки.

Многообразие условий формирования и форм распространения стратиграфических и литологических залежей нефти и газа, увеличение глубин поиска и разведки скоплений этого типа, сравнительно малый объем целенаправ-

ленных работ и дефицит геологической информации требуют использования математических методов в поисково-разведочном процессе с целью повышения надежности его результатов. Такие исследования практически невозможны без широкого применения ЭВМ, для чего требуется соответствующее математическое обеспечение. При алгоритмическом подходе к поискам и разведке скоплений нефти и газа необходимо создание логико-математической системы поисков и разведки скоплений УВ, что является одной из актуальных проблем современной геологии нефти и газа. Приняв за основу традиционную методологию поиска и разведки, т. е. логику обработки данных поисково-разведочных работ, на базе практического опыта и теоретических представлений об образовании, миграции и аккумуляции нефти и газа и формировании скоплений УВ можно разработать комплекс программ для автоматизированной обработки исходной информации. Использование этих программ позволяет выполнять необходимые геологические построения, выявлять закономерности изменения мощностей, распределения песчанистости, трассировать линии выклинивания литолого-стратиграфических единиц, оценивать формы и размеры локальных структур, в конечном итоге выделять отдельные зоны и площади, перспективные для поисков стратиграфических, литологических и комбинированных скоплений нефти и газа.

Использование математических методов требует значительной формализации не только при составлении картографического материала, но и на стадии подготовки данных и прогнозировании направления поисково-разведочных работ. В качестве примера можно привести формализованные модели ловушек нефти и газа, с помощью которых можно прогнозировать тип ловушек уже на региональной стадии поискового этапа (В. Ю. Керимов, 1983). Такое определение типа ожидаемой ловушки при минимальной геологической информации позволяет в дальнейшем выбрать тот или иной комплекс поисково-разведочных работ, ту или иную методику поисков и разведки стратиграфических,

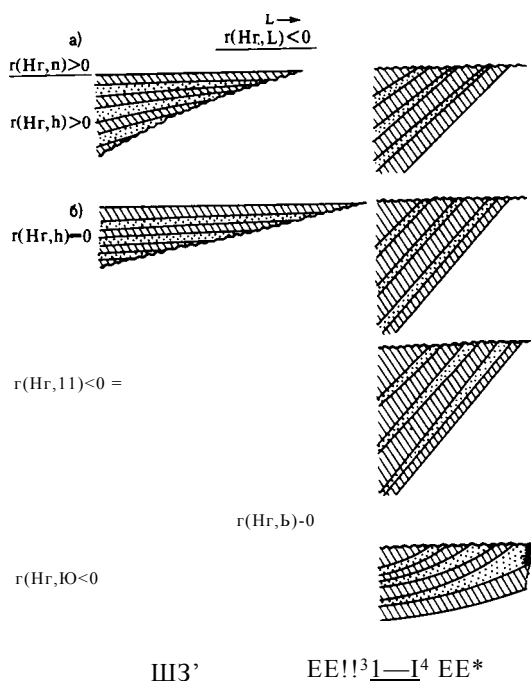


Рис. 13.25. Модели стратиграфических ловушек:
 1—коллектор; 2—неколлектор; 3—тектонический экран; 4—стратиграфический экран—поверхность несогласия; 5—литологический экран

литологических и комбинированных ловушек. На этой основе разработана формальная схема поисков как стратиграфических, литологических, комбинированных, так и структурных ловушек и скоплений нефти и газа. Предлагаемая формализация основана на использовании коэффициентов корреляции следующих геометрических параметров разрезов: общей мощности стратиграфического интервала или горизонта H_r , числа пластов-коллекторов n , мощности единичного пласта-коллектора l , эффективной мощности коллекторов $Y_{\text{эф}}$, которая является производным параметром и рассматривается только как суммарный литологический фактор. Эти параметры выявляются вдоль направления L их изменения. Определяются знаки коэффициентов корреляции z между мощностью горизонта и числом пластов-коллекторов $z(H_r, n)$, мощностью единичного пласта-коллектора $z(H_r, l)$ и эффективной мощностью коллекторов $z(H_r, Y_{\text{эф}})$. При этом принимается во внимание изменение общей мощности гори-

зонта вдоль выбранного направления L в сторону возможного стратиграфического, литологического или иного замещения пластов-коллекторов, т. е. в сторону вероятного обнаружения ловушек.

Анализ геологических условий формирования стратиграфических ловушек показывает, что при движении по направлению поиска ловушек наблюдается уменьшение числа пластов-коллекторов с уменьшением общей мощности горизонта за счет их срезания поверхностью несогласия как снизу, так и сверху (рис. 13.25). Если в первом случае формируются ловушки выклинивающих пластов в результате трансгрессивного несогласного прилегания пластов-коллекторов, то во втором случае формируются ловушки в несогласно перекрытых пластах. Из характера изменения мощностей и числа пластов-коллекторов для стратиграфических ловушек должна быть положительная корреляция между общей мощностью горизонта и числом пластов-коллекторов, т. е. $z(H_r, n) > 0$. При этом по отношению к корреляции общей мощности горизонта с мощностью единичного пласта-коллектора возможны три случая: $z(H_r, l) > 0$ (рис. 13.26, а), $z(H_r, l) = 0$ (рис. 13.26, б) и $z(H_r, l) < 0$ (рис. 13.26, в, г).

Таким образом, определяется знак коэффициента корреляции между параметрами, прогнозируется тип ловушки — в данном случае стратиграфических.

При проведении поискового и разведочного бурения в районах, где намечаются зоны региональных выклиниваний и несогласных перекрытий, обычно закладываются профили скважин вкрест их простираения. При этом скважины в профилях целесообразно бурить последовательно начиная со вскрытия наиболее полного разреза. Расстояние между скважинами определяется исходя из величины углов падения поверхности несогласия и пластов. Кроме того, первые скважины, входящие в профили, должны закладываться на локальных поднятиях, расположенных в Зоне срезания. Последующие скважины должны корректироваться в зависимости от полученных материалов. Даль-

Рис. 13.26. Бурение наклонно-направленной ориентированной скважины при поисках и разведке стратиграфических залежей нефти:
а — ниже трансгрессивной толщи; *б* — в трансгрессивной толще

нейшие работы по уточнению производятся сгущением профилей поисковых скважин.

Для повышения эффективности поисково-разведочного бурения целесообразно использовать достижения в области техники бурения, в частности широко применять наклонно направленные, горизонтально разветвленные и многозаконные скважины. В качестве примера можно привести способ, включающий проведение наклонно направленной скважины или скважины с полого горизонтальным окончанием в зависимости от угла падения поверхности несогласия. После определения геофизическими или первыми параметрическими скважинами поверхности несогласия начиная с головной части зоны выклинивания и (или) несогласного перекрытия закладывается первая скважина. Проекция профиля этой скважины разрабатывается таким образом, чтобы участок ее ствола под или над поверхностью несогласия был параллелен ей и имел максимально возможную протяженность (рис. 13.26, *а*).

Бурение скважин можно вести серийно выпускаемым оборудованием по известной технологии (А. М. Григорян, 1969). Например, при глубине скважины по вертикали 2200 м длина полого горизонтального участка может быть доведена до 1000 м без специального утяжеления верхней части буровой колонны. Использование же средств для принудительного продвижения бурового инструмента позволяет бурить горизонтальные стволы протяженностью и более 1000 м.

По данным, полученным в процессе проводки и опробования скважин, судят о наличии или отсутствии продуктивных пластов в числе пересеченных стволом скважины. При необходимости продолжения поисков и разведки последующая скважина закладывается так, чтобы направление ее полого-горизонтального участка совпадало с направлением аналогичного участка предыдущей скважины, а начало его в геологическом профиле перекрывало конец полого-горизонтального участка предыдущей скважины (рис. 13.26, *б*). Число закладываемых скважин будет зависеть от величины изучаемой зоны и протяженности полого-горизонтального участка каждой скважины.

Такая последовательность операций обеспечивает сквозное (а не дискретное) опосредованное сравнительно большого количества несогласно перекрытых или несогласно прилегающих пластов на всем протяжении поверхности несогласия.

Очевидно, что поиски залежей нефти и газа в несогласно перекрытых и стратиграфически выклинивающихся пластах по этому способу значительно уменьшают число скважин, а также время проведения поисково-разведочных работ и, значит, повышают их эффективность.

Поисковая стадия либо непосредственно переходит в разведочную стадию, либо в какой-то степени переплетается с ней. При проведении разведочного бурения основное внимание уделяется комплексу тех мероприятий, которые обеспечивают максимальный отбор кер-

на и проведение широкого комплекса поисково-геофизических работ. Именно эти работы в состоянии обеспечить необходимыми данными изучение недр на детальном уровне, с конкретным освещением пластов-коллекторов, их физических свойств. Проводятся также работы по испытанию скважин для непосредственного определения продуктивности вскрытых горизонтов, гидро-геологической и энергетической характеристики перспективной площади, где ожидается открытие стратиграфической залежи нефти и газа.

На разведочной стадии составляются и оформляются крупномасштабные графические и табличные материалы, необходимые для оценки запасов нефти и газа и проектирования разработки; карты коллекторских свойств, эффективной мощности, корреляционные схемы, разрезы по разным направлениям, предварительные подсчетные планы.

Разведочный этап завершается стадией подготовки залежей к разработке и опытно-промышленной эксплуатации.

Перспективы поисков скоплений нефти и газа стратиграфического типа в ряде районов нашей страны оцениваются очень высоко. Наибольший интерес для поисков представляют склоны и присводовые части крупных структурных элементов в пределах Русской платформы (Татарский, Башкирский и Оренбургский своды, бортовые части Прикаспийской мегасинеклизы), эпипалеозойской платформы европейской части СССР и Западной Сибири, северо-западный борт Виллюйской синеклизы в Восточной Сибири, бортовые зоны Куринского прогиба в Закавказской нефтегазоносной провинции и других регионах. Для успешного решения этой задачи требуется дальнейшее совершенствование существующей методики поисково-разведочных работ. С этой целью было организовано 11 опытно-методических опорных полигонов по выработке методики поисков скоплений УВ в неантиклинальных ловушках в Волго-Уральском, Прикаспийском, Западно-Сибирском и Предкавказском регионах. В геологическом отношении полигоны выбраны так, чтобы охватить наибольшее количество разнообразных

условий формирования и наибольшее число типов стратиграфических, литологических и комбинированных ловушек. В комплекс опытно-производственных работ входят параметрическое, структурно-поисковое и поисковое бурение, сейсморазведка, МОГТ повышенной разрешающей способности, высокоточная гравимагниторазведка, электроразведка, геохимические и дистанционные методы. В скважинах предусматривался расширенный комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий АК, ВСП, гравикаротаж и т. д. Осуществление их работ должно способствовать повышению эффективности геолого-поисковых работ (В. В. Стасенков, А. Г. Алексин и др., 1983).

§ 13.6. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа на континентальном шельфе

Непрерывно увеличивающаяся потребность прироста разведанных запасов во всех странах мира и возрастающие трудности открытия новых значительных местоскоплений УВ на суше обусловили широкое развитие морских поисково-разведочных работ глубоким бурением. Доля доказанных запасов нефти и газа морских местоскоплений мира с каждым годом возрастает. Крупные запасы УВ открыты и разрабатываются в континентальных шельфах Атлантического, Тихого, Индийского и Северного Ледовитого океанов, особенно в акваториях Северного моря, Мексиканского и Персидского заливов.

В настоящее время в более чем 70 странах ведутся поисково-разведочные работы на нефть и газ в шельфовых зонах. Большими возможностями для развития нефте- и газодобычи на морских акваториях располагает и Советский Союз.

Практика исследований морских площадей показала, что разведочные работы в море имеют свои особенности.

Геоморфологический метод поисков структур. Сопоставление форм складок с рельефом местности в ряде нефтяных районов позволяет установить, что ан-

тиклинальным структурам обычно соответствуют положительные формы рельефа. Применяя эту закономерность к морским площадям, можно на основе морских карт, составленных по данным промеров глубин моря, отображающих с достаточной полнотой рельеф морского дна, прогнозировать наличие антиклинальных складок. Поэтому развитию геолого-поисковых работ на море должны предшествовать исследования по изучению подводного рельефа, донных осадков и гидрометеорологического режима отдельных участков моря. Формирование рельефа происходит в результате взаимодействия эндогенных и экзогенных сил. Исследования на Каспийском море показали зависимость рельефа дна от геоструктурных элементов. Ведущий фактор рельефообразования морского дна — тектонические движения. Анализ мощностей осадков показывает, что в течение всего плиоцена и постплиоцена основные структурные элементы развиваются унаследованно, определяя мощное накопление осадков в отрицательных тектонических структурах. Таким образом, на тектонически погружающихся участках увеличиваются глубины моря, вызывающие ослабление воздействия гидродинамических процессов на дно моря, а следовательно, и аккумуляцию осадков. На поднимающихся участках, наоборот, усиливается работа волн и течений, предопределяющих снос материала и формирование абразионного рельефа.

Вокруг Апшеронского полуострова в зонах мелководья, омываемых сильными течениями, коренные породы не покрыты современными отложениями благодаря действию течений. Эти участки моря наиболее пригодны как для визуальных наблюдений, так и для аэрофотосъемки. Предположение о наличии антиклинальных складок в районе Апшеронского архипелага в пределах подводных возвышенностей (Камни Два Брата, Апшеронская банка, Банка Дарвина, Нефтяные Камни и др.) было высказано на основе морфологического анализа морского дна задолго до проведения каких-либо геолого-поисковых работ. Последующее картировочное бурение с баркаса и сейсморазведочные

работы подтвердили правильность высказанных предположений, установив в этих зонах крупные поднятия.

Наиболее яркая особенность рельефа подводного склона Бакинского архипелага — обилие действующих грязевых вулканов. Большинство их расположено в сводовых частях антиклинальных складок: в наиболее повышенных частях структур образуются конусы, сложенные продуктами извержения вулкана. В грязевых вулканах, отличающихся большой силой извержения и выносом значительного объема сопочной брекчии, нарастание конусов приводит к обнажению их над поверхностью воды и образованию островов. При менее интенсивных извержениях конус не достигает уровня моря и остается в виде подводной банки или резко выраженной возвышенности на дне моря. Известны случаи кратковременного появления островов в связи с извержениями грязевых вулканов и последующего их исчезновения в результате размыва незатвердевшей сопочной грязи. Подобное периодическое появление островов имело место при извержениях на Банке Кумани и на Мардакянской морской складке (Бузовнинская сопка).

Таким образом, несмотря на различие в геологическом строении антиклинальных складок Апшеронского и Бакинского архипелагов, в рельефе дна моря они выделяются подводными возвышенностями с той лишь разницей, что в первом случае этот рельеф создается в основном выходами коренных пород, а во втором случае — и за счет отложений сопочной брекчии.

Эхограммы, записанные на сводах поднятий, характеризуются четкой и тонкой записью, что свидетельствует о наличии здесь выходов коренных пород и отсутствии современных илистых образований. Наоборот, эхограммы, записанные на склонах и особенно во впадинах, характеризуются расплывчатой записью из-за наличия мощной толщи тонкозернистых илистых грунтов. Таким образом, записи эхограмм дают возможность получить информацию о мощности современных образований и некоторых других данных подводной геологии. На основе про-



Рис. 13.27. Сопоставление одного из сейсмических профилей Южного Каспия с рельефом дна моря (по А. Юнову):

а — профиль дна; б — сейсмический профиль

меров эхолотом удается составить батиметрическую схему и на ее основе тектоническую схему района.

Сопоставление региональных сейсмических профилей, проведенных в Южно-Каспийской впадине, с профилем рельефа дна моря (рис. 13.27), составленным при помощи эхолотов-самописцев, показало соответствие и хорошее совпадение подводных возвышенностей с тектоническими поднятиями.

Геоакустическое профилирование.

Одним из методов геолого-геофизических исследований континентального шельфа является геоакустическое профилирование. Интерпретация данных геоакустических лент позволяет выделять отдельные площадки и опорные отражения, имеющие значительную протяженность. Для выявления возможности использования этого метода было проведено исследование на разбуренном участке Куркачидагской складки, расположенной в прибрежной части Каспийского моря северо-западнее г. Сумгаит. Сопоставление профилей по данным геоакустического профилирования и бурения скважины показало их хорошую сходимость. Метод с успехом можно использовать

для экспресс-информации о структуре верхней части осадочного чехла до глубин порядка 1000—1200 м, а также при детальном изучении отдельных поднятиях с целью установления дизъюнктивных нарушений (рис. 13.28).

Геологические методы изучения морских структур. Сущность этих методов состоит в составлении геологической карты. Различают три вида геологического картирования: 1) участков (острова и отдельные камни), обнажающихся над водой; 2) поверхности морского дна с помощью аэрофото-съемки и космосъемки; 3) морских площадей путем бурения мелких картировочных скважин с баркаса.

Геологическое картирование участков, обнажающихся над водой. Геологическое строение островов и отдельных надводных обнажений должно привлекать к себе внимание геологов. Необходимы детальное описание обнажений, определение элементов залегания, выяснение характера дислокации, стратиграфии, а также возможно полный отбор образцов пород, сбор фауны и др. Эти обнажения обычно представляют собой уцелевшие от размыва крепкие прослои разреза (песчаники, известняки), при-

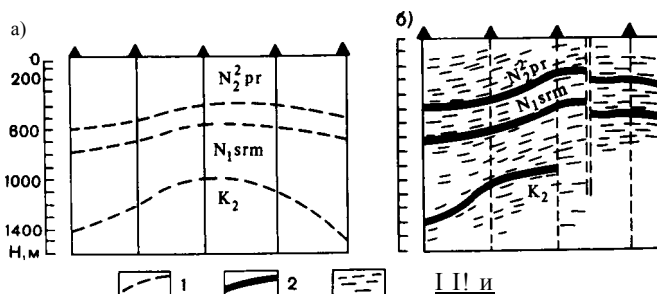


Рис. 13.28. Геологический разрез Куркачидагской складки по данным бурения и геоакустического профилирования (по Л. И. Лебедеву)

Профили: а — геологический, б — геоакустический; 1 — стратиграфические границы; 2 — основные отражающие горизонты; 3 — отражающие площадки; 4 — разломы

уроченные к отдельным элементам структуры, по которым часто удается составить первое представление о характере структуры. Так, первое представление о структуре Нефтяных Камней было создано на основе определения элементов залегания песчаников, выступающих над поверхностью воды в виде отдельных камней, которые довольно четко обрисовывали антиклинальное поднятие, однако ясного представления о возрасте пород, обнажающихся на своде, не было.

Важное значение в процессе геологического картирования имеет сбор и анализ продуктов деятельности грязевых вулканов. И. М. Губкин считал, что грязевой вулкан некоторым образом заменяет глубокую поисковую скважину, так как дает возможность по продуктам его деятельности судить о породах, залегающих в недрах, и о их нефтегазонасности.

Геологическое картирование с помощью аэрофотосъемки и космосъемки. На участках, где дно моря сложено коренными породами, литологически достаточно дифференцированными, не прикрытыми илом, аэрофотосъемка дает подробную картину строения дна моря. Особенно отчетливо по очертаниям пластов, сложенных сцементированными породами, плохо поддающимися размыву, фиксируются форма антиклинальной складки и нарушения со сдвигами пластов даже небольшой амплитуды. Кроме того, на аэрофотоснимках удается обнаружить небольшие грязевые вулканы, конусы которых не обнажаются над водной поверхностью, действующие подводные грязевые вулканы — по характерному оттенку мутной воды, четко фиксируемой на снимке, а также крупные выходы нефти и газа. В благоприятных условиях съемки на фотокарте получают полосы разной степени интенсивности, отвечающие пластам различного литологического состава.

Расшифровка данных аэрофотосъемки проводится путем бурения мелких скважин и отбора грунтов на отдельных участках. Хорошо выполненная и правильно расшифрованная кар-

та аэрофотосъемки ничем не отличается от пластовой карты, составленной инструментальным картированием на суше.

Возможности применения аэрофотосъемки ограничены глубинами моря, степенью прозрачности воды и др. Однако при благоприятных условиях метод дает хорошие результаты и данные его в общем комплексе геологических исследований морского дна являются очень важными.

В последние годы появилась возможность для изучения геологического строения крупных территорий путем съемки с борта космических аппаратов. Эти снимки дают геологам новую информацию. Космические фотографии обладают способностью генерализации изображения, позволяющей выявлять главные структурные элементы. Обнаружилась своеобразная «рентгеноскопичность», дающая возможность установить геологические структуры, расположенные на значительных глубинах. На космических снимках отчетливо выделяются многочисленные разломы. Анализ материалов, переданных с орбитальной станции, позволяет выявить зоны, перспективные для поисков нефти и газа на акваториях морей.

Геологическое картирование путем бурения мелких скважин с баркаса и специальных судов. Картировочное бурение является необходимым элементом комплекса геолого-поисковых работ в море. Этот метод, по существу, сочетает в себе все виды геологической съемки на суше, в результате которой составляют геологические карты со снятием наносов. К преимуществам этого метода относится преодоление водной среды и донных осадков. Метод картировочного бурения в условиях моря очень эффективен. Он заключается в прослеживании маркирующего горизонта на дне моря по структуре или группе структур. Однако в условиях моря трудно выбрать маркирующий горизонт, обладающий необходимыми признаками для его распознавания, тем более если мощность его небольшая. Более надежным для картирования оказался

Успешно используются бурение картировочных и других скважин, предназначенных для изучения строения придонных отложений на значительных глубинах моря.

Особое значение для нефтяного геологического изучения дна Мирового океана имели материалы рейсов бурового судна «Гломар Челленджер», проводившихся с 1968 по 1983 г. С 1974 г. в исследовании принимали участие ученые СССР. За это время было пробурено 514 глубоководных скважин с проходкой под дном от первых десятков и сотен метров до 1,7 км (в основном 500—600 м). Наибольшая плотность буровых точек приходится на Атлантический океан. Тихий океан по изученности занимает промежуточное положение, а минимальное — Индийский океан. Глубоководное бурение проводилось с выносом керна порядка 30—40%. Это дало возможность изучить толщу осадочных образований, залегающих под океаническим ложем. Нефтегеологическое значение программы глубоководного бурения не ограничивалось фактами фиксирования в различных районах Мирового океана признаков генерации, миграции и аккумуляции УВ. Одним из важных итогов этих исследований явилось получение фактических данных по осадочным толщам (стратиграфия, литология, геохимия и др.), позволяющих на основе специальной обработки и обобщения обосновать глобальные закономерности в распределении исходного ОВ, условий и особенностей процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в недрах акваторий.

Геофизические методы. В морских условиях геофизические методы применяют весьма широко. При изучении общих черт геологического строения акватории и выявлении перспективных зон для более детального исследования используют методы гравиметрической съемки.

За последние годы методы морской гравиметрической съемки значительно совершенствовались. Гравиметры прикрепляются на стабилизированной платформе к палубе судна и могут записывать гравиметрические профили

по ходу его движения. Созданы системы, переводящие полученные гравиметрические данные в цифровую форму и записывающие их на магнитную ленту. Результаты подобных съемок используются при предварительной разведке и региональных геологических исследованиях.

Особенно эффективна морская сейсморазведка; помимо высокой производительности, она обладает более широкими пределами применения. В глубоководной зоне морская сейсморазведка — единственно надежный метод поисков новых поднятий. Следует отметить, что сейсморазведка методом отраженных волн в геосинклинальных областях не фиксирует сводовой части структуры. Однако применение за последние годы новых модификаций сейсморазведки позволило сузить зоны отсутствия отражения и наметить положение дизъюнктивных нарушений.

Значительно усовершенствованы методы геофизических исследований на акваториях морей, обеспечивающие высокую точность и обработку полученных материалов с помощью ЭВМ. В результате автоматизации процесса сейсмических исследований на сеймопрофилях четко выделяются отражающие горизонты и отдельные стратиграфические комплексы, дающие возможность установить наличие поднятий и выделить зоны выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, представляющих интерес для поисков и разведки залежей литологического и стратиграфического типов.

Поисковое и разведочное бурение на море. Развитие техники бурения глубоких поисковых скважин в пределах континентального шельфа обусловило появление ряда инженерных решений по созданию конструкций морских оснований, как связанных с дном моря, так и плавающих. К их числу относятся: 1) стационарное металлическое основание, связанное с дном моря (искусственный металлический остров); 2) самоподнимающаяся буровая платформа, опирающаяся на дно моря; 3) полупогружные основания; 4) буровые суда.

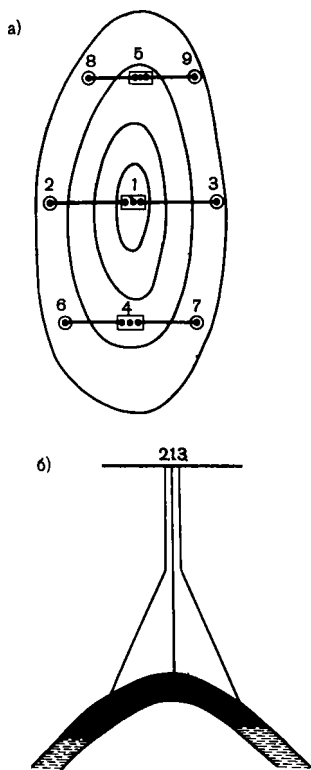


Рис. 13.30. Схема разведки морского нефтяного местоскопления наклонно направленными скважинами:

а — расположение скважин в плане; б — расположение скважин в разрезе

Особенность поискового и разведочного бурения на море заключается в том, что бурению скважины в ряде случаев должно предшествовать возведение стационарного искусственного металлического острова (основания), стоимость которого иногда превышает стоимость проходки самой скважины. Обычно эти основания связаны с морским дном. В случае отрицательных результатов они не могут быть повторно использованы на других точках и с течением времени приходят в негодность. В связи с этим в морских условиях особое значение приобретает возможность бурения наклонно направленных скважин. При достаточной глубине залегания продуктивных пластов с одного основания можно последовательно пробурить несколько скважин в различных направлениях.

С целью удешевления поисковых работ на море местоположение морского основания нужно выбирать особенно тщательно, с тем чтобы свести к минимуму количество морских оснований. Для поисков нефтяных и газовых залежей морское основание закладывается в наиболее благоприятной для открытия местоскопления сводовой или осевой части поднятия. Надо всегда стремиться к такому выбору места для сооружения искусственного острова, чтобы каждое морское основание позволило пробурить минимум три скважины для освещения различных частей структуры и построения поперечного геологического профиля (рис. 13.30).

Если поисковая скважина вскрыла пласт на больших гипсометрических отметках и оказалась за контуром нефтеносности, то, пользуясь направленным бурением, можно задать новый ствол в скважине или с того же основания пробурить новую скважину с таким расчетом, чтобы отклонить забой скважины на значительное расстояние по восстанию и в более благоприятных структурных условиях вскрыть пласты. Подобным образом было открыто морское нефтяное местоскопление «28 Апреля» Каспия.

До начала возведения искусственного основания местоположение проектной разведочной скважины на поверхности дна моря следует предварительно обследовать: уточнить рельеф морского дна, определить наличие и мощность современных илистых образований, а также установить, не попадает ли точка в зону нарушения или сопочного покрова.

С целью увеличения эффективности поисково-разведочных работ и их удешевления на акваториях крупных нефтедобывающих стран практикуется бурение поисковых скважин с плавучих платформ. На этих платформах установлены буровая вышка, промысловые насосы и находятся необходимые для бурения скважин оборудование, инструменты и запас порошка для промысловой жидкости, цемента и различных реагентов. Платформа имеет служебные и бытовые помеще-

ния для одновременного нахождения на ней 40—45 человек, а также посадочную площадку для вертолета.

После доставки буксировщиками плавучей платформы на точку опускаются опоры до дна моря и она устанавливается над водной поверхностью примерно на высоте 20—30 м, а иногда и более, с тем чтобы избежать разрушительного действия морских волн во время штормов. По окончании бурения и испытания пластов опоры поднимаются и платформа отбуксировывается на другую точку.

За последние годы индустрия сооружения морских платформ по конструкции, размерам и стоимости коренным образом изменилась. Первые морские платформы сооружались в относительно мелких водах. Так было в СССР на Апшеронском и Бакинском архипелагах, Туркменском побережье Каспия, в Мексиканском заливе, на озере Маракайбо в Венесуэле. С открытием крупных нефтяных местоскоплений в Северном море платформы начали устанавливать в водах глубиной до 200 м и более. Конструкции глубоководных платформ продолжают совершенствоваться. Пути технического освоения морских высокодебитных местоскоплений, расположенных в открытом море и на больших глубинах, могут быть различными в зависимости от геологических особенностей строения дна моря и гидрометеорологических условий. Одно очевидно, что, несмотря на различные методы обустройства морских промысловых сооружений, эксплуатация местоскопления с применением ЭВМ станет в высокой степени автоматизированной.

За последние годы возможности морского бурения резко возросли. Так как бурение на глубинах вод свыше 200—300 м выходит за пределы возможности буровых самоподнимающихся платформ и стационарных оснований, то стали применять бурение с плавучих полупогруженных буровых оснований и буровых судов. В СССР одним из таких судов, с которого осуществляется поисковое бурение, является буровое судно «Валентин Шагин». Оно оборудовано электронным

устройством, которое получает информацию от датчиков скорости и направления ветра, силы течения и других параметров и выдает соответствующую команду винтовым устройствам, которые удерживают судно на месте в заданном положении. Подводное телевизионное устройство в случае необходимости может выполнить задачу по направлению бурового инструмента в устье скважины. Успешно ведут поисковое морское бурение судна «Виктор Муравленко», «Михаил Мирчинк».

До настоящего времени большая часть пробуренных в море разведочных скважин заканчивалась установкой устьевого оборудования над водой. Однако в мировой практике все чаще делаются попытки более широкого использования технических средств под водой, особенно при разведочном бурении в глубоких водах и на морских участках, значительно удаленных от берега.

§ 13.7. Особенности разведки газовых залежей

Газовая промышленность с каждым годом играет все большую роль в топливно-энергетическом балансе. В одиннадцатой пятилетке наша страна заняла первое место в мире по добыче природного газа. В двенадцатой пятилетке удельный вес газа в топливно-энергетических ресурсах повысится до 38 %*.

Необходимость создания мощной сырьевой базы обусловила разработку многих теоретических проблем геологии природного газа и прежде всего прогнозирования газоносности недр. Выдающимся достижением является открытие значительных по потенциальным возможностям газовых местоскоплений в Северо-Тюменской газоносной области, где сосредоточена большая часть разведанных запасов (Уренгойское, Заполярное, Медвежье, Ямбургское и др.); газовых и газоконденсатных местоскоплений в Коми АССР (Вук-

* См.: Материалы XXVII съезда Коммунистической партии Советского Союза. М 1986 С. 246.

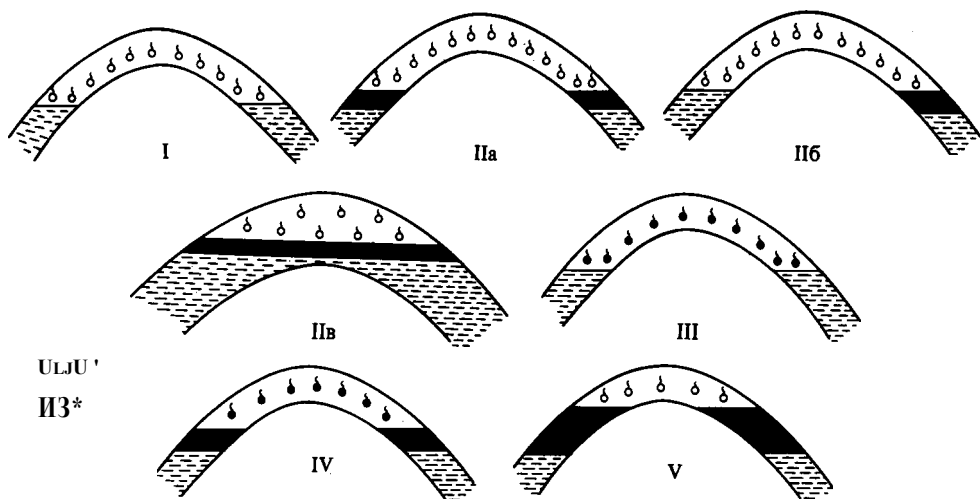


Рис. 13.31. Схема классификации залежей нефти и газа:

a — с двусторонней оторочкой нефти; *б* — с односторонней оторочкой нефти; *в* — подгазовая залежь нефти; *1* — газ; *2* — газоконденсат; *3* — нефть; *4* — вода; */* — газовые залежи; *II* — газонефтяные залежи; *III* — газоконденсатные залежи; *IV* — нефтегазовые залежи

тыльское), в Урало-Поволжье (Оренбургское), в Туркменской ССР (Шатлык, Ачакское, Даулетабадское и др.), на Украине (Ефремовское, Кечигевское) и др. За последние годы открыты значительные газонефтеконденсатные местоскопления, связанные с отложениями палеозоя (Астраханское, Карачаганак и др.) в Прикаспийской впадине. Достигнутые успехи развития газовой промышленности в значительной мере определены внедрением научных основ в практику поисков и разведки на газ.

Особенности разведки залежей газа связаны с геологическими условиями залегания и его физическими свойствами. Природные горючие газы представляют собой смесь различных газов, наиболее важной составной частью которых являются углеводородные: метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , в меньших количествах — пентан C_5H_{12} и более высокомолекулярные УВ. Кроме углеводородных газов промышленное значение имеет сероводород и другие содержащиеся в них соединения.

Открытие залежей природного газа с высоким содержанием сероводорода привлекает внимание исследователей, поскольку представляет не только теоретический, но и большой практический

интерес. Значительное содержание сероводорода в природном газе может рассматриваться как важный источник получения элементарной серы.

Промышленное значение могут иметь и залежи углекислого газа CO_2 ; для нагнетания в нефтяные горизонты с целью увеличения нефтеотдачи пластов.

В земной коре природные горючие газы встречаются в свободном состоянии в чисто газовых и газоконденсатных залежах, в виде скоплений свободного газа в газовых шапках газонефтяных залежей и газа, растворенного в нефти. Эти группы имеют большое значение для народного хозяйства.

Особенности природного газа и условия совместного нахождения газ и нефти в одних и тех же пластах обуславливают необходимость классификации газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей для методически правильного размещения разведочных скважин и повышения эффективности геолого-разведочных работ. Залежи, содержащие свободный газ можно подразделить на следующие группы (рис. 13.31): газовые — I, газоконденсатные — II, газонефтяные — III, газонефтеконденсатные — IV и нефтегазовые — V.

Газовые залежи. Собственно газовые залежи, приуроченные к различ-

ным природным ловушкам — структурным, литологическим, стратиграфическим, — отличаются тем, что продуктивные пласты насыщены только газом, в основном метаном. Следует иметь в виду, что керны, извлеченные из газоносных пластов, внешне ничем не отличаются от обычных непродуктивных коллекторов и при обработке бензином и другими растворителями не изменяют своего цвета; они обладают характерным сильным запахом бензина, который вскоре улетучивается. Эту особенность нужно учитывать при разведке газовых залежей — керны должны обследоваться тотчас же после извлечения из скважины для установления в разрезе положения газоносных пластов.

Наличие газовой залежи в разрезе местоскопления можно также установить в процессе бурения разведочной скважины при помощи газового каротажа.

В отдельных случаях, если газовые залежи образовались в нефтегазоносных областях, коллекторы могут содержать некоторое количество связанной нефти. При опробовании подобных пластов в скважинах можно получить чистый газ без признаков нефти. В газонефтяных и газоконденсатных залежах коллекторы в газовой шапке могут быть насыщены нефтью, которая «связана» с зернами и обломками горных пород.

Чисто газовые залежи — сухие, в основном состоят из метана (92—99%), отличаются незначительным содержанием тяжелых углеводородов и минимальной плотностью.

Газоконденсатные залежи. Газоконденсатные залежи отличаются от газовых тем, что содержат в газе в растворенном состоянии значительное количество жидких УВ (C_5H_{12} и выше).

Технологические условия разработки газовых и газоконденсатных залежей различны. В отличие от газовых разработка газоконденсатных залежей должна происходить при поддержании пластового давления путем обратной закачки газа после извлечения из него жидких УВ. Это необходимо для того, чтобы не допускать

выделения в пластовых условиях жидких УВ, которые в подобных случаях будут смачивать минеральные частицы пород и безвозвратно теряться. После извлечения основных запасов жидких УВ газоконденсатная залежь должна разрабатываться как газовая.

Если газоконденсатная залежь приурочена к высокопроницаемым пористым коллекторам, имеющим крутые углы падения пластов, то пластовое давление можно поддерживать и путем нагнетания воды в приконтурную часть залежи. Этот метод разработки при указанных благоприятных геологических условиях имеет ряд преимуществ, так как исключает необходимость строительства компрессорных станций для нагнетания газа в пласт и позволяет не консервировать запасы газа, а разрабатывать газоконденсатную залежь одновременно для получения как конденсата, так и газа. Разработка газоконденсатных залежей требует строительства специальных компрессорных станций для нагнетания газа в пласт под высоким давлением, и необходимость осуществления этого процесса должна быть экономически обоснована наличием достаточно крупных запасов жидких УВ.

Изучение газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей показало, что содержание в них жидких УВ колеблется в значительных пределах. Сводные части залежи отличаются относительно меньшим содержанием жидких УВ по сравнению с более погруженными частями, где оно достигает максимума.

Таким образом, для правильного выбора местоположения эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также более точного подсчета запасов жидких УВ необходимо установить особенности геологического строения газоносных пластов и содержание конденсата в газе по всей залежи.

Интересы народного хозяйства требуют, чтобы при составлении проекта разработки газоконденсатных залежей были учтены все научные аспекты, экономические соображения и предложены инженерные решения, направленные на полное извлечение запасов

конденсата и других ценных химических элементов.

Газонефтяные залежи. Различают следующие газонефтяные залежи: 1) с узкими нефтяными оторочками, ширина которых недостаточна для специальной разработки их на нефть; 2) с нефтяными оторочками, достаточно широкими для самостоятельной разработки их на нефть; 3) односторонние, когда нефтяные оторочки расположены на одном крыле или на одной периклинали складки; 4) подгазовые, характеризующиеся тем, что нефтяная залежь находится под газовой шапкой, поэтому каждая скважина независимо от ее структурного положения вскрывает как газовую, так и нефтяную часть залежи.

Разведка газонефтяных залежей должна предусматривать заложение разведочных скважин не только на своде, но и на обоих крыльях поднятия, чтобы установить наличие нефтяной оторочки и определить ее размеры и запасы. Если результаты изучения кернов и радиометрических исследований продуктивных горизонтов, а также данные по гидродинамической обстановке свидетельствуют о возможной нефтеносности нижней части залежи, то особое внимание уделяют ее раздельному испытанию, чтобы установить наличие подгазовой залежи.

Газонефтеконденсатные залежи. Газонефтеконденсатные залежи отличаются от газонефтяных тем, что газовая шапка содержит значительное количество жидких УВ. Поэтому перед разведкой после получения газа в сводовой части структуры необходимо установить нефтяную оторочку, а также определить содержание жидких УВ в различных по глубине зонах газовой шапки.

Нефтегазовые залежи. Это залежи, в которых запасы нефти преобладают над запасами газа. В соответствии с этим определением залежи, имеющие один и тот же объем поровых пространств, занятых нефтью и газом, в зависимости от глубины залегания могут в одних случаях относиться к нефтегазовым, а в других — газонефтяным. Разведка нефтегазовых залежей кроме решения обычных задач должна

предусматривать установление газонефтяного и водонефтяного контактов, что имеет важное значение не только для подсчета запасов нефти, но и для правильного размещения скважин при разработке нефтяной части залежи.

В СССР, в частности в Западной Сибири, Прикаспийской впадине, Восточной Сибири, Тимано-Печорской НГП и других регионах страны, открывается большое число газонефтяных и газоконденсатных залежей, содержащих в нефтяных оторочках значительные геологические запасы.

Анализируя запасы нефти, важно знать не только абсолютную величину геологических (балансовых) запасов, но и структуру запасов, в частности дифференциацию запасов применительно к методам извлечения. В числе общих категорийных запасов выделяют группу так называемых трудноизвлекаемых запасов, которые содержатся в сложно построенных коллекторах, отличающихся слабыми фильтрационными свойствами, а также в краевых зонах крупных залежей с минимальными нефтеносными мощностями, в одних случаях подстилаемые подошвенной водой, в других — снизу подошвенной водой, а сверху перекрытые газовой шапкой.

Трудноизвлекаемые запасы обычно сосредоточены в залежах: высоковязкой нефти; приуроченных к слабопроницаемым коллекторам; в подгазовых залежах, имеющих небольшую мощность; в нефтяных оторочках крупных газоконденсатных залежей, если они приурочены к слабопроницаемым коллекторам; в краевых зонах крупных нефтегазовых залежей с малыми нефтеносными мощностями, подстилаемые подошвенной водой, а возможно, и перекрываемые газом, и т. д.

Очевидно, для каждого вида залежи или ее части должны быть разработаны наиболее эффективные методы воздействия на нефтную залежь с целью повышения производительности скважин и коэффициента нефтеизвлечения.

С народнохозяйственной точки зрения эти запасы представляют значительный интерес, а создание научных

основ их эффективной разработки необходимо как для добычи нефти, так и газа. Поэтому разведка подобных залежей требует специального методического подхода, предусматривающего получение наиболее полной информации о геологическом строении нефтяной оторочки и газовой части залежи, которые должны стать геологической основой для составления научно обоснованных проектов разработки с учетом использования энергии газовой шапки, подошвенных вод и искусственных методов воздействия на пласты. Чтобы не консервировать запасы газа на длительное время, наиболее эффективными будут проекты, предусматривающие одновременную разработку как нефтяной, так и газовой части залежи.

Следовательно, разведка подобных залежей, предусматривающая получение в процессе бурения полной информации о нефтяной и газовой частях залежи, а также поинтервальное испытание пластов в разведочных скважинах, может обеспечить составление на должном научном уровне проекта разработки с высокими технико-экономическими показателями.

Благодаря малой плотности газ проникает в мельчайшие поры, непроницаемые для нефти. Причинами скопления газа в наиболее повышенных частях пластов, сложенных проницаемыми породами, являются малая плотность и значительная подвижность газа. Поскольку газ обладает чрезвычайно малой вязкостью и способностью перемещаться через йоровые каналы малого диаметра, газовые залежи формируются не только в хорошопроницаемых коллекторах, но и в пластах, сложенных слабопроницаемыми породами, которые не могут быть вместилищами для нефти.

Промышленная разведка газовых залежей несколько отличается от разведки нефтяных, что обусловлено физическими свойствами природных газов:

1. Газ из отдаленных участков залежи продвигается к эксплуатационным скважинам с относительно небольшой потерей давления. Поэтому экс-

плуатационные скважины необходимо закладывать в наиболее благоприятных структурных условиях — преимущественно в сводовых повышенных частях поднятия. Подобное расположение скважин обеспечивает продолжительную безводную их эксплуатацию и обводнение после извлечения основных запасов газа.

2. Возможность дренирования скважинами, расположенными в сводовой части структуры, всей газовой залежи исключает необходимость детальной разведки ее краевых зон, тем более что в них содержится незначительная часть запасов.

3. Дебит газовых скважин в несколько раз (в переводе на условное топливо — во много раз) превышает дебит нефтяных, а при снижении пластового давления в большинстве случаев одновременно дренируются как хорошопроницаемые, так и слабопроницаемые породы. Это позволяет разрабатывать газовые залежи гораздо меньшим числом скважин, чем нефтяные.

Анализ разведки и разработки ряда небольших газовых залежей показал, что если по окончании разведки нефтяной залежи всегда необходимо бурение эксплуатационных скважин, то по окончании разведки некоторых небольших газовых залежей часто достаточно разведочных скважин для их разработки. В отдельных случаях количество разведочных скважин оказалось даже большим, чем требуется для эксплуатации. Важно не допускать переразведки газовых местоскоплений, так как бурение лишних разведочных скважин не только удорожает подготовку местоскопления к разработке, но и отвлекает средства от разведки новых газоносных районов. Поэтому количество разведочных скважин, которые могут дать газ, не должно превышать количества скважин, необходимых для разработки этой залежи.

После вскрытия газовой или газонефтяной залежи одной из важных задач дальнейшей разведки является определение высотного положения газоводяного, газонефтяного и водонефтяного контактов. Раньше эту задачу

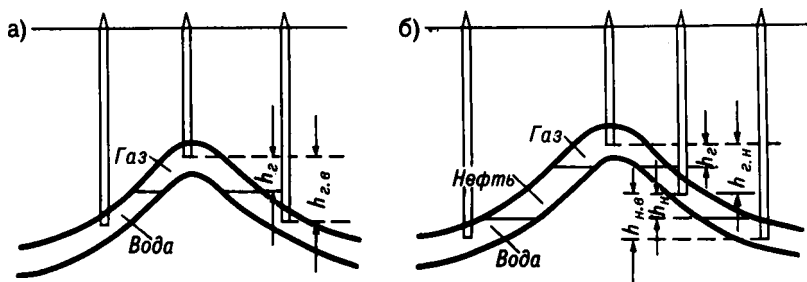


Рис. 13.32. Положение газа, нефти и воды в залежах:
а — чисто газовая залежь; б — газонефтяная залежь

обычно решали путем бурения оконтурирующих скважин без надлежащего использования данных, полученных по ранее пробуренным скважинам, в результате чего нередко значительное количество скважин оказывалось непродуктивными, расположенными за пределами залежи. При наличии точных замеров пластового давления в газоносной, нефтеносной и водоносной частях пласта можно расчетным путем определить по формулам, предложенным В. П. Савченко, положение газовой, газонефтяной и водонефтяной контактов скважинами (рис. 13.32). На рис. 13.32 изображена чисто газовая залежь. Если одной скважиной вскрыта газовая залежь, а другой — пластовая вода, то, замерив пластовое давление газа P_g и воды P_w , определяют **высотное положение газовой залежи** — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой газовой залежи (м):

$$h_g = \frac{\gamma_w h_{г.в} - 10(P_w - P_g)}{\gamma_w - \gamma_g},$$

где γ_w , γ_g — плотность в пластовых условиях соответственно воды и газа, г/см³; $h_{г.в}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления газа P_g и воды P_w ; P_w , P_g — пластовое давление соответственно воды и газа в точках замера, Па.

Если одной скважиной вскрыта газовая шапка, а другой — нефтяная часть залежи, или если одной скважиной вскрыта нефть, а другой — пластовая вода, то, замерив пластовое

давление в первом случае газа P_g и нефти P_n , а во втором случае — нефти P_n и воды P_w , определяют соответственно высотное положение газонефтяного и водонефтяного контактов:

$$h_{г.н} = \frac{\gamma_n h_{г.н} - 10(P_n - P_g)}{\gamma_n - \gamma_g},$$

$$h_{н.в} = \frac{\gamma_w h_{н.в} - 10(P_w - P_n)}{\gamma_w - \gamma_n}.$$

Рациональная разведка газовых местоскоплений должна осуществляться при условии полной увязки методики и сроков разведки с порядком будущей разработки данного местоскопления и газоносного района в целом.

Основная задача разведки — получение информации о продуктивных пластах газовой залежи, которая должна способствовать установлению запасов газа, уровня добычи, количества эксплуатационных скважин, порядка разбуривания газовых залежей и других данных для правильной рентабельной разработки местоскоплений.

При определении необходимой степени детальности разведки следует учитывать, что ценность информации, получаемой от бурения первых скважин, заложенных в повышенных частях залежи, достаточно велика, а затем от бурения каждой новой скважины ценность информации, как правило, снижается. Таким образом, при рациональной разведке газовых и газоконденсатных местоскоплений основным является максимальное сокращение сроков разведки и подготовка местоскопления к разработке при оп-

тимально необходимым числе разведочных скважин.

Газовые залежи, приуроченные к мощным выдержанным продуктивным толщам типа сеноманских отложений в местоскоплениях северной части Тюменской области, можно разведывать и подготавливать к разработке редкой сеткой скважин.

Для ускорения промышленной разведки и ввода в разработку многопластовых газовых местоскоплений, точно так же, как и нефтяных, необходимо выделять этажи разведки. Основными геологическими факторами выделения этажей являются:

наличие в разрезе местоскопления двух или нескольких горизонтов, содержащих большие запасы газа;

значительная разница в глубинах залегания основных базисных горизонтов, выделенных в качестве эксплуатационных объектов для самостоятельной разработки;

наличие нефтяных залежей или нефтяных оторочек, имеющих промышленное значение;

условия бурения скважин.

Система разведки выделенных этажей снизу вверх или сверху вниз для каждого региона решается в зависимости от геологических, технических и экономических факторов. Например, для газовых местоскоплений северной части Тюменской области применяется система сверху вниз. Здесь в результате поисковых работ выявлены крупнейшие по площади и запасам газовые залежи, приуроченные к сеноманским отложениям, залегающим на глубинах 1100—1300 м, и в то же время очень слабо изучен разрез нижнемеловых и юрских отложений. Региональная газоносность сеноманского яруса, малые глубины и большие запасы газа дают основание выделить этот стратиграфический интервал разреза в самостоятельный этаж разведки и разработки, не ожидая получения данных о газо- или нефтеносности глубокозалегающих частей разреза.

Особенно большая опасность переизведки существует при разведке газовых залежей с нефтяной оторочкой, не имеющей промышленного значения.

Профильное расположение разведочных скважин способствует обнаружению нефтяной оторочки под газовой залежью. При обнаружении нефтяной оторочки ее разведку следует осуществлять посредством заложения коротких поперечных профилей через скважины, давшие нефть. Если же местоскопление многопластовое, то разведочные скважины, пробуренные на нижние горизонты, могут установить примерное положение нефтяных оторочек верхних горизонтов, которые в последующем будут подтверждены бурением отдельных скважин. В качестве примера газонефтяного местоскопления, в разрезе которого содержится значительное количество газоносных пластов с нефтяными оторочками, имеющими промышленное значение и выделенными для первоочередной разработки, можно привести местоскопление Жетыбай (Мангышлак).

Р а в н о м е р н о е расположение скважин целесообразно при неоднородном строении пласта за счет литологической изменчивости или тектонической перебитости (например, блоковое строение Шебелинского местоскопления). Такое же равномерное расположение целесообразно при слабой проницаемости газоносного горизонта (Кугультинское местоскопление).

Ц е н т р а л ь н о - г р у п п о в о е расположение скважин рекомендуется при хорошей проницаемости пласта, когда периферическая зона имеет ухудшенную эксплуатационную характеристику по сравнению со сводовой частью местоскопления. Таковы массивные залежи в известняках или пластовые залежи на пологих структурах, где в своде имеется зона, лишенная воды, окруженная широкой оторочкой с подошвенной водой (Северо-Ставропольская, Газли).

Б а т а р е й н о е расположение скважин рекомендуется при хорошей проницаемости и выдержанности газоносного горизонта для создания компактного газового промысла и максимального уменьшения промысловых коммуникаций. Целесообразны круговые батареи эксплуатационных скважин, расположенные в сводовой части

поднятия. Мировая практика разработки знает примеры, когда в подобных залежах батареи скважин являются не круговыми, а вытянутыми по прямой. При наличии в пределах газоносной площади зон хорошей и плохой проницаемости эксплуатационные скважины рекомендуется закладывать на высокопроницаемых зонах.

- Для выбора описанных выше систем расположения эксплуатационных скважин при разработке крупных газовых залежей необходимо иметь достаточную информацию об особенностях и условиях залегания в них газа, полученную в процессе промышленной разведки.

Во всех случаях на газовых местоскоплениях следует проводить опытную эксплуатацию разведочных скважин, что позволит:

- установить оптимальные дебиты скважин, при которых будет происходить нормальная эксплуатация, исключающая разрушение структуры коллектора и вынос зерен или обломков газоносных пород;

- выявить характер взаимодействия отдельных частей газовой залежи при неоднородном строении пласта или тектонической ее перебитости;

- получить данные, способствующие установлению режима залежи, так как возможность проявления водонапорного режима учитывается при составлении проекта разработки газовой залежи. В отличие от нефтяных залежей наличие водонапорного режима в газовой залежи способствует защемлению целиков газа при неравномерном продвижении воды и снижению коэффициента газоотдачи;

- определить запасы газа в случае небольших залежей по методу падения давления.

Разведка газовых местоскоплений завершается подсчетом запасов для составления проекта разработки и определения капиталовложений в промысловое строительство. Методы подсчета запасов газа рассматриваются в специальных учебных пособиях.

Г Л А В А 14

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Проблема охраны природы, ее недр и окружающей среды на современном этапе является особенно актуальной. Человечество все больше убеждается в необходимости сохранения и восстановления ресурсов окружающей среды во имя жизни и деятельности ныне живущих людей и будущих поколений.

§ 14.1. Общие сведения

С начала установления Советской власти в нашей стране были приняты декреты о пользовании лесом (27 мая 1918 г.), о недрах земли (30 апреля 1920 г.), об охране рыбных и звериных угодий (24 мая 1921 г.) и др.

В 1975 г. был принят Закон о недрах. По закону, пользователи недр обязаны обеспечивать полноту геологического изучения, рациональное, комплексное использование и охрану недр; безопасное для работников и населения ведение работ; приведение земельных участков в состояние, пригодное для дальнейшего использования в народном хозяйстве, и т. д.

Основными требованиями в области охраны недр являются:

- 1) обеспечение полного и комплексного геологического изучения недр;

- 2) наиболее полное извлечение из недр и рациональное использование запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов;

- 3) охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;

- 4) предотвращение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность эксплуатируемых и находящихся на консервации горных выработок и буровых скважин, а также подземных сооружений;

- 5) предотвращение загрязнения недр при подземном хранении нефти, газа и иных веществ и материалов; захоронение вредных веществ и отходов производства, сбросы сточных вод.

В статье 18 Конституции СССР сказано, что в интересах настоящего и будущих поколений в СССР применяются необходимые меры для охраны и научно обоснованного рационального использования земли и ее недр, водных ресурсов, растительности и животного мира, для сохранения в чистоте воздуха и воды, обеспечения воспроизводства природных богатств и улучшения окружающей среды.

В Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года, принятых XXVII съездом КПСС, приведен комплекс мероприятий и требований по охране природы, которые включают: повышение эффективности мер по охране природы; улучшение охраны недр и комплексное использование минеральных ресурсов; снижение потерь полезных ископаемых при добыче, обогащении и переработке; обеспечение сохранности природной среды экономической зоны СССР и континентального шельфа СССР.

Претворение в жизнь постановлений партии и правительства способствует значительному улучшению охраны природы и природных ресурсов. Однако остается немало нерешенных задач в области охраны окружающей среды и недр. При поисках, разведке и разработке местоскоплений нефти и газа наиболее типичными примерами порчи окружающей природной среды являются: выбросы нефти, природного (и попутного) газа в атмосферу; выбросы высокоминерализованных пластовых и буровых промывочных вод в водоемы; загрязнение нефтью и нефтепродуктами рек, озер, водоемов и акваторий; нарушения плодородного слоя почвы при сооружении объектов геолого-разведочного производства.

Важнейшей задачей охраны недр является наиболее полное извлечение ресурсов нефти и газа при разработке их залежей. Несмотря на то что для выполнения этой задачи, имеющей огромное народнохозяйственное значение, в стране осуществляется ряд мероприятий, в настоящее время остается актуальной проблема повышения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов при их разработке. Как показывает практика разработки нефтяных местоскоплений в СССР и за рубежом, коэффициент нефтеотдачи пластов редко превышает 0,5, а зачастую намного ниже (0,4—0,2). Следовательно, на ряде местоскоплений остаются в недрах неизвлеченными 50—70% нефти, что на больших местоскоплениях равносильно потере сотен миллионов тонн нефти.

Следовательно, необходимо проведение комплексных работ по разработке и широкому внедрению принципиально новых методов воздействия на продуктивные пласты с целью достижения значительного повышения коэффициента нефтеотдачи их при разработке залежей.

§ 14.2. Требования к охране окружающей природной среды и недр при производстве геолого-разведочных работ, включая бурение

При производстве геолого-разведочных работ, включая бурение, несоблюдение природоохранительных мер может привести к загрязнению нефтью и сопутствующими продуктами земной поверхности, озер, водоемов, рек и акваторий; выбросам нефти, природного и нефтяного газа, иногда содержащего сероводород и другие агрессивные компоненты, в атмосферу; высокоминерализованных пластовых вод и буровых промывочных жидкостей в водоемы; порче плодородного слоя почвы при сооружении объектов геолого-разведочного производства; порче лесных массивов и посевных площадей, а также к возникновению пожаров.

При поисково-разведочных работах на нефть и газ могут возникнуть различные осложнения и аварии, способные нанести большой вред людям, недрам и окружающей природе: могут быть выбросы промывочного раствора, открытое фонтанирование нефтью или газом, обвалы ствола скважины, провалы вышки и оборудования, пожары, грифоны и др. Аварии являются следствием несоблюдения правил и технологии проводки скважин и недоучета геологического строения и условий залегания нефти, а также причиной больших потерь нефти и газа. В связи с этим жесткие требования должны предъявляться к цементированию поисковых и разведочных скважин. Нельзя оставлять открытыми стволы скважин, чтобы предотвратить возможность перетоков нефти и газа в другие горизонты и обводнения продуктивных пластов. Для предупреждения перетоков УВ в верхние песчаные пласты,

содержащие пресные грунтовые воды, в некоторых случаях спускают предохранительную колонну; чтобы предотвратить выбросы, связанные с уменьшением удельного веса глинистого раствора при бурении, применяют специальные промывочные жидкости. При цементации обсадных колонн разведочных скважин необходимо добиться сплошного цементного кольца вокруг обсадных труб. Качество цемента должно при этом удовлетворять всем требованиям, особенно при бурении на значительную глубину, чтобы исключить преждевременное схватывание цемента в процессе тампонажа и т. д. Предотвращение и борьба с газо- и нефтепроявлениями в процессе бурения скважин особенно необходимы в районах, обладающих аномально высокими пластовыми давлениями. В этих случаях применяют утяжеленные глинистые растворы, способные создать в стволе скважины давление, превышающее пластовое.

В ряде районов СССР при разработке газовых залежей, в том числе на Украине, в Краснодарском и Ставропольском краях, Азербайджане, Туркмении, наблюдалось массовое образование грифонов.

Особенно опасно открытое фонтанирование и образование грифонов на местоскоплениях, приуроченных к сильно нарушенным складкам. В этих случаях могут происходить провалы вышки и буровой установки и нередко образование грифонов с утечкой газов в атмосферу. Эти явления не только создают угрозу взрывов и пожаров на площадях, но и приводят к большим потерям газа (иногда до нескольких миллиардов кубических метров) и загрязнению атмосферного воздуха. Предупреждение образования грифонов и открытого фонтанирования проводится путем спуска специальной колонны, которая перекрывает верхнюю раздробленную часть разреза скважины.

Ликвидация грифонов и глушение фонтанов производятся либо путем нагнетания в скважину большого объема цементного раствора, либо путем бурения наклонных скважин, направленных к забою фонтанирующей скважины. В последнем случае глинистый

раствор заполняет депрессионную зону и способствует ликвидации фонтана.

Особую осторожность нужно проявлять при производстве буровых работ на акваториях. Утечки нефти в море приводят к загрязнению акватории и огромному ущербу в рыбном хозяйстве.

С целью предотвращения загрязнения моря стационарные платформы и приэстакадные площадки для бурения скважин оснащаются (Н. А. Алиев, 1981): техническими средствами по сбору и вывозу шлама (шламоборники, подъемные краны и транспортные контейнеры); герметической системой приема и выдачи горюче-смазочных материалов (ГСМ) и эвакуации отработанных масел (емкости, трубопроводы и раздаточные краны); блоками приема, хранения и выдачи порошкообразных химических реагентов и утяжелителя по замкнутой пневмосистеме; закрытой циркуляционной системой промывочной жидкости и дополнительными емкостями для сбора и вывода химически обработанных и утяжеленных промывочных жидкостей (ЗЦС, трубопроводы); системами сбора, очистки и утилизации буровых сточных вод (установка по сбору и очистке буровых сточных вод, трубопроводы); сбора и эвакуации хозяйственных и фекальных вод (емкости, трубопроводы); сбора продуктов неполного сгорания ГСМ и выхлопов дизельных силовых агрегатов (коллекторы-ловушки); оборотного и повторного водоснабжения (емкости, насосы и трубопроводы); средствами для сбора и утилизации капельной жидкости (поддоны, желоба и т. д.).

ГЛАВА 15

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДочНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

В СССР за последние 25 лет добыча нефти увеличилась в 4 раза и газа — в 14 раз. Все это стало возможным благодаря открытию новых нефтегазовых земель в перечисленных регионах страны. Особое значение имело

установление нефтегазоносности между Уралом и Волгой, а позднее в Западной Сибири, позволившее не только намного увеличить темпы роста добычи нефти и газа, но и коренным образом улучшить географию размещения нефтегазодобывающих центров в стране и преобразить экономический облик многих областей.

В 1983 г. ЦК КПСС и Совет Министров СССР была принята Энергетическая программа СССР на длительную перспективу, в которой среди важнейших задач, связанных с обеспечением развития топливно-энергетической базы СССР, большое внимание уделено нефтяной и газовой промышленности. Основные положения Энергетической программы СССР в этой области предусматривают:

обеспечение стабильно высокого уровня добычи нефти, в том числе за счет повышения нефтеотдачи пластов;

заблаговременную подготовку промышленных запасов топлива, особенно нефти, резкое увеличение объема и повышение эффективности глубокого разведочного бурения на нефть, в первую очередь в наиболее перспективных районах;

сохранение высоких уровней добычи нефти в Западной Сибири, быстрое увеличение объемов добычи и транспортировки сибирского газа в европейскую часть страны;

дальнейшее развитие добычи нефти в Казахской ССР и усиление поисков и разведки нефтяных месторождений в Восточной Сибири и на континентальном шельфе;

обеспечение необходимых уровней добычи нефти и газового конденсата не только за счет новых разведанных запасов, но и внедрения достижений научно-технического прогресса, особенно в области разработки нефтяных месторождений, повышения нефтеотдачи пластов.

Для успешного и своевременного выполнения перечисленных задач необходимо обеспечить подготовку разведанных запасов нефти, газа и конденсата в значительных объемах как в разрабатываемых, так и в слабо изученных регионах страны.

Резервы недр для этого еще велики. Главной базой развития добычи нефти, газа и конденсата в нашей стране является Западная Сибирская нефтегазоносная провинция. Результаты поисково-разведочных работ последних лет показывают, что значительные перспективы для приращения разведанных запасов УВ в Западной Сибири сохраняются за счет открытия новых местоскоплений:

в *Среднем Приобье* — в меловых и юрских, а местами в палеозойских отложениях; в структурных и неантиклинальных ловушках литологического и стратиграфического типов в пределах крупных сводов, мегавалов и региональных впадин;

в *северных областях* — в отложениях мела, юры и доюрских в Ямальской, Гыданской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской и других областях.

Резервы для увеличения добычи УВ в Западной Сибири связаны также с вовлечением в разработку запасов нефти, приуроченных к коллекторам сложного строения, подгазовым залежам и нефтяным оторочкам; с разработкой нефтяных залежей, заключенных в необычных коллекторах глинистого типа в баженовских отложениях на Салымском и других местоскоплениях; с вовлечением в добычу значительных запасов конденсата, обнаруженных на многих местоскоплениях УВ. Значительные резервы для приращения разведанных запасов нефти и конденсата связаны с широким применением эффективных, в том числе термических и физико-химических, методов воздействия на продуктивные пласты с учетом особенностей строения коллекторов и физико-химических свойств нефтей.

Огромными потенциальными возможностями для приращения разведанных запасов нефти, газа и конденсата обладает Прикаспийская мегасинеклиза.

В последние годы в подсолевых палеозойских отложениях здесь открыты значительные зоны нефтеконденсатогазонакопления (Астрахань, Тенгиз, Тажигали, группа Жанажола, Карачаганак и др.), подтвердившие прогно-

зы геологов о высокой перспективности этого региона.

В широком диапазоне (от девона до пермотриаса) выявлена региональная нефтегазоносность палеозойских отложений, в которых зоны нефтегазонакопления могут быть приурочены не только к рифогенным образованиям и валоподобным поднятиям, но и к зонам выклинивания или замещения коллекторов и стратиграфических несогласий. Для поисков последней группы первоочередной интерес представляют склоны сводовых поднятий и мегавалов, обращенных в сторону прилегающих региональных впадин и прогибов.

Кроме того, на бортах Прикаспийской мегасинеклизы могут быть обнаружены зоны нефтегазонакопления, приуроченные к регионально-разрывным нарушениям, подобным региональной системе сбросов Балконес-Мексия в Примексиканской мегасинеклизе США, с которой связаны крупные зоны нефтегазонакопления.

Для скорейшей реализации перечисленных перспектив в Прикаспийской нефтегазоносной провинции предстоит:

производить на уже открытых местоскоплениях доразведку залежей нефти, газа и конденсата в отложениях перми, верхнего и среднего карбона и поиски, еще не выявленных продуктивных горизонтов в отложениях нижнего карбона, а где это возможно — в отложениях девона;

готовить к глубокому поисковому бурению опережающими темпами необходимый фонд структур;

расширить поиски новых, еще не выявленных крупных зон нефтегазонакопления. С этой целью следует ускорить региональные геолого-геофизические исследования и параметрическое бурение совместно с аэрокосмической съемкой, охватывая не только бортовые части мегасинеклизы, но и прибортовые погружения, в том числе центральные ее области;

разработать ускоренными темпами и широко внедрить рациональную методику ускоренных поисков и разведки зон нефтегазонакопления и скоплений

УВ, проводя поисково-разведочное бурение в комплексе с промысловой сейсморазведкой;

широко внедрить прямые геофизические и геохимические методы поисков и разведки скоплений УВ.

Наряду со сказанным в Прикаспийской нефтегазоносной провинции предстоит разработка важнейших фундаментальных теоретических проблем нефтегазовой геологии, геофизики и геохимии;

выяснение основных закономерностей формирования и размещения различных генетических типов зон нефтегазонакопления, в том числе зон концентрации наибольших ресурсов УВ в различных частях мегасинеклизы;

создание геолого-исторических моделей формирования и размещения регионально-нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления в течение отдельных отрезков времени геологической истории этого региона как научной основы прогнозирования нефтегазоносности недр;

углубление теоретического уровня и повышение достоверности регионального, зонального и локального прогнозирования нефтегазоносности недр мегасинеклизы;

создание высокоэффективных методов и технологии воздействия на продуктивные пласты, обеспечивающие достижение максимальных коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, а также сопутствующих элементов при разработке местоскоплений УВ.

Благоприятные географические условия, близость основных промышленных центров переработки и потребления нефти, газа и конденсата выдвигают Прикаспийскую нефтегазоносную провинцию в число первоочередных после Западной Сибири регионов для ускоренного развития геолого-разведочных работ с целью создания здесь новой нефтегазодобывающей базы страны.

Для приращения разведанных запасов нефти и газа имеются значительные резервы и в других нефтегазоносных провинциях страны, связанные прежде всего с поисками и раз-

ведкой новых продуктивных горизонтов в еще недостаточно изученных литолого-страти графических комплексах:

в Волго-Уральской и Тимано-Печорской — карбонатные отложения палеозоя и додевонские отложения раннего палеозоя;

в Украинской и Белорусской ССР — каменноугольные и межсолевые и подсолевые отложения девона;

на Северном Кавказе — меловые, юрские и пермтриасовые отложения;

в Закавказье — отложения нижней части продуктивной толщи и подстилающие ее отложения палеогена и мезозойские отложения;

в Среднеазиатских республиках — мезозойские отложения (мел, юра и триас) и новые зоны нефтегазонакопления в красноцветной толще и в подстилающих ее отложениях в Западной Туркмении и в прилегающих акваториях Каспия; в некоторых областях этого региона интерес представляют и слабометаморфизованные отложения палеозоя;

на Сахалине — отложения нижней части палеогена и подстилающие комплексы.

В перечисленных нефтегазоносных провинциях значительные резервы для увеличения разведанных запасов УВ связаны:

с поисками и разведкой зон нефтегазонакопления, приуроченных к ловушкам неантиклинального литологического и стратиграфического типов. Для поисков зон регионального нефтегазонакопления первоочередной интерес представляют бортовые части впадин, прилегающих к сводовым поднятиям Русской платформы, сводовым поднятиям и мегавалам Западной и Восточной Сибири, сводовым поднятиям Предкавказья, Средней Азии и др.;

с разведкой новых продуктивных горизонтов, залегающих на глубинах свыше 4 км. В настоящее время свыше 75% разведанных запасов нефти и газа по стране в целом приурочены к глубинам до 3 км. Между тем в ряде нефтегазоносных провинций нашей

страны и за рубежом значительные запасы нефти и особенно газа выявлены на глубинах 5—6 км и глубже.

В связи с этим для обеспечения приращения разведанных запасов в уже разрабатываемых нефтегазоносных областях необходимо широко перейти к бурению поисково-разведочных скважин глубиной до 5—6 км, а в ряде регионов (Азербайджане, Прикаспийской мегасинеклизе, Северном Кавказе, Коми АССР) — до 7 км;

с открытием и освоением ресурсов УВ в Восточной Сибири и на экваториальных шельфах. Проведенными поисково-разведочными работами в Восточной Сибири установлена региональная нефтегазоносность карбонатных и терригенных комплексов отложений рифея и кембрия, в которых открыт целый ряд нефтегазовых, газонефтяных и конденсатных местоскоплений на территории Иркутской области, Якутской АССР и Красноярского края в пределах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз и разделяющей их Катангской седловины.

В пределах Вилюйской впадины в мезозойских и верхнепалеозойских отложениях открыт ряд газоконденсатных местоскоплений. В Енисей-Хатангской впадине открыты газоконденсатные и нефтегазовые местоскопления в меловых отложениях. Эти открытия в совокупности позволяют обширную территорию Восточной Сибири и Якутской АССР оценивать как несомненно перспективную для подготовки разведанных запасов газа, нефти и конденсата с целью создания здесь новых центров их добычи.

В Восточной Сибири предстоит: значительно расширить поисково-разведочные работы, в первую очередь в пределах названных выше крупных геоструктурных элементов;

опережающе развивать региональные геолого-геофизические работы и параметрическое бурение с целью создания необходимой научной геологической базы для выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ, включая и территорию Тунгусской мегасинеклизы. Следует отметить, что в пределах более

половины территории Сибирской платформы еще не пробурено ни одной глубокой скважины;

опережающе готовить эффективными геофизическими методами в комплексе с аэрокосмической съемкой необходимый фонд структурных и неантиклинальных объектов для развертывания поисково-разведочного бурения;

разрабатывать и осуществлять действенные меры, обеспечивающие существенное повышение эффективности поисковых и промысловых геофизических работ, качество проводки скважин и испытания в них перспективных горизонтов;

широко внедрять прямые геофизические и геохимические методы поисков и разведки зон нефтегазоаккумуляции и скопления УВ.

Континентальные шельфы нашей страны представляют собой нефтегазовую геологическую целину, где значительные перспективы для открытия зон нефтегазоаккумуляции и подготовки разведанных запасов нефти и газа несомненны. Далеко не исчерпаны возможности в этом отношении акватории Каспия.

Таким образом, из вышесказанного следует, что резервы для приращения разведанных запасов нефти и газа в нашей стране огромны. Задача заключается в том, чтобы реализовать эти резервы, обеспечив наибольшую эффективность поисково-разведочных работ, т. е. подготовку наибольших разведанных запасов УВ по возможности с наименьшими затратами.

В одном из своих выступлений в Баку (1930) И. М. Губкин говорил: «...На разведку нужно идти смело, решительно и ответственно. Но, идя смело и решительно, не боясь ответственности, вместе с тем нужно самым тщательным образом обосновать заложение каждой скважины. Для этого нужно тщательное детальное предварительное геологическое изучение тех районов, которые мы намечаем к разведке...» и далее: «...Разведка должна быть поставлена в виде боевой задачи. Туда должны быть направлены лучшие люди, лучшая техника, потому

что правильно поставленная разведка — это есть решение наших основных хозяйственных проблем... Разведка нефтяных месторождений через ряд связующих звеньев увязывается с основными задачами нашего социалистического строительства. Здесь небрежность и расхлябанность в работе, несоблюдение темпов может привести к прорыву на одном из основных фронтов нашего строительства». Эти высказывания И. М. Губкина сохраняют актуальность и в наше время.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ характеризуются: увеличением в структуре выявленных запасов нефти доли запасов, приуроченных к сложно построенным коллекторам, и вязких нефтей; сокращением доли запасов высокодебитных залежей и соответственно увеличением доли запасов малодебитных залежей; увеличением глубин залегания открываемых залежей УВ; развитием поисково-разведочных работ в слабоизученных регионах со сложным геологическим строением и трудными физико-географическими условиями.

В связи с этим возникают следующие задачи: существенное повышение научной обоснованности и достоверности, т. е. уровня регионального, зонального и локального прогнозирования нефтегазоносности недр; кардинальное повышение эффективности геофизических и геолого-разведочных работ; оснащение геофизических, геолого-поисковых работ и бурения скважин современным техническим оборудованием и аппаратурой.

В Энергетической программе СССР указывается, что научно-технический прогресс в области развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности будет развиваться в направлении:

совершенствования прогнозирования нефтегазоносности, более глубокого изучения закономерностей формирования и размещения местоскопления на основе расширения комплексных исследований земной коры и верх-

ней мантии, включая недра континентального шельфа и районы морского дна за пределами этого шельфа;

развития геофизических и геохимических методов поисков и разведки глубокозалегающих нефтяных и газовых залежей, создания аппаратуры и приборов для этих целей;

совершенствования технических средств и методов для прогнозирования нефтегазоносности территорий, увеличения скорости бурения скважин, а также для геолого-геофизических и технологических исследований в процессе бурения.

Чтобы успешно реализовать эти задачи, в области геофизических работ необходимо осуществить:

опережающее развитие региональных и поисковых геофизических исследований с целью подготовки фонда структурных и неантиклинальных объектов для ввода их в поисковое бурение;

разработку и широкое внедрение комплекса эффективных геофизических и геохимических методов поисков скоплений УВ литологического и стратиграфического типов;

совершенствование существующих и разработка принципиально новых методов всего комплекса полевых геофизических исследований (сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки и др.), обеспечивающих существенное повышение точности, глубины и геологической их эффективности, с повсеместным переходом на цифровую регистрацию и обработку данных с использованием ЭВМ высокого класса;

разработку и внедрение комплексных прямых геофизических и геохимических методов поисков и разведки скоплений нефти и газа в различных геологических условиях;

разработку и внедрение эффективных геофизических методов изучения вещественного состава пород в разрезе исследуемых территорий;

широкое внедрение невзрывных источников сейсмических колебаний с накоплением сигналов;

опережающее развитие региональных и поисковых геофизических работ

с целью обоснования выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ;

разработку методов пространственной сейсморазведки, в том числе сейсмической голографии, обеспечивающих получение высокоточных карт одновременно на больших площадях по основным горизонтам разреза;

разработку и внедрение эффективных дистанционных аэро- и космических методов поисков зон нефтегазо-накопления и местоскоплений УВ;

разработку и внедрение эффективных промыслово-геофизических методов, позволяющих однозначно выделять в карбонатном разрезе продуктивные пласты, определять их основные количественные параметры (пористость, эффективную мощность, нефтегазонасыщенность) и давать оценку коллекторских свойств в продуктивных терригенных отложениях в условиях небольшой мощности пластов, глинизации разреза, частого чередования проницаемых и непроницаемых разностей;

внедрение в практику промыслово-геофизических исследований цифровых каротажных станций, обработка и интерпретация материалов на ЭВМ с целью получения оперативной и достоверной информации о количественных параметрах продуктивных пластов;

разработку и внедрение в практику более высокоточной геофизической и геохимической аппаратуры с использованием новейших достижений электроники и счетно-вычислительной техники.

В области геолого-разведочных работ предстоит:

значительное расширение региональных геолого-геофизических исследований и параметрического бурения во всех перспективных в нефтегазоносном отношении регионах, геологическое строение и геологическая история которых изучены пока недостаточно. Следует отметить, что сравнительный анализ неудач, имевших место в некоторых районах, показывает, что низкая эффективность разведочных работ в этих районах в значительной мере была обусловлена недостатками в региональном подходе к выбору района

для постановки этих работ и концентрации поисково-разведочного бурения в одном или нескольких районах без изучения региональной геологии и палеогеологии исследуемых областей в целом. Поэтому во всех областях, геологическое строение и геологическая история которых в целом или частично (нижних структурных этажей) изучены еще недостаточно, необходимо всемерно расширять комплексные региональные геолого-геофизические исследования, рассматривая их как необходимую основу, для научного обоснования оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ;

проведение ревизии геолого-геофизических материалов на старых площадях для выявления ранее пропущенных объектов разведки;

коренное совершенствование техники и технологии вскрытия и испытания продуктивных пластов, в том числе приуроченных к карбонатным коллекторам;

внедрение в практику всех геолого-разведочных предприятий опробования поисковых и разведочных скважин в процессе бурения испытателями пластов и эффективных методов интенсификации притоков нефти из продуктивных особенно карбонатных коллекторов;

разработка и широкое внедрение методики у с к о р е н н ы х поисков и разведки зон нефтегазонакопления и местоскоплений УВ различного генезиса, позволяющей давать их геолого-экономическую оценку с меньшими объемами работ и в сокращенные сроки;

разработку теоретических принципов и критериев определения о п т и м а л ь н о г о количества поисковых и разведочных скважин и рационального их размещения при поисках и разведке различных генетических типов зон нефтегазонакопления и скоплений УВ;

разработку и осуществление по каждому нефтегазодобывающему региону действенных мер, связанных с обеспечением наиболее полного рационального и экономически рентабельного использования разведанных запасов УВ, в том числе приуроченных к слож-

но построенным коллекторам, малодобитным продуктивным горизонтам и залежам с вязкой нефтью.

В своевременной подготовке сырьевой базы и обеспечении высокой результативности и эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ большая роль принадлежит нефтегазовой геологической и геофизической наукам.

На июньском совещании (1985 г.) в ЦК КПСС по вопросам ускорения научно-технического прогресса, роли науки в социально-экономическом развитии страны подчеркивалась необходимость повышения эффективности научных исследований, сокращения сроков внедрения достижений науки и техники, углубления связи фундаментальных и прикладных исследований.

«Научно-технический прогресс» должен быть нацелен на радикальное улучшение использования природных ресурсов, сырья, материалов, топлива и энергии. Партия будет всемерно содействовать дальнейшему наращиванию и эффективному использованию научно-технического потенциала страны, развертыванию научных исследований, открывающих новые возможности крупных, революционных сдвигов в интенсификации экономики»*.

Решениями XXVII съезда КПСС предусматривается обеспечить дальнейшее укрепление и расширение минерально-сырьевой базы страны, повышение эффективности и качества подготовки к освоению разведанных запасов полезных ископаемых. Ускорить геолого-разведочные работы на нефть и природный газ на территории Западной и Восточной Сибири, в Прикаспийской низменности, на европейском Севере СССР, в Средней Азии, на Дальнем Востоке.

Для наращивания разведанных запасов быстрыми темпами и повышения экономической эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо знать закономерные связи формирования и размещения не только крупных и крупнейших местоскоп-

* Материалы XXVII съезда Коммунистической партии Советского Союза. М., 1986. С. 142.

лений, но и зон концентрации наибольших ресурсов нефти и газа в пределах каждой геологической провинции.

Таким образом, выяснение закономерных генетических связей формирования и размещения зон наибольшей концентрации ресурсов УВ в различных геологических условиях и на этой основе разработка научно обоснованных критериев их поисков, естественно, приобретают исключительно большое народнохозяйственное значение и являются одной из актуальных задач нефтегазовой геологической науки и практики.

Значительные успехи достигнуты в области разработки принципов и методов качественной оценки разведанных запасов нефти и газа промышленных категорий. Методы количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа по крупным регионам пока не соответствуют требованиям промышленности и долгосрочного планирования капиталовложений в развитии нефтяной и газовой промышленности.

Количественная оценка прогнозируемых ресурсов УВ, как известно, производится на основании осредненных параметров, числовые значения которых принимаются условно, без учета того, что эти параметры изменяются в широком диапазоне в пределах одной и той же геологической провинции и даже области.

Применяемые в настоящее время методы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа не позволяют выделить такие зоны концентрации наибольших ресурсов нефти и газа в различных геологических условиях. А для долгосрочного планирования капиталовложений в геолого-разведочные работы и выбора наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ требуется оценивать не только общие потенциальные объемы ресурсов УВ в недрах исследуемой территории, но и дифференцированно прогнозировать возможные зоны максимальных концентраций ресурсов нефти и газа как в разрезе осадочных образований, так и по площади, т. е. зоны максимального нефте-

и газонакопления в различных частях исследуемой территории.

Подсчитанные прогнозные ресурсы УВ по отдельным нефтегазоносным провинциям в течение даже короткого отрезка времени изменяются в сторону увеличения или уменьшения в несколько раз, а иногда и на порядок. Имеются регионы, по которым прогнозные ресурсы УВ ранее были оценены в очень больших объемах, однако проведенными в последующем разведочными работами они не подтвердились. Значительные расхождения в оценке прогнозных ресурсов наблюдаются и в других странах (см. гл. 1).

Эти расхождения объясняются не только появлением новых геологических данных, но в значительной мере несовершенством используемых методов количественного прогноза нефтегазоносности недр и недостаточной разработанностью теории зонального и локального количественного прогноза.

В последние годы разрабатываются объемно-генетические методы количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа. Метод основан на определении количества ОВ в предполагаемых нефтегазопродуцирующих свитах оцениваемой территории и той части УВ, которая может образоваться из этого ОВ и затем аккумулироваться в тех или иных ловушках.

Однако недостаточно выяснено, какая часть ОВ, захороняемого в осадках, превращается в УВ нефтяного ряда в различных геологических и термодинамических условиях, каковы масштабы потерь их в процессе миграции в природном резервуаре и какая доля их аккумулируется в ловушках.

Разработка теоретических основ объемно-генетических методов в разных вариантах в последние годы успешно развивается в нефтегеологических научных центрах Новосибирска (А. А. Трофимук, В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович и др.), Тюмени (И. И. Нестеров и др.), Ташкента (А. М. Акрамходжаев и др.), Ленинграда (С. Г. Неручев и др.). Необходимо расширение указанных исследований и проведение их по единой программе с обсуждением результатов иссле-

дований и практических рекомендаций отдельных организаций, работающих по этой проблеме.

В соответствующих разделах настоящей книги было показано, что надежное прогнозирование нефтегазоносности недр, в том числе количественная оценка прогнозируемых ресурсов УВ, возможны только на основе познания закономерностей многосторонних генетических связей генерации, миграции и аккумуляции УВ в недрах и при наступлении определенных геологических условий разрушения их скоплений.

Для углубления познания указанных закономерностей предстоит выполнение комплекса исследований на уровне новейших достижений отечественной и мировой науки и изучение:

геологических, геохимических и термобарических параметров среды, при которых потенциально нефтегазоматеринские толщ пород становятся нефтегазогенерирующими, и диагностических характеристик последних;

геологических, геохимических и термобарических условий и факторов, обуславливающих формирование в разрезе осадочных образований зон преимущественно нефте- или газонакопления;

механизма и параметров первичной миграции УВ из нефтегазогенерирующих толщ в коллекторы;

форм миграции нефти и газа в зависимости от изменений среды и условий перехода одной формы миграции в другую;

научно обоснованных критериев оценки коэффициентов потерь и аккумуляции УВ в процессе их миграции и формирования скоплений в генетически различных ловушках;

закономерных связей физических свойств и химического состава нефти и газа в зависимости от изменений палеогеологических, палеогеохимических, палеотермодинамических и палеогидрогеологических условий окружающей среды;

диагностики нефтегазопродуцирующих свойств карбонатных отложений, доля которых в выявленных запасах УВ все более возрастает;

закономерностей изменения фильтрационных и емкостных свойств карбонатных и терригенных коллекторов на глубинах свыше 6 км в различных геологических условиях платформенных и складчатых областей;

закономерностей и критериев прогнозирования фазового состояния УВ в разрезе и латерально в различных геолого-геофизических и геохимических условиях;

закономерных генетических связей формирования и размещения зон концентрации наибольших ресурсов нефти, газа и конденсата в различных геологических условиях.

Предстоит создать по всем нефтегазоносным регионам страны геолого-исторические модели генерации, миграции и аккумуляции УВ в различных фазовых состояниях и геологических условиях по отдельным крупным литолого-стратиграфическим подразделениям исследуемых территорий как интегральной научной основы качественного и количественного прогнозирования нефтегазоносности недр каждого региона.

В связи с выполнением этой работы предстоит значительно расширить исследования по новым направлениям в геотектонике, в том числе по изучению роли плитной глобальной тектоники в процессах формирования региональных геоструктурных элементов земной коры, с которыми связаны региональные нефтегазоносные территории.

В ряде работ советских и зарубежных ученых отражаются выявленные определенные связи между нефтегазоносностью и глобальной тектоникой. В частности, намечается некоторая зависимость между распределением концентраций УВ и зон повышенного теплового потока Земли, а также связь скоплений УВ с рифтовыми системами раздвигающихся плит. Однако по многим вопросам нефтегазообразования и нефтегазонакопления предстоит дополнительные углубленные исследования:

выполнение палеотектонических реконструкций с целью выяснения вре-

мени и путей миграции УВ в связи с перемещениями литосферных плит;

изучение закономерностей распространения региональных нефтегазовых комплексов на континентах и шельфе в пределах раздвигающихся и сближающихся плит;

изучение влияния теплового потока Земли и рифтообразования на формирование зон нефтегазонакопления в недрах.

Таким образом, предстоит расширить исследования по изучению взаимосвязи региональной нефтегазоносности с тектоникой литосферных плит.

Наконец, разведчикам и исследователям нефтегазовых недр нашей страны предстоит большая работа:

по широкому внедрению во все звенья геолого-разведочного процесса и научно-исследовательских работ математических методов с применением ЭВМ и автоматизации;

по разработке методов многомерно-го математического моделирования перспектив нефтегазоносности;

широкому внедрению метода системного анализа во всех звеньях и стадиях геолого-разведочных, геофизических и научно-исследовательских работ.

В. И. Вернадский указывал, что научное мировоззрение, проникнутое естествознанием и математикой,— величайшая сила. Однако математические методы, в том числе методы физико-математического моделирования, в нефтегазовую геологическую практику внедряются медленно. Между тем формализация и моделирование сложных многосторонних процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, системный подход к их изучению с широким использованием математических методов приобретают огромное значение.

В связи с этим неотложной задачей является резкое усиление специальной математической подготовки геологов как в вузах, так и в научно-исследовательских институтах, расширение творческого содружества геологов и математиков при решении основных задач нефтегазовой геологии, связанных в первую очередь с проблемой создания прогрессивной теории и методов

количественного прогноза нефтегазоносности недр.

Наряду с разработкой и широким внедрением перечисленных теоретических и методических проблем нефтегазовой геологии, геофизики и геохимии перед разведчиками недр и научно-исследовательскими институтами промышленности, АН СССР и вузами нефтегазового профиля стоят неотложные задачи:

разработка фундаментальных, прикладных проблем, направленных на обеспечение значительного повышения результативности и экономической эффективности нефтегазописковых геолого-разведочных, в том числе геофизических, работ;

теоретическое обоснование и критерии выбора наиболее перспективных территорий и объектов для поисков новых богатых скоплений УВ, в том числе зон концентрации наибольших их ресурсов в различных геологических условиях;

усовершенствование существующих и создание комплекса принципиально новых геологических, геофизических и геохимических методов и методик поисков и разведки скоплений УВ различного генезиса с использованием новейших достижений отечественной и зарубежной науки и техники, в том числе физики, геохимии, ядерной и квантовой физики, лазерной техники, электроники, автоматизации, космонавтики и др.;

разработка фундаментальных теоретических и методических поисковых проблем, направленных на ускорение научно-технического прогресса;

разработка экономических проблем геолого-разведочных работ на нефть и газ, в том числе системы показателей оценки их экономической эффективности.

При современной технологии добычи нефти, в том числе при широко применяемой ныне системе поддержания пластового давления путем законтурного и внутриконтурного заводнения, из продуктивных пластов извлекаются по стране в целом 43 % разведанных запасов нефти. Следовательно, на разрабатываемых местоскоплениях более

половины разведанных запасов остается неизвлеченной. На местоскоплениях, где залежи приурочены к карбонатным коллекторам, коэффициент извлечения нефти в среднем не превышает и 25—30 %.

Повышение нефтеотдачи — одна из важнейших научно-технических проблем.

Для успешного выполнения указанных задач научно-технического прогресса нефтяной и га-

зовой промышленности предстоит осуществление значительных многоплановых работ по совершенствованию техники и технологии разработки нефтяных и газоконденсатных залежей, широкому внедрению комплекса эффективных методов воздействия на продуктивные пласты, в том числе физико-химического и теплового воздействия, а также разработки и внедрения новых методов прогнозирования поиска и разведки скоплений У В.

От успешного и своевременного решения поставленных задач зависит надежное обеспечение сырьевой базой дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности в соответствии с потребностями народного хозяйства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нефтегазоносные провинции СССР. Справочник//. М.: Алиев, Г. А. Аржевский, Ю. И. Григоренко и др.; Под ред. Г. Х. Дикенштейна, С. П. Максимова, В. В. Семенова, — М.: Недра, 1983.
2. Справочник по геологии нефти/#. И. Амосов, Е. А. Барс, Т. А. Ботнева и др.; Под ред. Н. А. Еременко. — М.: Недра, 1984.
3. Акрамходжаев А. М. Нефть и газ — продукты преобразования органического вещества. — М.: Недра, 1982!
4. Алиев Н. А. Предотвращение загрязнения моря при разработке морских нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981.
5. Геологические основы рациональной методики поисков нефтяных месторождений/А. Г. Алексин, В. Г. Хромов, Н. В. Мелик-Пашаева и др. — М.: Наука, 1979.
6. Дистанционное зондирование для поисков нефти и газа. В кн.: Дистанционное зондирование. XXVII Международный геологический конгресс/Г. И. Амурский, С. М. Богородский, П. В. Флоренский и др. — М.: Наука, 1984.
7. Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. — М.: Недра, 1973.
8. Бакиров А. А., Варенцов М. И. Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. — М.: Недра, 1971.
9. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа/Л. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др.; Под ред. А. А. Бакирова. — М.: Высшая школа, 1976.
10. Геология и геохимия нефти и газа/А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский, М. В. Боровская и др. — М.: Недра, 1982.
11. Бакиров А. А., Мальцева А. К. Формационный и литолого-фациальный анализ при прогнозировании нефтегазоносности недр. — М.: Недра, 1985.
12. Системные исследования при прогнозировании нефтегазоносности недр /А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, А. Н. Дмитриевский и др. — М.: Недра, 1986.
13. Вернадский В. И. Очерки геохимии. — М.: Изд. Гос. отд. научно-техн. информации, 1934.
14. Высоцкий И. В., Оленин В. Б., Высоцкий В. И. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. — М.: Недра, 1981.
15. Геология нефти и газа Сибирской платформы/Л. С. Анциферов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов и др.; Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. — М.: Недра, 1981.
16. Геологические исследования из космоса. Сборник статей. — М.: Мир, 1975.
17. Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. — М.: Недра, 1975.
18. Губкин И. М. Учение о нефти. — М.: Недра, 1975.
19. Дикенштейн Г. Х., Максимов С. П., Иванова Т. Д. Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР. — М.: Недра, 1982.
20. Зыкин М. Я., Козлов В. А., Плотников А. А. Методика ускорения разведки газовых месторождений. — М.: Недра, 1984.
21. Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. — М.: Недра, 1978.
22. Геология нефти и газа Западной Сибири/Л. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. — М.: Недра, 1975.
23. Мелик-Пашаев В. С. Методика разведки нефтяных месторождений. — М.: Гостехиздат, 1959.
24. Нефть и газ Тюмени в документах. — Свердловск: Средне-Уральское изд-во, 1971.
25. Соколов В. А. Геохимия природных газов. — М.: Недра, 1971.
26. Нефтегазоносность морей и океанов/Б. А. Соколов, А. Г. Гайнанов, Д. В. Несмеянов и др. — М.: Недра, 1973.
27. Математические методы ЭВМ в поисково-разведочных работах/А. С. Арабаджи, Э. А. Бакиров, В. С. Мильмичук и др. — М.: Недра, 1988.
28. Проблемы количественного прогнозирования нефтегазоносности недр. — М.: Наука, 1984.
29. Назаркин Л. А. Палеоклиматические региональные прогнозы нефтегазоносности Урало-Поволжья и Западной Сибири. — В кн.: Материалы по геологии и геофизике нефтегазоносных областей. — Саратов: Изд-во Саратовского ун-та, 1966.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие
Введение

Часть первая. Теоретические основы прогнозирования нефтегазосности недр

Глава 1. Развитие мировой добычи нефти и газа. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров

§ 1.1. Развитие добычи нефти и газа в зарубежных странах

§ 1.2. Развитие добычи нефти и газа и нефтегазописковых работ в СССР

Глава 2. Роль прогноза нефтегазосности недр в выборе оптимальных направлений поисково-разведочных работ и повышении их эффективности. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров

§ 2.1. Урало-Поволжье

§ 2.2. Западная Сибирь

§ 2.3. Азербайджан и среднеазиатские республики

Глава 3. Эволюция взглядов на теоретические основы прогнозирования нефтегазосности недр. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров

§ 3.1 Основные положения учения И. М. Губкина по прогнозированию нефтегазосности недр

§ 3.2. Дальнейшее развитие исследований условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления в связи с прогнозированием нефтегазосности недр

Глава 4. Системный анализ в прогнозировании нефтегазосности недр. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров

§ 4.1. Геологические теоретические основы системного анализа в прогнозировании нефтегазосности недр

§ 4.2. Методологические основы системного анализа при прогнозировании нефтегазосности недр

§ 4.3. Нефтегазовая геологическая метасистема, основные ее системообразующие ее элементы

Глава 5. Система нефтегазосных формаций

§ 5.1. Палеотектонические и палеогеографические условия формирования нефтегазосных формаций. А. А. Бакиров

§ 5.2. Ареалы продуктивности нефтегазосных формаций. А. А. Бакиров

§ 5.3. Основные типы нефтегазосных формаций. А. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская

§ 5.4. Регионально нефтегазосные комплексы и составные их части. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская

§ 5.5. Зональность в размещении скоплений углеводородов в различном фазовом состоянии. А. А. Бакиров 61

Глава 6. Система геоструктурных, литологических и стратиграфических объектов, контролирующих нефтегазонакопление в литосфере 73

§ 6.1. Геотектоническое районирование. Принципы выделения и классификация геоструктурных элементов. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров 73

§ 6.2. Геоструктурные объекты, контролирующие нефтегазонакопление. А. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская 79

§ 6.3. Литологические и стратиграфические объекты, контролирующие нефтегазонакопление. А. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская. Подсистема региональных объектов. Подсистема локальных объектов 85

Глава 7. Система нефтегазосных территорий и зон нефтегазонакопления 90

§ 7.1. Нефтегазогеологическое районирование. А. А. Бакиров 90

§ 7.2. Глобальная тектоника в связи с нефтегазогеологическим районированием и прогнозированием нефтегазосности. Л. П. Мстиславская 95

§ 7.3. Нефтегазосные пояса и провинции. Классификация и основные генетические типы. А. А. Бакиров 102

§ 7.4. Нефтегазосные области. Классификация и основные генетические типы. Нефтегазосные области платформенных территорий. Нефтегазосные области переходных и складчатых территорий. А. Бакиров 103

§ 7.5. Зоны нефтегазонакопления. Классификация и основные генетические типы. А. А. Бакиров

§ 7.6. Местоскопления нефти и газа. Классификация и основные генетические типы. А. А. Бакиров 155

§ 7.7. Залежи нефти и газа. Классификация и основные генетические типы. А. А. Бакиров 175

Глава 8. Объекты и основные критерии прогнозирования и поисков нефтегазосных территорий и скоплений углеводородов. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров 182

§ 8.1. Объекты прогнозирования и поисков скоплений углеводородов. А. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская 182

§ 8.2. Критерии прогнозирования нефтегазосности недр. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров 185

§ 8.3. Критерии прогноза сохранныости сформировавшихся зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа. Э. А. Бакиров 196

§ 8.4. Основные геологические условия формирования зон концентрации

наибольших ресурсов нефти и газа и их поисковые критерии. *А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров* ... 202

Часть вторая. Методы поисков и разведки скоплений нефти и газа...... 205

Глава 9. Стадийность и применяемые методы поисково-разведочных работ 205

§ 9.1. Стадийность поисково-разведочных работ. *Э. А. Бакиров*..... 205

§ 9.2. Виды геолого-разведочных работ и исследования, применяемые при поисках и разведке нефтегазоносных территорий и скоплений нефти и газа. *А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Г. Т. Юдин*..... 207

§ 9.3. Номенклатура и назначение буровых скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ. *Э. А. Бакиров, Г. Т. Юдин*..... 216

§ 9.4. Комплекс исследований и геологическая документация при бурении поисковых и разведочных скважин. *В. С. Мелик-Пашаев*..... 220

§ 9.5. Методы корреляции разрезов буровых скважин. *В. С. Мелик-Пашаев* 222

§ 9.6. Дистанционные методы исследований. *Л. П. Мстиславская* . 228

§ 9.7. Использование математических методов и ЭВМ в поисково-разведочном процессе. *Э. А. Бакиров, В. Ю. Керимов*..... 234

Глава 10. Поиски скоплений нефти и газа 244

§ 10.1. Задачи и методы региональных нефтегазопосковок работ. *А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров* 244

§ 10.2. Задачи и методы поисковых работ на стадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и поиска местоскоплений. *Э. А. Бакиров* 246

§ 10.3. Условия формирования локальных поднятий как возможных ловушек нефти и газа. *Э. А. Бакиров* . 249

§ 10.4. Условия формирования ловушек нефти и газа стратиграфического, литологического и смешанного типов. *В. Ю. Керимов*..... 260

Глава 11. Разведка скоплений нефти и газа. В. С. Мелик-Пашаев 269

§ 11.1. Задачи разведочных работ 269

§ 11.2. Основные принципы выбора системы разведки местоскоплений нефти и газа в целом. Этажи разведки 271

§ 11.3. Основные принципы размещения скважин при разведке отдельных залежей и этажей разведки . 274

§ 11.4. Вскрытие и опробование продуктивных пластов..... 278

§ 11.5. Опытная эксплуатация разведочных скважин..... 282

§ 11.6. Гидродинамические исследования 283

§ 11.7. Метод рациональной разведки газовых залежей с нефтяной оторочкой 285

Глава 12. Принципы составления геологической графики при поисково-разведочных работах на нефть и газ. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Г. Т. Юдин

§ 12.1. Типовые разрезы, геологические и геофизические карты и профили 287

§ 12.2. Структурные карты и способы их построения 292

§ 12.3. Карты горизонтального среза и коллекторов, тектонические, палеогеоморфологические и палеогеологические карты 298

§ 12.4. Карты мощностей, палеоструктурные карты и профили 304

§ 12.5. Изопахический треугольник . 310

§ 12.6. Литофациальные и литологические карты 313

§ 12.7. Палеогеографические карты 313

§ 12.8. Палеогидрогеологические и гидрогеологические карты . ' . 315

§ 12.9. Карты перспектив нефтегазоносности 318

Глава 13. Особенности поисков и разведки генетически различных групп скоплений нефти и газа и принципы размещения поисковых и разведочных скважин. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев, В. Ю. Керимов, Юдин..... 322

§ 13.1. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа структурного типа..... 322

§ 13.2. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа солянокупольных структур 330

§ 13.3. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа рифогенных образований 335

§ 13.4. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа литологического типа..... 338

§ 13.5. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа стратиграфического типа..... 348

§ 13.6. Особенности поисков и разведки скоплений нефти и газа на континентальном шельфе..... 356

§ 13.7. Особенности разведки газовых залежей..... 363

Глава 14. Охрана недр и окружающей среды при геолого-разведочных работах на нефть и газ. Л. П. Мстиславская 370

§ 14.1. Общие сведения . . . 370

§ 14.2. Требования к охране окружающей природной среды и недр при производстве геолого-разведочных работ, включая бурение 371

Глава 15. Перспективы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ. А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров 372

Список литературы..... 382