

ВЛАДИМИР ЛЕОНИДОВИЧ СОКОЛОВ
ЕВГЕНИЙ ФЕДОРОВИЧ ФРОЛОВ
АЛЬБЕРТ ЯКОВЛЕВИЧ ФУРСОВ

**ПОИСКИ И РАЗВЕДКА
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Москва,

Издательство «Недра»

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Абрамович М. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1948, 395 с.

Брод И. О. Залежи нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1951, 350 с.

Брод И. О., Фролов Е. Ф. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1957, 665 с.

Буялов Н. И., Забаринский П. П. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1960, 450 с.

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., «Недра», 1968, 385 с.

Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1965, 488 с.

Пермяков И. Г., Шевкунов Е. Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. М., «Недра», 1971, 341 с.

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., «Высшая школа», 1968, 467 с. Авт.: А. А. Бакиров и др.

Фролов Н. Ф., Фролов Е. Ф. Геологические наблюдения и построения при бурении искривленных скважин. М., Гостоптехиздат, 1956, 181 с.

ВЛАДИМИР ЛЕОНИДОВИЧ СОКОЛОВ

ЕВГЕНИЙ ФЕДОРОВИЧ ФРОЛОВ

АЛЬБЕРТ ЯКОВЛЕВИЧ ФУРСОВ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Редактор издательства А. Г. Ионель
Переплет художника А. Г. Чучканова

Техн. редактор В. В. Соколова
Корректор Н. Н. Власова

Сдано в набор 1/IV 1974 г. Подписано в печать 6/VIII 1974 г. Т-14801. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага для глубокой печати. Печ. л. 18,5. Уч.-изд. л. 20,0. Тираж 4100 экз. Заказ 271/3956—7.
Цена 82 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/10

Ленинградская типография № 8 «Союзполиграфпрома» при Государственном комитете
Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
190000, Ленинград, Прачечный пер., 6.

Введение	6
ЧАСТЬ I	
ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ	
<i>Глава I. Задачи, стадийность и современный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ</i>	11
§ 1. Развитие методики поисков и разведки	11
§ 2. Особенности и основные задачи поисково-разведочных работ	14
§ 3. Методы и виды поисково-разведочных работ	17
§ 4. Стадийность поисково-разведочных работ	22
§ 5. Запасы нефти и газа и их классификация	25
<i>Глава II. Структурно-геологическое картирование</i>	28
§ 1. Задачи структурно-геологического картирования	28
§ 2. Методика и техника структурно-геологического картирования	32
§ 3. Дистанционные методы картирования	39
<i>Глава III. Методы геофизических исследований при поисках нефти и газа</i>	41
§ 1. Общие сведения	41
§ 2. Геологические задачи разведочной геофизики при поисках залежей нефти и газа	42
§ 3. Гравиметрическая разведка	43
§ 4. Магниторазведка	50
§ 5. Геотермия	57
§ 6. Электроразведка	58
§ 7. Сейсморазведка	62
<i>Глава IV. Геохимические методы поисков нефти и газа</i>	72
<i>Глава V. Структурное бурение</i>	75
§ 1. Задачи и методика структурного бурения	75
§ 2. Техника структурного бурения	79
§ 3. Наблюдения в скважинах структурного бурения	82
<i>Глава VI. Бурение и опробование глубоких скважин</i>	86
§ 1. Особенности бурения глубоких скважин	86
§ 2. Документация при строительстве скважины	93
§ 3. Прямые методы изучения разрезов скважин	99
§ 4. Промыслово-геофизические исследования в скважинах	103

§ 5. Опробование нефтеносных, газоносных и водоносных пластов . . .	110
§ 6. Исследования продуктивных пластов	115
§ 7. Завершающие операции по строительству скважин при поисках и разведке	120

Глава VII. Обработка геологических материалов при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений	122
§ 1. Составление и корреляция разрезов скважин	122
§ 2. Составление типового и нормального разрезов месторождения (площади)	129
§ 3. Построение геологических профильных разрезов	134
§ 4. Построение геологических карт и карт в изолиниях или условных знаках	144

ЧАСТЬ II

ПОИСКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава VIII. Региональные исследования и прогноз нефтегазоносности . . .	160
§ 1. Основные критерии и признаки нефтегазоносности	161
§ 2. Задачи региональных исследований	163
§ 3. Основные принципы проведения региональных исследований	168
§ 4. Примеры планирования и проведения региональных работ	170
§ 5. Прогноз нефтегазоносности	175

Глава IX. Подготовка площадей к поисковому бурению	180
§ 1. Задачи подготовки площадей к поисковому бурению	180
§ 2. Поиски перспективных структур и ловушек	181
§ 3. Подготовка площадей к поисковому бурению	186
§ 4. Состояние поисков и подготовки площадей к поисковому бурению в основных нефтегазоносных районах СССР	193

Глава X. Поисковое бурение	195
§ 1. Роль поискового бурения	195
§ 2. Методика проведения поискового бурения	196
§ 3. Установление промышленной ценности месторождения по данным поискового бурения	203

ЧАСТЬ III

РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава XI. Разведка нефтяных месторождений и залежей	208
§ 1. Разведочные работы как основа для подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений	208
§ 2. Общие положения методики разведки единичных залежей и многопластовых месторождений	218
§ 3. Методика разведки единичных залежей (однопластовых месторождений)	224
§ 4. Методика разведки многопластовых месторождений	241
§ 5. Доразведка в процессе разработки месторождения	254

Глава XII. Особенности разведки газовых и газоконденсатных залежей и месторождений	256
§ 1. Основные положения рациональной методики разведки газовых залежей и месторождений	256
§ 2. Разведка газонефтяных залежей	261

Глава XIII. Определение основных параметров, характеризующих объем залежей нефти и газа	264
§ 1. Определение мощности продуктивного горизонта	266
§ 2. Определение площади залежи	268
§ 3. Определение емкости коллектора	273
§ 4. Определение параметра нефтенасыщенности и газонасыщенности	276
Глава XIV. Определение параметров залежей нефти и газа, необходимых для проектирования разработки	278
§ 1. Определение проницаемости	278
§ 2. Определение продуктивности залежи	280
§ 3. Режим газонефтеносных пластов	282
§ 4. Коэффициент извлечения нефти и газа	284
Глава XV. Экономическая оценка месторождений нефти и газа и эффективность разведки	286
§ 1. Экономическая оценка месторождений нефти и газа	286
§ 2. Понятия о кондициях и кондиционных значениях параметров залежей	288
§ 3. Эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ . . .	291
Список литературы	296

Нефть и газ как наиболее экономичные виды топлива занимают сейчас ведущее место в топливном балансе индустриально развитых стран, играя таким образом определяющую роль в энерговооруженности этих стран. На базе указанных полезных ископаемых развивается химическая индустрия по производству новых материалов, совершенствуются технологические процессы во многих отраслях промышленности, в том числе в металлургии, развиваются средства наземного, морского и воздушного транспорта. Вместе с тем газификация городов и поселков имеет важнейшее социальное значение, так как освобождает десятки миллионов людей от непроизводительно затрачиваемого времени, позволяет очистить воздушные бассейны городов и промышленных центров, т. е. является важным фактором охраны природы и улучшения санитарно-гигиенических условий жизни народа. Говоря иначе, нефть и газ составляют необходимую основу современного технического и социального прогресса.

Именно поэтому разведка, добыча и потребление нефти и газа развиваются в нашей стране и за рубежом столь быстрыми и по сравнению со многими другими отраслями промышленности опережающими темпами. Уровень потребления нефти и газа в любой стране становится одним из определяющих показателей ее индустриальной мощи.

Промышленная добыча нефти в нашей стране начала развиваться с середины прошлого века и в 1901 г. достигла 12 млн. т, что составило тогда половину ее мирового потребления. Добыча была сосредоточена главным образом на Апшеронском полуострове и в районе г. Грозного, где были выявлены наиболее богатые по тому времени нефтяные месторождения. Небольшие количества нефти добывались в Майкопском, Ферганском районах и на острове Челекен.

В период гражданской войны и интервенции разработка многих месторождений сократилась или прекратилась вовсе, но затем в результате энергичных усилий партии и правительства нефтяная промышленность была восстановлена, реконструирована, и добыча нефти возросла к 1940 г. до 31 млн. т. Однако поистине

огромными стали темпы развития этой важной отрасли народного хозяйства после Отечественной войны, когда были разведаны крупные ресурсы нефти в новых районах — в Урало-Поволжье, на Украине, в Западной Сибири — и выявлены новые месторождения в Азербайджане, Предкавказье, Средней Азии. В 1950 г. в стране было добыто 37,8 млн. т нефти, в 1960 г. — 148 млн. т, а в 1970 и в 1972 г. соответственно 353 млн. т и 394 млн. т. Динамика добычи нефти (рис. 1) характеризуется последовательно возрастающими темпами ее ежегодного прироста, который в 1970 г. превысил 20 млн. т.

Газодобывающая промышленность — более молодая отрасль народного хозяйства. Организация и начало планомерного развития ее относятся к послевоенным годам, хотя попутный нефтяной и природный газы добывались и использовались в небольших количествах еще в дореволюционный период (17 млн. м³ в 1913 г.). В 40-х годах в стране были открыты первые значительные залежи и месторождения природного газа и сооружены магистральные газопроводы Бугуруслан—Куйбышев и Саратов—Москва. Начались и стали успешно развиваться целенаправленные поиски газовых месторождений. В итоге были выявлены целые газоносные районы и провинции на Украине, в Предкавказье, в Нижнем Поволжье, в Предуралье, Тимано-Печорской области, в Средней Азии и, наконец, в Западной Сибири. Открыт ряд крупнейших и гигантских месторождений, среди них Ставропольское и группа месторождений Краснодарского края в Предкавказье, Шебелинское на Украине, Газли и Шатлык в Средней Азии, Оренбургское в Предуралье, Вуктыл в Тимано-Печорской провинции. Но наиболее крупные месторождения природного газа с запасами до 3 триллионов м³ выявлены на севере Западной Сибири — Уренгойское, Медвежье, Ямбургское и др. Страна вышла на первое место по разведанным запасам газа, которые достигли в 1971 г. 15 000 млрд. м³. Сооружены мощные и протяженные системы магистральных газопроводов: Кавказ—Центр, Средняя Азия—Центр, Бухара—Урал, Вуктыл—Череповец и другие общей протяженностью более 70 тыс. км. Если в 1950 г. добыча природного газа составляла всего лишь 3,6 млрд. м³, то в 1960 г. она возросла до 45 млрд. м³, в 1970 г. — до 198 млрд. м³ и в 1972 г. — до 221 млрд. м³.

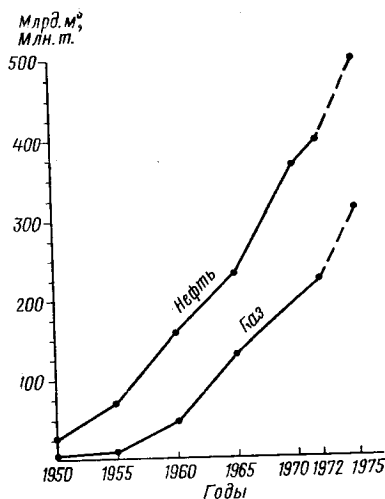


Рис. 1. Динамика добычи нефти и газа в СССР.

Быстрому росту добычи газа в нашей стране способствовали выделение газодобывающей промышленности в самостоятельную отрасль народного хозяйства (1956 г.) и раздельное планирование поисково-разведочных работ на нефть и газ, которое было введено в 1959 г., оно стимулировало направленные поиски газовых месторождений.

Для развития поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений в стране показателен и рост объемов глубокого разведочного бурения. В 1950 г. он составил 2,1 млн. м, в 1960 г. — 4,0 млн. м и в 1970 г. — превысил 5 млн. м.

В 1972 г. мировая добыча нефти достигла 2 млрд. т, а природного газа — 1000 млрд. м³. В ближайшие десятилетия ожидается дальнейший рост мирового потребления нефти и газа, который по некоторым прогнозам достигнет в 2000 г. 5,2—5,8 млрд. т и 5,0—5,5 трлн. м³.

Могут ли недра обеспечить такую добычу нефти и газа? Научный геологический прогноз отвечает на этот вопрос положительно.

Общая площадь нефтегазоносных и перспективных на газ и нефть земель в нашей стране превышает 10 млн. км². На этих землях уже выявлены многие нефтегазоносные области и районы с десятками и сотнями залежей и месторождений, в том числе уникальных по своим размерам. Только в последнее десятилетие были выявлены богатейшие нефтеносные и газоносные районы в Западной Сибири, Казахстане, Средней Азии. Между тем огромные территории на востоке страны и даже в ее Европейской части остаются практически не разведанными.

Другой крупнейший резерв разведки на нефть и газ — это глубокие горизонты континентальных территорий и шельфовые зоны внутренних и внешних морей. К активной разведке и тех и других мы только начинаем приступать, хотя добыча нефти на ряде площадей Каспийского моря ведется уже более десятилетия.

Таким образом, наша страна обладает обширными, весьма перспективными, но еще не разведанными территориями и акваториями и, как показывает научный прогноз, огромными потенциальными ресурсами нефти и газа в их недрах. Так, прогнозные запасы природного газа оцениваются более чем в 100 трлн. м³. Наличие этих ресурсов обеспечивает полную независимость нашего государства в деле необходимого расширения энергетической базы и нефтехимической индустрии. Поэтому общая задача поисково-разведочных работ на нефть и газ в стране состоит в том, чтобы обеспечить выявление и подготовку к разработке ресурсов нефти и газа в объемах, которые соответствуют возрастающим потребностям в этих полезных ископаемых и долгосрочным планам развития народного хозяйства.

Но для удовлетворения этих потребностей в ближайшие 15—20 лет предстоит разведать запасы нефти и газа в несколько раз больше, чем за предыдущие 100 лет, и по меньшей мере утроить имею-

щиеся разведанные запасы. Конечно, решение этой задачи потребует вовлечения в разведку новых обширных территорий, морских и океанических акваторий, глубоко залегающих, в том числе древнейших, осадочных образований. Но успешно она может быть решена лишь при условии существенного повышения эффективности поисково-разведочных работ, т. е. сокращения сроков выявления и подготовки к разработке большой массы новых месторождений и залежей, дальнейшего совершенствования методики и техники поисков и разведки, развития науки о геологии нефти и газа, процессах формирования и распределения нефти и газа в недрах земли, как основы прогнозирования областей и зон нефтегазо-накопления.

Геологоразведочные работы на нефть и газ составляют в настоящее время сложный комплекс разнообразных методов, поставленный на индустриальную основу и непрерывно совершенствующийся. Знание возможностей этого комплекса и умелое его использование требуют высокой профессиональной квалификации, глубокого знания многих научных дисциплин — общей и региональной геологии, исторической геологии, геотектоники, геологии нефти и газа, геологии нефтяных и газовых месторождений, промысловой геологии, бурения скважин, геофизики, экономики и др.

Важнейшие теоретические положения и практические достижения перечисленных и других наук синтезируются в особой научной дисциплине, которую называют поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Эта дисциплина составляет специальную часть общего учения о поисках и разведке полезных ископаемых и есть прикладная геологическая наука, выясняющая условия нахождения и пути (способы, методы, методики) наиболее эффективного прогноза, выявления и достоверной оценки промышленных скоплений нефти и газа в разнообразных геологических условиях.

Предмет науки о поисках и разведке нефти и газа составляют промышленные скопления (залежи) нефти и газа, их признаки и геологическая обстановка, благоприятная для образования этих скоплений.

К промышленным залежам и месторождениям нефти и газа относятся те природные скопления этих полезных ископаемых, которые технически возможно и экономически целесообразно разрабатывать при существующем уровне развития технологии.

При поисках нефти и газа руководствуются поисковыми критериями или предпосылками нефтегазоносности, под которыми понимаются природные факторы, определяющие возможность нахождения залежей нефти и газа в земной коре. К числу важнейших поисковых критериев относятся тектонические, историко-геологические, структурные, литолого-фациальные, гео- и гидрохимические, геотермические и др. По тому или иному поисковому критерию или по сумме этих критериев различается геологическая

обстановка, благоприятная и неблагоприятная для нахождения промышленных скоплений нефти и газа в недрах данной геологической провинции, района, комплекса отложений, зоны и локальной площади.

Метод науки о поисках и разведке месторождений нефти и газа заключается в последовательном поэтапном изучении благоприятной геологической обстановки и промышленных залежей нефти и газа в границах седиментационных бассейнов, провинций, зон и локальных площадей на основе измерений, сравнительных оценок и разработки графических моделей геологической обстановки и залежей (карты, геологические разрезы, графики) различной степени приближенности.

Конечная цель науки о поисках и разведке месторождений нефти и газа заключается в том, чтобы вооружить специалиста-геолога знаниями и умением, необходимыми для эффективного поиска месторождений нефти и газа, установления его типа, промышленной ценности, выбора и осуществления рациональной системы разведки месторождения.

Многолетний и разнообразный опыт поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений находит отражение в обширной специальной литературе, многочисленных периодических изданиях и в учебных пособиях.

Первые учебные пособия по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений появились в нашей стране в 30-х годах. Это работы М. И. Гутмана, А. И. Косыгина, М. В. Абрамовича. Книга М. В. Абрамовича «Поиски и разведка залежей нефти и газа» неоднократно переиздавалась, последнее издание вышло в 1955 г. С тем же названием вышло в 1950 г., а затем в 1957 г. учебное пособие для нефтяных техникумов И. О. Брода и Е. Ф. Фролова. Позднее были написаны руководства А. Я. Кремса (1959 г.) и В. С. Мелик-Пашаева (1968 г.). В 1960 г. был издан учебник для вузов Н. И. Буялова и П. П. Забаринского, а в 1968 г. — наиболее фундаментальная работа А. А. Бакирова и др. «Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа».

Настоящий учебник предназначен для учащихся средних специальных учебных заведений по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Введение и глава I написаны В. Л. Соколовым и Е. Ф. Фроловым, главы II, III, IV, VIII, IX и XII — В. Л. Соколовым, главы V, VI, VII, X, XI, XIII, XIV и XV — Е. Ф. Фроловым и А. Я. Фурсовым.

Авторы выражают глубокую признательность И. П. Жабреву, С. А. Туманову, И. А. Якунину, сделавшим очень ценные практические замечания, а также А. В. Пупшеву и У. Г. Ишаеву, которые дали конкретные рекомендации по отдельным вопросам курса.

ЧАСТЬ I

ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Глава I

ЗАДАЧИ, СТАДИЙНОСТЬ И СОВРЕМЕННЫЙ КОМПЛЕКС ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

§ 1. РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

За годы развития нефте- и газодобывающей промышленности многое изменилось в методике и технике поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

В первый, дореволюционный, период главным и определяющим поисковым признаком были естественные выходы нефти на дневную поверхность, около которых и ставилась разведка. Она велась весьма примитивными средствами, рыли колодцы, бурили мелкие скважины. Так, непосредственно у выходов нефти были открыты первые месторождения ее на Апшеронском полуострове, в Грозненском районе, на Кубани, Челекене, в Фергане, на Эмбе и Печоре. Поиски нефти велись на чисто эмпирической, а не научной основе. Но уже к тому времени относится и зарождение геологии нефти и газа как специального раздела геологии, тесно связанного с практикой.

Важнейшую роль в развитии методики геологоразведочных работ на нефть и газ сыграло признание антиклинальной теории формирования нефтяных залежей. Однако в России широкое практическое использование ее фактически началось лишь после национализации нефтяной промышленности (1921 г.). Великая заслуга в этом важном деле принадлежит И. М. Губкину, создавшему и возглавившему советскую школу геологов-нефтяников и геологическую службу в нефтяной промышленности. С тех пор как была установлена приуроченность залежей нефти и газа к антиклинальным складкам и куполовидным поднятиям, выявление и детальные исследования этих форм, а также изучение вообще тектонического строения нефтегазоносных территорий приобрели решающее значение при поисках нефти и газа. В этом состоит основная

особенность второго периода развития методики поисков нефти и газа. Для него характерно широкое изучение структурных форм путем структурно-геологического картирования, структурного бурения и, наконец, использования геофизических методов разведки.

Третий, послевоенный, период характеризуется последовательным развитием широких региональных исследований, сопровождаемых опорным бурением, и геологических обобщений. В этот же период осуществляются глубокие теоретические исследования, направленные на решение проблемы происхождения нефти и изучение закономерностей распространения нефтяных и газовых залежей.

Расширяется объем полевых геофизических исследований и арсенал промыслово-геофизических средств и методов изучения разрезов скважин, детального изучения коллекторских толщ и насыщающих их флюидов. Характерно расширение круга ученых и инженеров, занимающихся вопросами разведки нефтяных и газовых месторождений. Объемы разведочных работ соизмеряются с задачами интенсивного развития добывающей промышленности.

Произошли существенные сдвиги в методике разведки в связи с внедрением в практику научных методов разработки нефтяных и газовых месторождений.

60-е годы ознаменовались стремлением обосновать рациональные объемы разведочных работ в зависимости от требований надежности проектов разработки и практикой составления генеральных схем поисково-разведочных работ и обустройства регионов.

Методика поисково-разведочных работ претерпевает существенные изменения и на современном этапе. Ее развитие определяется главным образом тремя факторами: резко возросшими темпами увеличения добычи нефти и газа, усложнением геологических и географо-экономических условий поисковых работ и поисковых задач, общим развитием науки и техники, т. е. научно-техническим прогрессом.

Высокие темпы роста добычи нефти и газа требуют соответствующего ускорения поисково-разведочных работ, сокращения сроков открытия и приобщения к разработке большой массы новых месторождений с ресурсами, которые должны не только покрыть текущую добычу, но и обеспечить ее возрастающий прирост. Для достижения таких темпов, которые становятся возможными благодаря научно-техническому прогрессу, потребовалось пересмотреть основные положения, регламентирующие проведение разведочных работ.

Другая важная отличительная особенность нового этапа в развитии поисков и разведки — это организованная система научного прогнозирования нефтегазоносности недр. Начало прогнозам нефтегазоносности для обширных равнинных территорий страны положил И. М. Губкин, обосновавший высокие перспективы восточных районов Европейской части страны, Западной Сибири, Предкавказских равнин. Ныне служба научного прогноза нефтегазоносности систематически осуществляется в сети научно-исследовательских

институтов. Периодически раз в 3—4 года этими институтами и геологоразведочными предприятиями производится переоценка прогнозных ресурсов нефти и газа в масштабе всей страны. В каждом регионе систематически пересматриваются и переутверждаются перспективные запасы нефти и газа. Все эти мероприятия дают все более и более ощутимые результаты.

Усложнение геологических и географо-экономических условий поисков связано с необходимостью вовлечения в разведку глубоко залегающих горизонтов (4—5 км), сложно построенных ловушек, районов с мощными солевыми толщами, северных, таежных и пустынных территорий, морских акваторий. Во всех этих случаях возникают новые методические и технические проблемы и задачи, требующие неотложного разрешения на новой научно-технической основе.

Развитие науки и техники, современный научно-технический прогресс оказывают активное и все более возрастающее воздействие и на технику, и на методику поисково-разведочных работ. Наиболее заметно это воздействие в области геофизических исследований, техники и технологии бурения. На новой аппаратурной основе разрабатываются и внедряются новые, более эффективные методы изучения геологического строения недр, новые модификации геофизических методов. Все более широкое применение в обработке первичных геофизических и геологических материалов находит электронно-вычислительная техника, которая начинает использоваться и при обобщении геолого-геофизических материалов, решении различных геологических задач, прогнозировании. Развитие техники и технологии бурения позволяет переходить к освоению больших глубин. В мировой практике имеется ряд прецедентов успешной проводки скважин на глубины 8—9 км, а также в открытых морях при больших глубинах моря.

Таким образом, поисково-разведочные работы на нефть и газ представляют собой в настоящее время сложный и непрерывно совершенствующийся комплекс разнообразных исследований. В последние 10—15 лет в общей направленности, структуре, методике и технике поисково-разведочных работ на нефть и газ и в нашей стране и за рубежом произошли существенные качественные изменения. Среди них наиболее важное значение имеют следующие.

1. Широкое развитие региональных геолого-геофизических исследований и научных обобщений принципиального и регионального характера и на их основе практика прогнозирования нефтегазоносных бассейнов, провинций, зон нефтегазонакопления с оценкой прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата.

2. Интенсивное развитие и совершенствование геофизических методов разведки, их становление как ведущих методов регионального и детального изучения перспективных территорий, площадей, геологических разрезов скважин и продуктивных пластов. Разработка путей и конкретных способов применения геофизических

методов для прямых поисков залежей нефти и газа и их оконтуривания.

3. Увеличение глубинности разведки до 6—7 км и более и вовлечение в нее древнейших напластований палеозоя и докембрия платформенных областей и отложений, зачастую скрытых мощными соленосными толщами.

4. Широкий выход с разведочными работами на шельфы внутренних и внешних морей и океанов.

5. Направленный поиск нефтяных и газовых месторождений, который обретает научную основу и в нашей стране регламентирован планами поисково-разведочных работ.

6. Поиски залежей неструктурного типа, связанных с литологическими, стратиграфическими и гидродинамическими ловушками.

7. Существенное ускорение поисково-разведочного процесса. Совмещение этапов разведки и опытно-промышленной эксплуатации при разведке газовых месторождений.

8. Внедрение вычислительной техники для обработки материалов и автоматизированных систем управления.

§ 2. ОСОБЕННОСТИ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Геологоразведочные работы на нефть и газ, так же как и на другие полезные ископаемые, проводятся в два этапа. Сначала проводят работы, цель которых заключается в отыскании новых месторождений. Их называют поисковыми. После открытия месторождения нефти и газа на нем проводят работы, нацеленные на определение геологических запасов нефти или газа и условий его разработки. Их называют разведочными.

В чем состоят особенности поисков и разведки залежей нефти и газа? В отличие от залежей многих других полезных ископаемых, залежи нефти и газа всегда скрыты под осадочными напластованиями различной мощности. Поиски их в настоящее время осуществляются на глубинах от 2—3 до 8—9 км, поэтому открытие залежей возможно только путем бурения скважин.

Другая важная особенность залежей нефти и газа состоит в том, что они связаны с определенными типами тектонических или седиментационных структур, которые определяют возможное наличие природных ловушек в проницаемых пластах и толщах. К первым относятся различного вида куполовидные и антиклинальные складки, ко вторым — рифогенные и эрозионные выступы, песчаные линзы, зоны выклинивания и стратиграфического срезания.

Постановка дорогостоящего поискового бурения на площади должна быть обоснована положительной оценкой перспектив ее промышленной нефтегазоносности. Такая оценка складывается из положительных результатов геолого-геофизических работ на площади, выявивших благоприятную тектоническую или седиментационную структуру, а также из положительной оценки перспектив нефтегазоносности той структурно-фациальной зоны (провинции, бас-

сейна), к которой эта площадь относится. Процедура оценки перспектив нефтегазоносности упрощается, если в данной зоне уже выявлены и разведаны месторождения того же типа, что и предполагаемое, и усложняется, если это новая зона или если поиски нефти и газа в этой зоне пока еще не увенчались успехом. И в первом и особенно во втором случаях необходимо обоснование перспектив зоны в целом.

Как видно из сказанного, в процессе проведения поисковых работ приходится последовательно рассматривать и оценивать целый ряд геологических обстановок, поисковых предпосылок и признаков нефтегазоносности, т. е. по существу дела осуществлять прогнозирование нефтегазоносности. Оно выражается в выделении перспективных на нефть и газ осадочных бассейнов и провинций, литолого-фациальных комплексов и структурно-фациальных зон и наконец конкретных площадей и пластов, в построении и систематическом уточнении графических моделей (карты, разрезы, графики) перечисленных объектов.

Таким образом, прогнозирование благоприятных геологических обстановок, месторождений и залежей нефти и газа является необходимым и важным элементом поисковых работ на нефть и газ. По справедливому замечанию американского геолога А. Леворсена, до тех пор пока разведочная скважина не пробурена, нефтяное или газовое месторождение должно существовать в воображении геолога и, добавим, в виде вероятностной модели на листе бумаги. Образ месторождения складывается на основании данных о строении уже выявленных месторождений в этом районе (или в сходных районах) и о строении данной площади. Он складывается из представлений о возможных типах ловушек и залежей в недрах площади, их положение в разрезе, размерах, вероятном фазовом составе углеводородов (нефть, газ, газоконденсат) и в итоге о вероятном экономическом эффекте открытия прогнозируемого месторождения. В равной мере сказанное относится и к прогнозу новых зон нефтегазонакопления нефтегазоносных бассейнов и провинций. Важное значение при этом имеет оценка возможных масштабов нефтегазоносности рассматриваемого объекта. Она находит выражение в подсчете перспективных и прогнозных запасов нефти и газа. С учетом этих запасов планируются объемы поисково-разведочных работ, их вероятная геолого-экономическая эффективность, объемы прироста разведанных запасов и в перспективе добыча нефти и газа.

Разведка нефтяных и газовых месторождений, так же как и выявление их, осуществляется при помощи бурения и испытания на приток скважин, которые в этом случае называются разведочными. Каждая промышленная залежь месторождения разведывается и оценивается отдельно, хотя для разведки залежей могут быть использованы одни и те же скважины. Основным параметром залежи являются ее запасы, размеры которых в значительной мере определяются размерами ловушки. Различают геологические и

извлекаемые запасы. Геологическими запасами нефти и газа называют количество этих полезных ископаемых, находящихся в залежи. Объем нефти и газа в залежи существенно отличается от того объема, который они занимают на поверхности. Объем жидкой фазы углеводородов в залежи несколько больше того объема, который они занимают на поверхности. Это объясняется температурным расширением жидкости в недрах и главным образом переходом части газообразных углеводородов в жидкую фазу. Объем природного газа в залежи возрастает прямо пропорционально пластовому давлению. Таким образом, для оценки геологических запасов нефти и газа в залежи необходимо знание не только формы, размеров залежи и порового объема нефтегазонасыщенных пород, но и физико-химических свойств этих полезных ископаемых по глубинным и поверхностным пробам, а также термодинамических условий пласта (температура, пластовое давление).

Извлекаемыми запасами называют количество нефти и газа, приведенное к атмосферным условиям, которое может быть извлечено из залежи современными методами добычи. Извлекаемые запасы нефти изменяются в различных залежах от 15 до 80% в зависимости от физико-химических свойств нефти и свойств коллектора, а также от метода разработки. Извлекаемые запасы газа составляют больший процент, но иногда существенно снижаются, главным образом в связи с дефектами системы разработки или большой неоднородностью коллектора. Система разработки помимо прочих физических и экономических условий определяется фильтрующей способностью коллектора и степенью активности пластовых вод того природного резервуара (пласта), в котором они заключены. Поэтому при разведке залежей производится измерение и соответствующих параметрических характеристик пласта.

Таким образом, разведка нефтяных и газовых залежей требует изучения многих параметров самого полезного ископаемого и толщи, в которой оно заключено.

Задача поисков состоит в обнаружении промышленных скоплений нефти и газа. Для успешного и планомерного научно обоснованного решения этой задачи необходимо: а) знать факторы, определяющие размещение месторождений нефти и газа в земной коре, т. е. поисковые предпосылки; б) установить поисковые признаки месторождений нефти и газа; в) разработать комплекс эффективных поисковых методов и научиться его применять в соответствии с поисковыми признаками и природными условиями района поисков; г) по данным поисковых работ дать обоснованную оценку промышленных перспектив месторождений нефти и газа и своевременно отбраковать заведомо непромышленные проявления нефти и газа.

Задача разведки состоит в изучении месторождений с целью подготовки их к разработке путем проведения наиболее эффективных мероприятий, к числу которых относится правильно выбранная система разведки.

Для решения этих задач необходимо знать следующее: а) форму и размеры залежей, входящих в месторождение; б) условия залегания полезного ископаемого; в) гидрогеологические условия; г) особенности строения коллекторских толщ, содержащих нефть и газ; д) состав и свойства нефти, газа и воды; е) сведения о сопутствующих компонентах.

Данные для этих характеристик получают в результате соответствующих наблюдений, замеров, анализов и испытаний образцов пород и проб нефти и газа. В процессе разведки такое изучение возможно только в отдельных точках или в лучшем случае в отдельных пересечениях залежи буровыми скважинами. Для оценки же залежи необходимы данные не по отдельным точкам или пересечениям, а по всей залежи в целом, причем нужно знать не только средние значения признаков, но и характер их изменчивости в объеме залежи.

В связи с этим одной из основных научных задач разведки является выяснение вопроса о том, как распространить (интерполировать и экстраполировать) значения признаков, полученные по отдельным точкам наблюдения, на всю залежь или ее часть.

Достоверность характеристики признаков залежей существенно зависит от сложности их строения, числа наблюдений и пространственного размещения точек наблюдения. Очевидно, что достоверность полученных данных и эффективность разведочных работ будут тем выше, чем больше размещение скважин будет соответствовать природе изменчивости месторождения. Это положение легко иллюстрировать рациональным размещением скважин при разведке сводовой залежи, когда скважины закладываются в своде, на крыльях и на периклиналях структуры. Иными словами, система разведки залежи должна соответствовать характеру изменчивости признаков месторождения.

Таким образом, в итоге поисково-разведочных работ на нефть и газ, организуемых в соответствии с требованиями народного хозяйства, в кратчайший срок с наименьшими затратами должны быть решены последовательно три основные задачи:

- 1) открытие залежи (месторождения) нефти и газа;
- 2) выделение месторождений, имеющих промышленное значение, и определение последовательности их детального изучения;
- 3) промышленная оценка месторождений, намеченных к детальному изучению, подсчет их запасов и изучение условий разработки.

§ 3. МЕТОДЫ И ВИДЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Методы поисково-разведочных работ на нефть и газ — это способы изучения строения недр, выявления и изучения залежей нефти и газа.

Руководящую роль при поисках нефти и газа играет изучение формационного состава осадочных отложений, тектонического

строения нефтегазоносных территорий, выявление и детальное изучение благоприятных структурных форм осадочного чехла, контролирующих локализацию промышленных скоплений нефти и газа. Если формационный или фациальный состав перспективных на нефть и газ осадочных отложений изучается при помощи бурения скважин, то изучение тектоники осуществляется разнообразными геологическими и геофизическими методами.

Важнейшими методами поиска и изучения благоприятных тектонических структур являются структурно-геологическое картирование, структурное бурение и различные методы прикладной геофизики.

Структурно-геологическое картирование применяется в открытых районах, где коренные породы различного геологического возраста наблюдаются в естественных обнажениях и вскрываются неглубокими горными выработками—расчистками, канавами, шурфами. Структурно-геологическое картирование широко использовалось как метод поисков структурных ловушек в Азербайджане, Предкавказье, Средней Азии, на Украине, в Урало-Поволжье и в других районах на первых этапах их разведки.

В закрытых районах, где коренные породы скрыты плащом новейших образований, используется структурное бурение. Особенно широкое распространение оно получило в 40-е и 50-е годы, когда во многих районах обнаружилось несоответствие структурных форм приповерхностных слоев и продуктивных толщ. В настоящее время структурно-геологическое картирование и структурное бурение имеют относительно небольшой удельный вес в общем комплексе поисковых работ на нефть и газ. Свое место они уступили геофизическим методам разведки.

Геофизические методы разведки основаны на измерении различных физических полей, которые так или иначе отражают различные особенности строения недр. В большую группу этих методов входят гравиметрия, магнитометрия, термометрия, различные методы электроразведки и сейсморазведки. В зависимости от задач и конкретных геологических условий эти методы используются как самостоятельные способы изучения строения недр или в различных сочетаниях друг с другом и с геологическими методами. Наибольшее значение среди них имеет сейсморазведка, которая выдвинулась в качестве ведущего метода регионального изучения территорий и детального строения площадей.

Геохимические исследования имеют широкое распространение, особенно на стадии региональных исследований. При этом изучаются различные косвенные и прямые признаки нефтегазоносности — битумо-, нефте- и газопроявления.

Гидрогеологические исследования — изучение подземных пластовых вод нефтегазоносных и перспективных комплексов отложений — составляют особую группу исследований, при которых изучаются пластовые давления вод и их изменение в раз-

разреза и по территории, солевой состав, газонасыщенность и другие характеристики.

Бурение скважин является основным и наиболее трудоемким способом изучения строения недр, выявления и разведки залежей нефти и газа. В соответствии с действующей классификацией различаются следующие категории скважин.

Опорные скважины бурят для изучения геологического разреза крупных геоструктурных элементов и оценки перспектив их нефтегазоносности. Бурение опорных скважин производится с большим отбором керна и сопровождается опробованием тех коллекторских толщ, с которыми может быть связана нефтегазоносность. Как правило, опорные скважины закладываются в благоприятных структурных условиях, бурение их доводится до фундамента, а в областях его глубокого залегания — до технически возможных глубин.

Параметрические скважины бурят для изучения геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований. Скважины этой категории закладывают в пределах локальных структур и тектонических зон по профилям. В них производится отбор керна (до 20% от глубины скважины и сплошной в пределах нефтегазоносных свит) и опробование пластов, выделенных как возможно продуктивные или с целью изучения гидрогеологических условий.

Структурные скважины бурят для выявления и подготовки к глубокому бурению перспективных площадей. Эти скважины доводят до маркирующих горизонтов, по которым строят надежные структурные карты.

Во многих районах структурное бурение проводится в комплексе с геофизическими работами для уточнения физических параметров и привязки геофизических данных к геологическим, т. е. для проверки или уточнения положения в разрезе опорных геофизических горизонтов и формы их залегания.

Поисковые скважины бурят на площадях, подготовленных к глубокому поисковому бурению с целью открытия новых месторождений или залежей нефти и газа. К поисковым относятся все скважины, заложенные на новой площади до получения первого промышленного притока нефти или газа, а также все первые скважины, заложенные на обособленных тектонических блоках или на новых горизонтах в пределах месторождения. В поисковых скважинах производятся исследования с целью детального изучения разреза отложений, его нефтегазоносности, а также структурных условий. При этом производятся поинтервальный отбор керна по всему разрезу, не изученному бурением; сплошной отбор керна в интервалах нефтегазоносных горизонтов и на границах стратиграфических подразделений; отбор проб нефти, газа и воды

при опробовании нефтегазоносных, а также водоносных горизонтов пластоиспытателем или через колонну.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки залежей к разработке. При бурении разведочных скважин производят следующие исследования: отбор керна в интервалах залегания продуктивных пластов, отбор поверхностных и глубинных проб нефти, газа и воды, опробование возможно продуктивных горизонтов, пробная эксплуатация продуктивных горизонтов (залежей). При определении конструкций поисковых и разведочных скважин предусматривается возможность передачи этих скважин в фонд эксплуатационных.

Виды исследований при поисково-разведочных работах на нефть и газ различаются в зависимости от размеров объекта и степени детальности исследования этого объекта и разделяются на региональные и детальные.

В качестве региональных видов исследования применяют мелкомасштабное геологическое и структурно-геологическое картирование, магниторазведку, гравиразведку, электроразведку, различные методы сейсморазведки, гидрогеологические и геохимические исследования, бурение структурных, параметрических и опорных скважин и, наконец, широкие научные обобщения и экстраполяции.

Детальные исследования осуществляются применением крупномасштабного структурно-геологического картирования, структурного бурения, различных модификаций сейсморазведки отраженных волн, некоторых видов геохимических и гидрогеологических исследований и наконец бурения поисковых и разведочных скважин. Детальное изучение разреза осуществляется при бурении опорных скважин.

В практике работ результаты детальных исследований на различных площадях используют для широких региональных построений и обобщений. В свою очередь региональные исследования составляют необходимый фон и основание для детальных.

Методика поисково-разведочных работ находит выражение в определенной последовательности решения конкретных геологических задач и в сочетании определенных методов исследований, направленных на это решение. От методики поисково-разведочных работ, т. е. от методики решения геологических задач, в большей мере зависит геологическая эффективность работ и их экономичность. В практике поисково-разведочных работ в каждом районе постепенно разрабатывается и формируется так называемый рациональный комплекс исследований, наиболее эффективный и вместе с тем экономичный в данных условиях.

Разведка осуществляется по различным методикам. В содержание методики входит число скважин, порядок их размещения, последовательность разбуривания, порядок опробования вскрытых горизонтов. В практике разведки нефтяных и газовых месторожде-

ний скважины размещают по профилям (разведочным линиям) или по сетке.

По мере осуществления разведки производится обобщение материалов как в графическом, так и в аналитическом виде, в результате чего создается графо-аналитическая модель залежи различной степени достоверности (строятся профили, карты в изолиниях и даются количественные характеристики различных показателей). Создание таких моделей принято называть геометризацией залежей (месторождений).

В процессе разведки изучают различные показатели, характеризующие форму залежи, свойства коллектора и пр. В результате изучения залежи дается ее обобщенная характеристика в виде численных значений основных признаков и показателей, которые в этом случае называются параметрами. К основным параметрам залежи, необходимым для подсчета запасов и проектирования разработки, относятся численные значения площади, мощности, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, пластового давления и многие другие.

В результате разведки дается экономическая оценка месторождения, в которой отражены промышленное значение месторождения (его запасы, возможный уровень добычи) и горно-геологические условия разработки (глубины скважин, возможные системы разработки и пр.).

В процессе разведки осуществляются мероприятия по охране недр. Эти мероприятия должны обеспечить выявление всех возможных продуктивных горизонтов, не допустить обводнение горизонтов, открытых фонтанов, перетоков и других случаев порчи залежей. Разведка должна гарантировать надлежащее изучение всех полезных компонентов, сопутствующих основному полезному ископаемому (редкие газы, минеральные воды и пр.).

При разведке, так же как и при разработке месторождений нефти и газа, необходимо проводить мероприятия, исключающие неоправданное нарушение природных условий: бесцельное уничтожение лесов, загрязнение почвы и водоемов сточными водами, буровым раствором и нефтью.

Разведка залежей нефти и газа представляет собой наиболее ответственный, дорогостоящий, а зачастую и длительный этап поисково-разведочных работ. Поэтому рационализация или совершенствование разведки с целью сокращения ее сроков и повышения экономической эффективности представляет очень важную задачу. Одно из основных направлений совершенствования методики разведки — это сокращение числа разведочных скважин на площади при наиболее рациональном их размещении и наиболее полном извлечении информации из каждой скважины. Другое направление состоит в совмещении разведки с опытно-промышленной эксплуатацией. Оно широко реализуется при разведке газовых месторождений.

§ 4. СТАДИЙНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Многолетний опыт поисков в различных геологических обстановках показал, что последовательная стадийность в решении поисковых задач обеспечивает в каждом случае наиболее высокую конечную эффективность поисков. И, наоборот, если эта стадийность почему-либо нарушается, то эффективность поисковых работ снижается, иногда весьма существенно и на длительное время.

Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ определяет строгую последовательность решения геологических задач при поисках и разведке.

В положении, действовавшем до 1969 г., в поисковом этапе различалось две стадии — предварительные поиски и детальные поиски. На первой стадии устанавливалась степень перспективности территории и отдельных площадей путем проведения региональных исследований. Вторая стадия включала детальные работы по подготовке площади к заложению поисковых скважин и бурению этих скважин.

На этапе разведки также выделялись две стадии — предварительная разведка с оценкой промышленной значимости залежи и детальная разведка с подсчетом запасов и передачей залежи в разработку.

В новом положении подготовка площадей к поисковому бурению выделена в самостоятельную стадию поисковых работ. Задача предварительной геолого-экономической оценки отнесена к поисковому этапу, а часть задач разведки залежи и месторождения перенесена на начальный этап разработки — период опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

Новое положение более четко определяет содержание и последовательность решения задач в сложном процессе поисков и разведки, полноценность их решения и способствует ускорению всего процесса.

В современном геологоразведочном процессе различаются прежде всего два крупных этапа — поисковый и разведочный.

В составе поискового этапа выделяются три стадии работ:

- 1) региональные геолого-геофизические работы;
- 2) подготовка площадей к поисковому бурению;
- 3) поиски месторождений (залежей) нефти и газа.

Разведочный этап на стадии не разделяется и завершается подготовкой залежи (месторождения) к разработке с подсчетом запасов по промышленным категориям. Разведка газовых месторождений совмещается с опытно-промышленной эксплуатацией.

Цели, задачи, виды и методы работ на разных этапах и стадиях поисков и разведки отражены на принципиальной схеме стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ (табл. 1). Деление геологоразведочных работ на перечисленные этапы и

Принципиальная схема стадийности геологоразведочных работ

Таблица 1

Этапы	Стадии	Цели и задачи работ	Виды и методы работ	Категории (группы) запасов
Поисковый	Региональные геолого-геофизические работы	Изучение общих черт глубинного геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности, выделение зон нефтегазонакопления и площадей, благоприятных для формирования ловушек	Региональные геофизические исследования, опорное и параметрическое бурение, геологическая съемка	Д ₂ и Д ₁
	Подготовка площадей к поисковому бурению	Выявление перспективных на нефть и газ площадей и подготовка их к глубокому бурению	Детальные геофизические работы, структурное и параметрическое бурение и геологическая съемка	Д ₁ и С ₂
	Поиски залежей нефти и газа	Открытие залежей нефти и газа и их предварительная оценка	Поисковое бурение	С ₂ и С ₁
Разведочный	Для нефти			
	Разведка нефтяных и газовых месторождений (подготовка месторождений к разработке)	Подсчет запасов по промышленным категориям, изучение эксплуатационных параметров	Разведочное бурение, опытная эксплуатация	В и С ₁
	Для газа			
		То же	На месторождениях, расположенных вблизи газопроводов или удаленных, но подлежащих скорейшему вводу в разработку, совмещение этапов разведки и опытно-промышленной эксплуатации	—
			На месторождениях, удаленных от потребителей, разведка со степенью детальности по категории С ₁ и 20% категории В	—

стадии преследует в качестве главной цели установление наиболее рациональной последовательности их выполнения и общих принципов оценки на единой методической основе, на основе достоверной оценки ресурсов и запасов газа в определенных категориях. Не следует понимать, что этапы и стадии применительно к большим территориям и отдельным площадям резко разграничены. Так, еще на стадии региональных исследований нового бассейна или провинции на отдельных площадях могут осуществляться и поисковые работы, соответствующим образом обоснованные и подготовленные. И, наоборот, в районах активного развития поисковых, разведочных работ и добычи могут возобновляться региональные исследования определенного целевого назначения.

То же относится к поисковым и разведочным работам на конкретной площади. Поиски на площади не могут считаться законченными после выявления одной из залежей, если пробуренные скважины вскрыли не все возможные продуктивные горизонты. Стадия разведки площади не завершается передачей в разработку одной из залежей. Одновременно на этой площади может осуществляться разведка или даже поиск других залежей. Суть стадийности — соблюдение в каждом случае последовательной зависимости начала одной стадии от результатов предшествующей.

Нарушения этой зависимости могут происходить из-за недооценки роли региональных исследований, в результате которой они проводятся с опозданием или в меньших объемах. Но чаще всего нарушения нормальной стадийности поиска возникают в результате снижения эффективности работ по выявлению и подготовке структур к глубокому бурению. Как правило, это происходит при изменении поисковых задач в районе, например при переключении поисков с верхнего структурного этажа, исчерпанного разведкой, на нижний.

Если в старых районах с развитой добычей нефти и газа происходит переключение поисков на большие глубины и новые структурные этажи и геофизические методы оказываются при этом недостаточно эффективными, то применяют вынужденные и значительно менее результативные приемы поисков и разведки. Эти приемы основаны на совмещении поисков структур и залежей, т. е. первой и третьей стадий поисков, на основе проведения профильного поискового бурения вкрест простирания предполагаемых погребенных структур. После вскрытия залежи первой скважиной последующие закладываются не на готовой, а опять-таки на предполагаемой структурной основе практически во всех направлениях от скважины-открывательницы. Поэтому процент пустых скважин оказывается весьма высоким, а разведка площади затягивается на долгое время. Такие отклонения от нормальной стадийности снижают эффективность поисково-разведочных работ в районе.

Для того чтобы уменьшить отрицательные последствия отклонений от нормальной стадийности поисков, необходимо заблаго-

временно развивать соответствующий комплекс региональных и методических исследований с опробованием различных методов геологического и геофизического картирования новых перспективных толщ и ловушек. При этом надо иметь в виду, что задачи поисков в каждом районе со временем все более и более усложняются: геофизическое картирование переключается на изучение более глубоких горизонтов, более пологих структур, зон выклинивания и литологического замещения; усложняются условия проводки скважин, вскрытия, опознания и опробования продуктивных горизонтов.

Результативность работ на каждой стадии контролируется возможностью проведения доброкачественной оценки ресурсов или запасов нефти и газа в рамках определенного категорийного состава.

§ 5. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Подсчеты запасов нефти и газа месторождения производятся по завершению разведочных работ или определенного этапа этих работ, а также в процессе разработки месторождения. Кроме того, для перспективного планирования поисково-разведочных работ, а также прироста разведанных запасов и добычи нефти и газа периодически по каждой провинции производится подсчет так называемых перспективных запасов (C_2) по всему фонду выявленных и подготовленных структур.

При определении запасов нефти и горючих газов подлежат обязательному подсчету и учету запасы всех содержащихся в них сопутствующих компонентов, представляющих промышленный интерес (конденсат, гелий, сера и т. д.). Подсчеты запасов нефти и газа и сопутствующих компонентов подлежат обязательной проверке и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР).

Определение степени изученности месторождений и степени подготовленности запасов нефти и газа для обоснования проектирования разработки месторождений, выделения капиталовложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений основывается на классификации запасов нефти и горючих газов.

Запасы нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов по их народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету: балансовые, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна, и забалансовые, разработка которых в настоящее время нерентабельна, в дальнейшем, однако, они могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения.

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются

извлекаемые запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии добычи.

Запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории — А, В, С₁ и С₂. Они определяются следующими условиями.

Категория А — запасы залежи (или ее части), изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки, — режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность и другие особенности. Запасы категории А подсчитываются в процессе разработки залежи.

Категория В — запасы залежи (или ее части), нефтегазонасыщенность которой установлена на основании промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках, благоприятных промыслово-геофизических данных и керна. Форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов и другие параметры, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но достаточно для проектирования разработки залежи. Состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых условиях и условиях поверхности изучены детально. По нефтяным залежам проведена пробная эксплуатация отдельных скважин. По газовым залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность.

Категория С₁ — запасы залежей, нефтегазонасыщенность которых установлена на основании промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий.

Условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований; коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

Категория С₂ — запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических

и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах в пределах нефтегазоносных районов, оконтурированных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований.

Забалансовые запасы газа категории C_2 не подсчитываются.

Запасы сопутствующих компонентов, содержащихся в нефти и горючих газах, подсчитываются и учитываются по категориям, соответствующим степени изученности запасов этих компонентов.

Условия отнесения запасов нефти и горючих газов к категориям по степени изученности запасов определяются инструкцией Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. Новая классификация запасов, определяющая степень разведанности месторождений, необходимую для ввода их в разработку, повышает требования к обоснованию и подсчету выявленных и перспективных запасов нефти и газа (категории C_1 и C_2) и допускает передачу в разработку залежей с запасами главным образом этих категорий.

Разработка перспективных планов развития сырьевой базы, т. е. разведанных запасов (категории А, В и C_1), осуществляется в настоящее время с широким использованием прогнозных оценок нефтегазоносности недр страны. Прогнозная оценка ресурсов нефти и газа — это количественная оценка перспектив нефтегазоносности литолого-стратиграфических комплексов или отдельных горизонтов, которая производится на основе анализа различных геологических предпосылок нефтегазоносности, устанавливаемых в результате региональных и поисково-разведочных работ.

Подсчеты прогнозных запасов нефти и газа в отличие от подсчетов разведанных и перспективных запасов рассматриваются и утверждаются совместно с Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности и Министерством газовой промышленности. По степени геолого-геофизической изученности прогнозных территорий количественная оценка ресурсов нефти и газа разделяется на две подгруппы — D_1 и D_2 .

Подгруппа D_1 — прогнозная оценка ресурсов нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазоносность которых доказана для крупной геотектонической структуры первого порядка (своды, валы, прогибы, впадины краевых прогибов, межгорные впадины и т. д.). Оценке по группе D_1 подлежат залежи, которые могут содержаться в выявленных, намеченных и предполагаемых ловушках различного типа конкретного литолого-стратиграфического комплекса при условии, что на прогнозных территориях уже выявлены нефтегазоносные ловушки этих типов.

Подгруппа D_2 — прогнозная оценка ресурсов нефти и газа по литолого-стратиграфическим комплексам, нефтегазоносность которых не доказана, но возможна по аналогии со сходными по геологическому строению крупными тектоническими сооруже-

ниями с доказанной нефтегазоносностью, а также по отдельным свитам в пределах нефтегазоносных территорий, которые по степени изученности не могут быть отнесены к подгруппе Д₁.

В случае отсутствия обоснованных данных для количественной оценки нефтегазоносности производится качественная оценка. Различаются территории бесперспективные, малоизученные и перспективные. Качественная оценка дается на основе общих представлений о геологическом строении района.

Глава II

СТРУКТУРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ

§ 1. ЗАДАЧИ

СТРУКТУРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КАРТИРОВАНИЯ

Изучение геологического строения местности осуществляется прежде всего путем проведения геологической съемки. Непосредственным результатом геологической съемки является геологическая карта. Эта карта представляет собой графическое отображение распространения на дневной поверхности различных по возрасту отложений (свит, горизонтов, ярусов и т. д.). Такая карта составляется на топографической основе и дополняется построением нормального разреза отложений, обнажающихся на площади съемки, профильных геологических разрезов, литологических и фациальных карт, карт полезных ископаемых, четвертичных отложений и т. д.

В зависимости от задач, степени обнаженности и сложности геологического строения местности геологические съемки проводятся с различной степенью детальности, на различной основе (топографическая карта или фотоплан), с различными способами привязки (глазомерная или инструментальная). В СССР последовательно осуществляется геологическая съемка территории страны в масштабе 1 : 200 000. На площадях, представляющих непосредственный поисковый интерес, проводятся более детальные геологические съемки масштаба от 1 : 100 000 до 1 : 10 000.

Геологическая карта и дополняющие ее материалы — наблюдаемые элементы залегания пластов, профильные геологические разрезы — дают представление о тектоническом строении площади. Это представление тем более отчетливо, чем контрастнее и проще структурные формы и детальнее карта. Однако необходимая для поисков и разведки нефти и газа характеристика строения территории достигается лишь при помощи структурной карты. На структурной карте форма залегания пластов изображается, так же как и рельеф земной поверхности, горизонталями одного из пластов, который называется маркирующим, или опорным. Этот пласт выбирается из числа наиболее четко выделяющихся в разрезе и должен прослеживаться на всей площади. Карта составляется

на основании множества так или иначе полученных высотных отметок залегания этого пласта в различных точках площади или по линии ряда профилей. Горизонтали структурной карты называются стратонизогипсами, или просто изогипсами. Высотные интервалы между изогипсами (интервалы сечения) выбираются в зависимости от амплитуды изображаемой структуры, точности и масштаба карты.

Как же выглядят на структурной карте различные формы залегания опорного горизонта? Горизонт, равномерно погружающийся в одном направлении, отобразится в виде системы параллельно вытянутых и равноудаленных друг от друга изогипс (рис. 2). При этом направление их соответствует простиранию го-

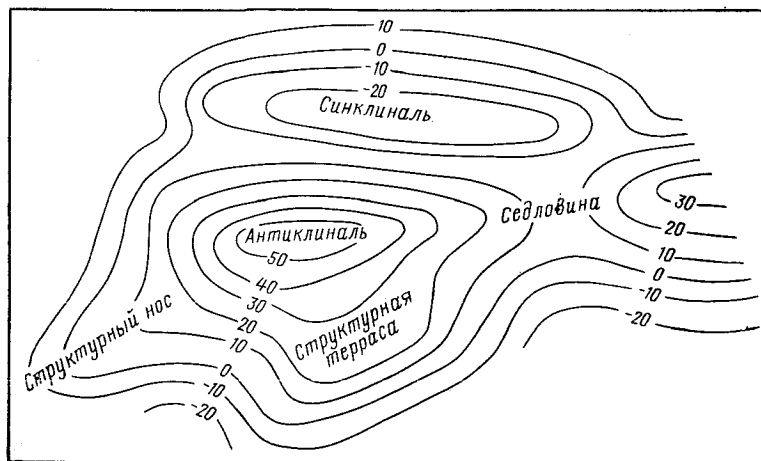


Рис. 2. Изображение различных структурных форм на структурной карте.

ризонта. Чем более сближены изогипсы, тем больше угол наклона опорного горизонта. Участки, где изогипсы раздвигаются, соответствуют структурным террасам. Антиклинальные складки и куполовидные поднятия отображаются в виде системы замкнутых изогипс. Особыми линиями отображаются разрывные нарушения (рис. 3). Эти линии представляют собой следы от пересечения плоскости нарушения с поверхностью опорного горизонта. В случае, когда плоскость сброса вертикальна, его след изображается одной линией, к которой с обеих сторон подходят изогипсы с разными отметками (рис. 3, а). Амплитуда сброса определяется при этом как разность отметок изогипс в какой-либо одной точке на линии сброса. Когда плоскость сброса наклонена, то при пересечении с опорным горизонтом она оставляет два параллельных следа (рис. 3, б), один из которых — след от пересечения сброса с опущенной частью пласта, а другой — с приподнятой. Расстояние

между этими линиями характеризует величину горизонтального смещения пласта. Иначе, но также двумя линиями изображается взброс или надвиг. В этих случаях одна из линий — след от пересечения нарушения с опущенной, поднадвиговой, частью горизонта — изображается пунктиром, так как эта линия скрыта от наблюдения сверху. В полосе между двумя линиями должны быть показаны обе системы изогипс — и надвига, и поднадвига (рис. 3, в).

В нефтяной геологии структурные карты являются основными графическими документами, отображающими строение как обширных территорий, так и отдельных площадей, а также строение

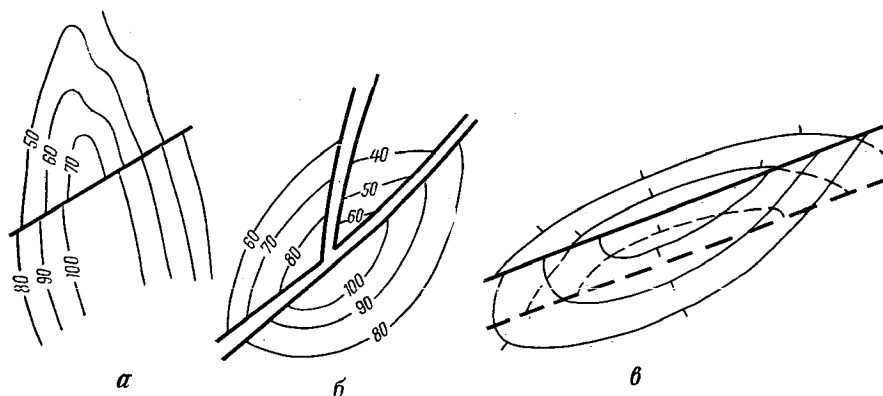


Рис. 3. Изображение разрывных нарушений на структурной карте.

а — сброс вертикальный; б — сброс наклонный; в — взброс.

месторождений и залежей нефти и газа. Они составляются по данным бурения мелких и глубоких скважин, по данным геофизических исследований. На основании структурных карт прогнозируются нефтяные и газовые месторождения, закладываются поисковые, разведочные, а затем и эксплуатационные скважины. Кроме того, метод структурных карт используется и для изображения древних эрозионных поверхностей и поверхностей несогласного залегания пластов, рифогенных массивов, массивов кристаллических пород фундамента, соляных штоков, поверхностей разрывных нарушений.

При структурно-геологическом картировании одновременно составляются и геологическая и структурная карты, которые по возможности увязываются непосредственно в полевых условиях. Точность структурной карты имеет большое значение и во многом определяет эффективность и результативность последующих поисковых и разведочных работ на площади. При прочих равных усло-

виях она прежде всего зависит от точности высотной и плановой привязки опорных точек — выходов на поверхность маркирующих горизонтов. Поэтому в отличие от обычной геологической съемки привязка этих точек при структурно-геологической съемке осуществляется инструментальными или полуинструментальными способами. При средних и крутых наклонах слоев не меньшее значение имеет точность измерения элементов залегания слоев и прежде всего величина угла их падения. В этом случае наклоны слоев должны измеряться не отвесом горного компаса, а более точным инструментом — клинометром.

Структурно-геологические съемки, так же как и геологические, проводятся при региональных исследованиях и при подготовке площадей под поисковое бурение. Региональные съемки осуществляются в масштабах 1:200 000—1:100 000. Они ставятся преимущественно в равнинных, платформенных, районах с целью выявления площадей с перспективными для поисков залежей нефти и газа структурными формами. Детальные съемки проводятся в масштабах 1:50 000, 1:25 000 и 1:10 000 с целью подготовки ранее выявленных структур к заложению скважин. При региональных съемках плановая привязка выходов горных пород осуществляется глазомерно по картам более крупного масштаба, нежели отчетная карта, а высотная привязка — барометрическим нивелированием. При детальных съемках привязка наблюдаемых выходов опорного горизонта производится мензулой на основе вспомогательной геометрической сети, которую увязывают с государственной

Таблица 2

Количество структурных точек на 1 км² в зависимости от масштаба съемки и сложности геологического строения

Масштаб съемки	Сложность геологического строения	Количество структурных точек на 1 км ²
1:200 000	Простое	0,06
	Среднее	0,09
	Сложное	0,30
1:100 000	Простое	0,12
	Среднее	0,30
	Сложное	0,60
1:50 000	Простое	0,30
	Среднее	0,70
	Сложное	1,10
1:25 000	Простое	2,00
	Среднее	4,00
	Сложное	5,50
1:10 000	Простое	6,00
	Среднее	9,00
	Сложное	12,00

триангуляционной сетью. Кондиционность карты или ее соответствие установленному масштабу съемки определяется количеством принятых для ее построения опорных (структурных) точек. Каждому масштабу съемки и степени сложности геологического строения площади соответствует определенная норма точек на 1 км² площади. Эти нормы приведены в табл. 2.

§ 2. МЕТОДИКА И ТЕХНИКА СТРУКТУРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КАРТИРОВАНИЯ

Геологические условия и условия рельефа местности, с которыми приходится сталкиваться при проведении структурно-геологической съемки, весьма разнообразны.

В равнинных платформенных районах углы наклона слоев весьма невелики и, как правило, незаметны на глаз. Лишь в редких случаях они превышают 5° и потому не поддаются непосредственным измерениям. Мощность обнажающихся отложений определяется главным образом рельефом, степенью его расчлененности. Если они значительны, а наклоны слоев очень малы, то для структурного картирования достаточно выделение одного опорного горизонта на площади детальной съемки и не более двух-трех на площади региональной съемки. Геологические карты таких районов при простом их строении и расчлененном рельефе имеют очень сложный вид, и выходы на поверхность удачно выбранного опорного горизонта прослеживаются на большой площади.

Иначе обстоит дело в горных и предгорных районах (краевые и межгорные впадины, окраины складчатых областей). Наклон слоев отличается здесь большой крутизной, измеряемой десятками градусов, часто встречаются разрывные нарушения большой амплитуды. Мощность обнажающихся отложений измеряется сотнями и даже тысячами метров. В этих условиях даже для очень детального структурного картирования понадобилось бы иметь несколько опорных горизонтов, так как протяженность выходов на поверхность каждого из них невелика. Однако стратиграфический диапазон обнажающихся отложений часто бывает ограничен, а литологический состав пород очень однообразен.

В связи с таким разнообразием геологических условий и задач картирования разнообразны и методы структурно-геологической съемки. Существуют три основных метода ее проведения.

Первый, маршрутный, применяется при региональных исследованиях в равнинных, платформенных, условиях пологого залегания слоев с составлением карт масштаба 1 : 200 000 или 1 : 100 000.

Второй, мензульный (структурная съемка по выходам опорного горизонта), применяется в условиях пологого залегания слоев при детальных исследованиях. Съемка ведется прослеживанием одного или нескольких выбранных пластов от одного обнажения к другому.

Третий метод носит название съемки по элементам залегания и применяется при изучении районов, где пласты залегают с наклонами, превышающими 5° , т. е. преимущественно в горно-складчатых областях. Этот метод не требует большого числа опорных горизонтов в разрезе и реализуется двумя способами. Один из них основан на вычислении отметок опорного пласта согласно замеренным элементам залегания слоев. Другой предполагает получение этих отметок графическим способом путем построения ряда профильных разрезов. Рассмотрим перечисленные методы структурно-геологической съемки.

Маршрутная структурно-геологическая съемка. По существующим нормам одна партия в средних широтах за полевой сезон делает съемку на площади 1200—1500 км². Как правило, при картировании такой территории приходится использовать несколько маркирующих горизонтов с последующим построением структурной карты по одному из них — опорному.

Съемочные работы начинаются с общей рекогносцировки площади. Рекогносцировка проводится для выяснения степени обнаженности различных участков и элементов рельефа, составления схематического нормального разреза обнажающихся отложений, выделения в этом разрезе маркирующих и опорного горизонтов и, наконец, для разработки общего плана съемки.

План съемки предполагает выбор направлений рабочих маршрутных пересечений и их очередность. Маршрутные пересечения осуществляются главным образом по наиболее обнаженным крутым склонам речных долин и овражно-балочной сети и выбираются таким образом, чтобы они проходили вкрест общего простиранения слоев и предполагаемых структур и вместе с тем были бы обеспечены достаточным количеством естественных обнажений.

После рекогносцировки проводятся планомерные и последовательные наблюдения по выбранным маршрутным пересечениям. Основные маршрутные наблюдения дополняются прослеживанием выбранных маркирующих горизонтов в стороны от маршрутов, т. е. комбинируются с прослеживанием горизонтов по простиранию. В процессе этих работ уточняется нормальный геологический разрез площади и проверяются мощности отдельных пачек и расстояния (по нормали) между маркирующими горизонтами.

Выходы маркирующих горизонтов на поверхность при маршрутной съемке наносятся глазомерно на топографические карты более крупного масштаба, чем заданный масштаб съемки. Высотное положение выходов определяется или глазомерно по тем же картам или полуинструментальным способом — барометрическим нивелированием.

Одновременно с проведением маршрутных пересечений строятся профильные разрезы по выбранным маркирующим горизонтам, а также геологическая карта. После проведения двух пересечений начинается построение рабочих структурных карт по одному или нескольким маркирующим горизонтам.

При построении этих профилей и карт могут уже выделяться участки с признаками куполовидных и антиклинальных структур или с предпосылками их возможного наличия. К таким признакам или предпосылкам относится появление на профилях антиклинальных изгибов маркирующих горизонтов, террасовидных площадок и локальных участков с крутым наклоном слоев, а на картах — носовидных изгибов стратонизогипс, флексур и т. д. Смежные с этими участками площади должны привлечь к себе особое внимание. Здесь тщательно обследуются все выходы горных пород и в случае необходимости проводятся вскрышные горные работы — расчистки и канавы.

После завершения маршрутных пересечений и детализации наиболее интересных в тектоническом отношении участков проводится заключительный этап полевых работ — досмотр и привязка естественных обнажений, не попавших на маршрутные пересечения или на обследованные участки.

Отчетная структурная карта строится, как правило, по одному из маркирующих горизонтов. На участках, где он залегает ниже вреза овражно-балочной сети, его высотное положение определяется расчетным путем от наблюденных здесь вспомогательных маркирующих горизонтов.

Структурная съемка по выходам опорного горизонта (мензульная). Этот метод используется исключительно при съемках масштабов от 1:10 000 до 1:50 000. Съемку предпочтительно проводить по одному и тому же маркирующему горизонту, который и принимается в качестве опорного для составления структурной карты. Однако это возможно лишь при достаточно расчлененном рельефе местности или же на весьма ограниченной площади. Дело в том, что при наклоне слоев всего в 1° выход маркирующего горизонта на поверхность опускается на 17 м через каждые 1000 м в направлении погружения слоев. Поэтому этот метод при падении слоев более 5° становится практически непригодным для картирования значительных площадей. Недостаток естественных выходов опорного горизонта на поверхность может быть компенсирован бурением картировочных скважин до опорного горизонта на тех участках, где он погружается ниже базиса эрозии. К бурению мелких картировочных скважин и проведению горных работ (канавы расчистки) прибегают также для вскрытия опорного горизонта на закрытых водораздельных возвышенностях и задернованных склонах.

При проведении детальной структурно-геологической съемки осуществляются более точные измерения планового положения выходов опорного горизонта и его высотных отметок. Эти измерения производятся инструментально с использованием мензулы и кипрегеля.

Полевые работы проводятся двумя отрядами — геологическим и топографическим — в два этапа. На первом этапе геолог знакомится с условиями обнаженности, тщательно изучает и составляет нормальный геологический разрез и выделяет в нем подходящий

опорный горизонт или группу горизонтов. При этом надо помнить, что нет более важного вопроса при структурной съемке, чем правильное сопоставление пластов в разрезе и выбор маркирующего опорного горизонта (или группы горизонтов). В качестве такового лучше всего выбирать пласт, сложенный наиболее крепкими породами, так как такие породы обнажаются гораздо чаще, чем породы мягкие.

В это время топограф разбивает на местности геометрическую сеть опорных пунктов, привязывает ее к тригонометрической сети и переносит на мензульный план картографическую основу предстоящей структурной съемки. После завершения этих подготовительных работ геолог и топограф приступают непосредственно к съемке.

Съемка осуществляется путем прослеживания опорного пласта от одного выхода до другого. Это далеко не простая задача, так как пласт может скрываться под почвенным покровом. Присутствие его в разрезе задержанного склона может быть установлено по различным косвенным признакам — высыпкам, характеру микрорельефа, изменению растительности. Ориентируясь на эти признаки, пласт вскрывается несложными горными расчистками.

Техника съемки такова. Топограф с геологом выбирают точку стояния инструмента, с которой можно определиться по пунктам предварительно разбитой геометрической сети и с которой можно заснять по возможности больший район. Геолог с рейкой следует по выходу пласта, выбирая пункты для инструментального определения положения опорного горизонта, т. е. опорные точки. Топограф привязывает их, т. е. наносит на планшет посредством кипрегеля. Когда весь район, который может быть снят с данного пункта стояния инструмента, обойден, выбирается следующий пункт стояния, и работа продолжается в том же порядке.

После привязки 15—20 структурных точек начинается построение структурной карты непосредственно на мензульном плане или на топографической основе.

Структурно-геологическая съемка по элементам залегания. Этот вид съемки применяется при средних углах наклона слоев, в условиях большого однообразия отложений, когда выделение в разрезе выдержанных маркирующих горизонтов невозможно или их мало в составе мощной и однообразной толщи. Такие условия свойственны окраинным районам складчатых областей и межгорным впадинам. Успешное проведение съемки требует хорошей обнаженности площади, обеспечивающей большое количество замеров элементов залегания пластов, при котором можно проследить все изменения наклонов пластов и уловить имеющиеся разрывные нарушения. Эта съемка является менее точной, так как даже ошибки в измерении углов наклона на $1-2^\circ$ существенно искажают высотное положение пересчетных структурных точек. Кроме того, ошибка в замере угла падения влечет за собой ошибки в вычислении горизонтального проложения расстояния

между привязанным выходом пород и пересчетной структурной точкой.

Полевая работа при съемке по элементам залегания протекает так же, как и при съемке по выходам опорного горизонта. Высотные отметки пластов непосредственно в поле определяются только в обнажениях с опорными горизонтами. Высотные отметки основной массы опорных точек вычисляются, как правило, уже в камеральный период следующим образом.

Пусть точка A (рис. 4) отвечает выходу на поверхность опорного горизонта с амплитудой h_A и углом падения α . Выше по склону и ниже по падению пластов имеется обнажение пород B с углом падения также α . Тогда амплитуда пласта A в точке B , равная h_B , определится по формуле

$$h_B = h_A - l \operatorname{tg} \alpha, \quad (\text{II.1})$$

где l — расстояние, измеренное в проекции (на карте) между A и B вкрест простираения пород.

Если же угол наклона в точке B отличается от угла наклона в точке A и составляет величину β , то отметка пласта A в точке B может быть определена по приближенной формуле

$$h_B = h_A - l \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2}. \quad (\text{II.2})$$

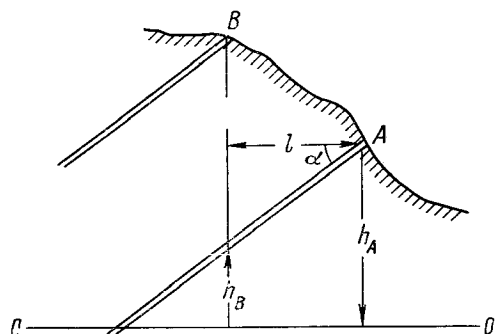


Рис. 4. Схема определения высоты опорного пласта по элементам залегания.

Этой формулой можно пользоваться лишь в тех случаях, когда разность углов α и β не превышает 10° , а сами углы не превосходят 45° . Следует иметь в виду, что обе формулы справедливы лишь тогда, когда измерение l произведено прямо по падению слоев. Если же линия l отклоняется от линии падения, то вместо угла наклона слоев α должен быть введен угол σ , меньший по величине. Он вычисляется по формуле

$$\operatorname{tg} \sigma = \operatorname{tg} \alpha \cos \gamma, \quad (\text{II.3})$$

где γ — угол между линией падения и линией, соединяющей наблюдаемые точки. К этой формуле прибегают, если $\gamma > 15^\circ$.

Ошибка измерения угла падения пласта горным компасом в 1° вызывает ошибку в определении высоты этого пласта в 17 м на каждые 1000 м расстояния. Таким образом, она превышает высоту сечения изогипс (10 м). В плане ошибка (смещение изогипс) может при небольших углах падения достигнуть 200 м, что видно из табл. 3.

Ошибки определения отметок и планового положения пересчетных точек в зависимости от углов падения и точности их измерения

Фактический угол падения, град.	Угол падения, определенный горным компасом, град.	Ошибка в определении высоты, м	Ошибка в плане (смещение изогипс), м
5	6	17,7	202
10	11	18,0	102
15	16	18,0	70

Поэтому структурную съемку по элементам залегания рекомендуется сопровождать шурфовочными работами, чтобы поддерживать расстояние между основными пунктами замеров элементов залегания слоев не более чем 500 м, а углы наклона измерять не горным компасом, а клиномером. Тем не менее определенные ошибки и возникающие из-за них искажения в построениях неизбежны, что сильно ограничивает возможности съемки данным методом. Как правило, этот метод не используется для съемок крупнее масштаба 1:50 000 и применяется лишь в складчатых районах с несложной тектоникой, с плавными изменениями падения пластов.

Построение структурных карт при съемке описанным методом производится следующим способом. Прежде всего составляется каталог отметок, в котором собраны все наблюдаемые и пересчетные отметки по всем обнажениям на единый опорный горизонт. Отметки подписываются к точкам на карте. Ближайшие точки соединяются прямыми интерполяционными линиями преимущественно вкrest преобладающему простираанию слоев. Затем производится разбивка этих линий в соответствии с выбранным сечением карты по отметкам крайних точек. Полученные таким образом точки на интерполяционных линиях, соответствующие одинаковым отметкам, соединяются плавными линиями — горизонталями или изогипсами.

Следует, однако, предостеречь от формально геометрического построения карты. Если не учитывать особенности геологического строения района, то можно допустить существенные ошибки.

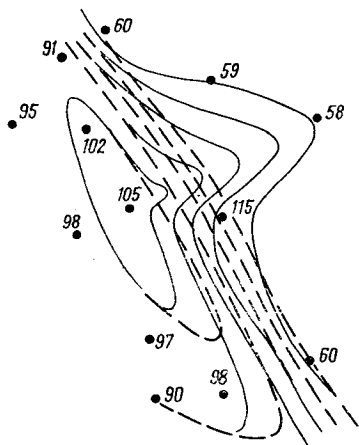
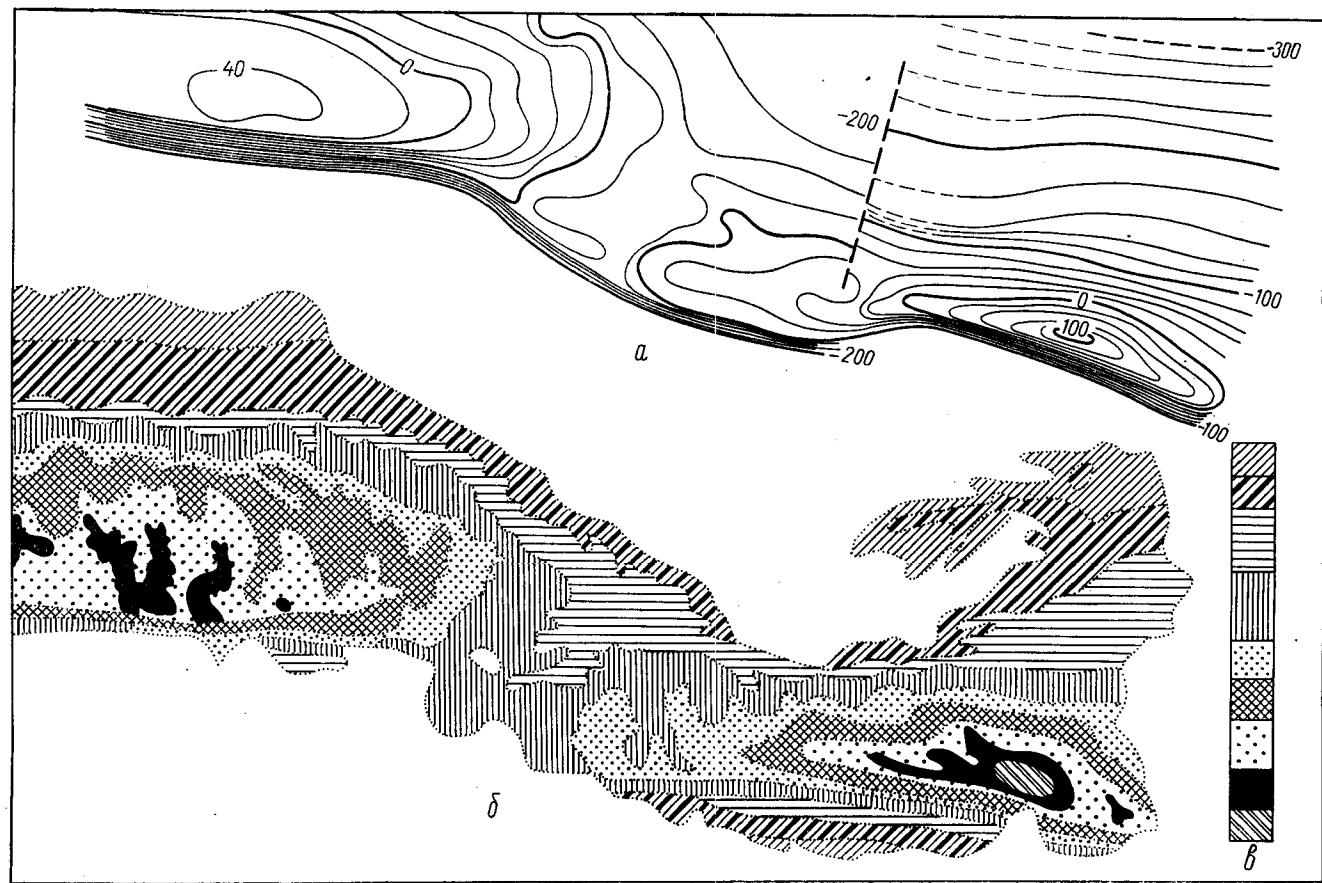


Рис. 5. Структурная карта, построенная геометрическим способом (сплошные изогипсы), и та же карта, исправленная с учетом наличия региональной флексуры (пунктирные изогипсы).



На рис. 5 показаны две карты, одна из которых построена чисто геометрически, а другая — с учетом такой особенности строения района, как наличие протяженной флексуры.

На рис. 6 показана геологическая и структурная карты одной из площадей Азербайджана. Из сопоставления этих карт видно, насколько ярче и определеннее выражены общая морфология и тектонические особенности строения площади на структурной карте.

§ 3. ДИСТАНЦИОННЫЕ МЕТОДЫ КАРТИРОВАНИЯ

Дистанционные методы геологического изучения и картирования поверхности земли основаны на наблюдении и фотографировании этой поверхности с самолета и даже из космоса. Суть методов заключается в геологическом дешифрировании аэрофото- или космофотоснимков, которые совершенно объективно отражают геологическое и тектоническое строение сфотографированного участка.

Эти методы используются и на стадии региональных исследований и на стадии детальных работ, т. е. при крупномасштабных съемках. Они имеют ряд преимуществ и в частности позволяют сделать следующее:

а) выявить степень обнаженности местности, расположение обнаженных участков и выбрать на этой основе наиболее полноценные маршруты, разработать рациональный план проведения полевых работ;

б) при практически сплошной обнаженности составить геологическую и структурную карты при минимальном объеме полевых наблюдений;

в) выявить ряд особенностей строения земной поверхности или проследить распространение пластов, толщ, свит и структур, которые не прослеживаются при полевых наземных наблюдениях;

г) наблюдать сразу весь объект или ряд объектов исследования в их целостном выражении и в естественных соотношениях.

При невысокой обнаженности использование аэрофотосъемочных материалов экономит много времени и труда, необходимых для поисков и прослеживания обнажений, для маршрутов, которые могут оказаться продолжительными и порой малорезультативными или вовсе нерезультативными. Особенное значение это имеет при региональных съемках масштаба 1:200 000, когда картируются большие территории. В этих случаях используются не только аэрофотосъемочные материалы, но и авиасредства (самолеты, вертолеты) для визуального наблюдения и перемещения геолога от одного обнаженного участка к другому. Практика таких геологических съемок масштаба 1:200 000 с элементами структурного

картирования оказалась весьма эффективной во многих районах Европейской части страны и в Сибири.

В хорошо обнаженных районах с контрастными структурами (некоторые районы Средней Азии) региональные и детальные геологические и структурные карты могут быть составлены почти исключительно на основе геологического дешифрирования аэрофотоснимков. В этом случае полевые наземные наблюдения сводятся к изучению состава и мощности разреза, опознанию различных толщ, отфиксированных на аэрофотоснимках, к замерам элементов залегания. Но гораздо важнее то новое видение строения района, которое открывается с высоты и запечатлевается на фотоснимке.

Во многих случаях видимая обнаженность территории как бы возрастает. Через покровные иногда мощные образования «просвечивают» коренные породы или структурные элементы. Так, сквозь мощные песчаные наносы, которые являются серьезным препятствием при наземном картировании, можно ясно различить очертания выходов разнородных коренных пород, скрытых этими наносами. В районах с сухим климатом коренные породы оказывают большое влияние на состав и цветность почвенного слоя и через него на состав растительного покрова. Все эти проявления разнообразных толщ, свит и пород, а также элементы микро- и макро-рельефа, образуют целую систему признаков, по которым можно проследить распространение тех или иных свит, а также тектонических нарушений и составить общее представление о геологическом строении территории.

При изучении сложной складчатой структуры в поле часто лишь с большим трудом удастся увязать между собой отдельные элементы этой структуры. При наблюдении с высоты или рассмотрении аэрофотоснимка, когда в поле зрения оказывается вся структура, эта задача существенно упрощается.

При геологическом дешифрировании аэрофотоматериалов обеспечивается не только более полная характеристика геологического строения территории, но и высокоточная документальная привязка всех наблюденных элементов этого строения. Дешифрирование осуществляется, как правило, на снимках крупного масштаба, от 1:5000 до 1:100 000.

Большие перспективы в изучении геологического строения земли открывает съемка из космоса. С высоты полетов космических станций и искусственных спутников гораздо лучше просматривается глубинное строение земной коры и черты ее строения, которые обусловлены наиболее общими глобальными причинами. Этому способствует охват одним взором или одним снимком огромных пространств. Появляется реальная возможность наметить или проследить погребенные, т. е. глубоко скрытые продолжения целых систем разломов, складчатых областей и их действительные пространственные и возрастные соотношения. Так, на основе снимков из космоса удалось наметить продолжение подвижной зоны смятия и разломов Уральской складчатой системы далеко на юг, через

пустыни и горные сооружения Средней Азии к Персидскому заливу. Информация такого масштаба и содержания дает новый материал для понимания и прогноза размещения различных полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

Возможность геологического дешифрирования аэрофотоснимков и снимков из космоса существенно возрастает при применении цветной фотографии и спектро-зональной фотографии (снимки в той или иной части спектра — видимой или невидимой). В первом случае достигается приближение изображения к естественным цветам геологического объекта. Во втором случае природные объекты, имеющие даже незначительные различия в окраске, изображаются контрастно, хотя и не в натуральном цвете. Особенно многое обещает съемка в инфракрасной части спектра. Она фиксирует тепловое излучение различных пород и позволяет производить очень тонкую геологическую дешифровку в условиях так называемых закрытых районов, а также выявлять различные нарушения и антиклинальные складки, где плотность теплового потока возрастает.

Глава III

МЕТОДЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Интенсивное развитие методов прикладной разведочной геофизики и широкое внедрение этих методов в практику поисков залежей нефти и газа составляют одну из главных особенностей современного комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ. Более того, роль и удельный вес этих методов последовательно возрастают в связи с увеличением глубинности разведки и вовлечением в нее закрытых территорий, морских акваторий и геологически сложных регионов (окраины складчатых областей, соленосные и солянокупольные районы и т. д.). Это не означает, что традиционные геологические методы — геологическая съемка, структурное бурение — утрачивают свое значение. Но гораздо больший эффект дает комплексирование геофизических и геологических методов.

Полевые методы разведочной геофизики основаны на изучении и анализе физических полей, отражающих различные особенности строения земной коры — гравитационного, магнитного, теплового, электрического, упругих колебаний, радиоактивного. По характеру используемых полей различаются и методы полевой разведочной геофизики. По этому же признаку они разделяются на методы естественного и искусственного поля.

Естественные поля существуют независимо от человека, как результат явлений, происходящих в земной коре или на земном

шаре в целом. На использовании естественных полей в разведочной геофизике целиком основаны методы гравиразведки, магниторазведки, радиометрии и частично электроразведки и геотермии. Эти методы используются главным образом для региональных исследований. Они относительно дешевы и производительны. Вместе с тем намечаются пути использования некоторых из них для прямых поисков залежей нефти и газа.

Искусственные поля возбуждаются специальными техническими средствами. На их использовании основаны такие методы, как сейсморазведка и электроразведка постоянным и переменным током, изучение вызванных тепловых полей и др. Разрешающая способность методов искусственного поля, как правило, выше, но они обычно сложнее и дороже, чем методы, основанные на использовании естественных земных полей. Они применяются главным образом для детальных исследований, но и в региональных исследованиях эти методы играют важную роль.

§ 2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Общая задача полевых методов разведочной геофизики при поисках залежей нефти и газа состоит в изучении тектонического строения недр, т. е. в определении и изучении тектонических форм и форм распространения различных геологических формаций, скрытых от непосредственного наблюдения. Иными словами, геофизические методы исследований применяются как средства диагностики и картирования погребенных тектонических планов и структур различного масштаба и происхождения, с которыми могут быть связаны промышленные скопления нефти и газа.

Геофизические методы исследования широко используются на всех этапах и стадиях поисково-разведочных работ на нефть и газ и развиваются главным образом в двух направлениях. Первое состоит в изучении регионального геологического строения областей, перспективных на нефть и газ. Для этого используются прежде всего материалы общих гравиметрических и магнитометрических съемок, сейсморазведка корреляционным методом преломленных волн и в различных модификациях метода отраженных волн, реже электроразведочное профилирование и электроразведка методом теллурических токов и магнитотеллурических зондирований. В последние годы проводятся сейсмические исследования, основанные на использовании естественных землетрясений.

Главное условие эффективного использования перечисленных геофизических исследований, направленных на изучение регионального строения перспективных на нефть и газ областей, — это их рациональное сочетание и комплексирование с геологическими методами — опорным и параметрическим бурением. Последнее дает отправные геологические данные (возрастной и литологический состав пород) и физические характеристики пород (плотность, ско-

рость распространения упругих колебаний, электропроводность, намагниченность и т. д.), необходимые для привязки и интерпретации геофизических материалов. На региональные геофизические исследования возлагаются следующие задачи:

а) определение элементов внутренней структуры и рельефа поверхности кристаллического фундамента платформ;

б) определение общей мощности осадочных напластований и структурных соотношений между крупными литолого-стратиграфическими подразделениями или формациями;

в) выделение структурно-тектонических зон, благоприятных для регионального нефтегазоаккумуляции.

Второе направление — это поиски и детальное изучение структур, благоприятных для образования залежей нефти и газа с целью подготовки их к глубокому поисковому бурению. Для решения этих задач используется главным образом сейсморазведка методом отраженных волн, которая позволяет производить геофизическое картирование погребенных структурных форм и сложных поверхностей различного происхождения — эрозионных, рифогенных, соляных куполов и гряд, разрывных нарушений. В определенных геологических условиях применяются электроразведка и гравиметрическая съемка повышенной точности. Эти виды геофизических работ в ряде районов и случаев по необходимости комплексировются со структурным бурением, детальным геологическим и геоморфологическим картированием.

При решении перечисленных геологических задач по изучению и подготовке к разведке потенциально нефтегазоносных областей, тектонических зон и локальных структур геофизические исследования выступают как косвенные методы поисков нефти и газа. Однако физические основы геофизических методов открывают реальные перспективы использования некоторых из них в качестве прямых методов поисков залежей нефти и газа. Определенные успехи в этом новом, третьем, направлении развития геофизических работ были достигнуты при проведении соответствующих опытных исследований методами гравиметрии, сейсморазведки МОВ, электроразведки и геотермии.

§ 3. ГРАВИМЕТРИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА

Гравиметрический метод разведки основан на изучении поля силы тяжести на земной поверхности. Единицей измерения является гал, но в практике пользуются тысячной долей гала — миллигалом (мГл). Измерение численных значений поля силы тяжести производится специальными приборами — гравиметрами, и по результатам этих измерений составляются карты гравитационного поля. Результаты общей гравиметрической съемки с расстояниями между пунктами наблюдений от 2 до 4 км отображаются на картах масштаба 1 : 200 000 и 1 : 500 000 с сечением изоаномал через

2 мГл. Обычно на этих картах различаются максимальные и минимальные аномалии и полосовые зоны повышенных градиентов (сгущения изоаномал) силы тяжести. Эти аномалии и зоны составляют основные элементы гравитационного поля. Среди названных аномалий могут быть выделены обширные по своим размерам региональные аномалии. Они занимают десятки и сотни тысяч квадратных километров и отличаются иногда большой интенсивностью, в десятки и сотни миллигал. Эти аномалии составляют региональное аномальное поле силы тяжести.

На фоне крупных региональных аномалий проявляются местные аномалии различного масштаба, конфигурации и интенсивности — локальные аномалии. Разграничение региональных и локальных гравитационных аномалий не всегда может быть осуществлено достаточно четко. Оно требует знания специфических особенностей строения района.

При поисках залежей нефти и газа карты общей гравиметрической съемки масштаба 1:200 000 — 1:1 000 000 используются с двойной целью: для изучения регионального глубинного строения и тектонического районирования и для выделения тектонических зон и структур, благоприятных для нефтегазонакопления. При работе с гравиметрической картой для решения указанных задач необходимо учитывать следующие общие положения.

1. Природа и распределение основных элементов гравитационного поля — максимумов, минимумов, повышенных градиентов, его региональных и локальных аномалий определяются распределением масс относительно легких и тяжелых пород, иначе говоря, конфигурацией границ, на которых происходит резкое изменение плотности пород значительной мощности. Подъем границы плотных пород в среде менее плотных создает избыток масс и соответственно максимум силы тяжести. Погружение этой границы или внедрение легких пород, например соли, в более плотные породы создает недостаток масс и минимум силы тяжести. Зоны повышенных градиентов соответствуют плотностным уступам — тектоническим, магматическим и седиментационным контактам пород различной плотности.

На рис. 7 показаны сходные максимальные или минимальные локальные аномалии силы тяжести, вызванные различными геологическими факторами.

2. Во всех случаях аномалии силы тяжести представляют собой результат суммарного влияния различных масс (плотностных границ), находящихся на разных глубинах — от нескольких десятков километров до первых сотен метров. В общем гравитационное поле можно представить как сумму аномальных полей, обусловленных:

- а) глубинными факторами;
- б) внутренней неоднородностью фундамента и рельефом его поверхности;
- в) особенностями строения осадочного чехла.

3. В формировании региональных аномалий принимают участие, как правило, все три фактора. Роль каждого из них может быть определена лишь на основе дополнительных данных сейсморазведки и глубокого бурения. Именно совокупное влияние ряда факторов и определяет отсутствие прямого соответствия между изменениями глубин до поверхности фундамента и значениями аномалий силы тяжести для крупных структурных элементов Русской платформы. Антеклизам и щитам этой платформы не соответствуют максимумы силы тяжести, а синеклизам — минимумы.

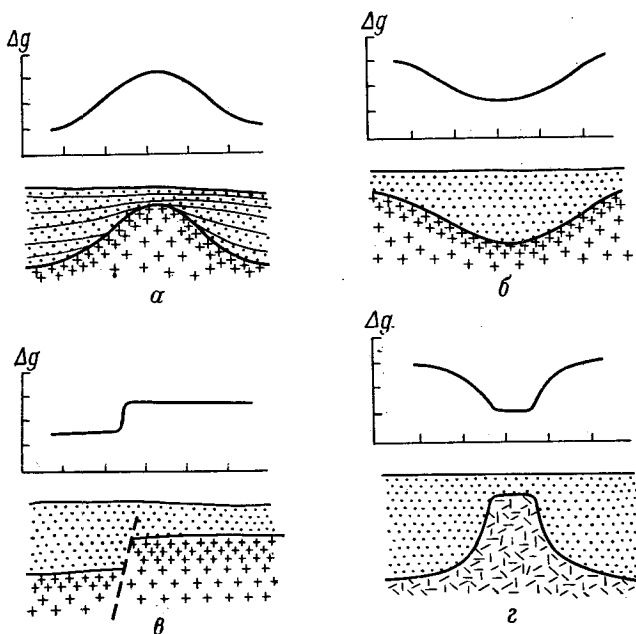


Рис. 7. Аномалии силы тяжести над геологическими структурами.

а — гранитный купол; *б* — синклинальный прогиб; *в* — сброс; *г* — соляной шток (по В. В. Федынскому).

Более того, в этом регионе и некоторых других обнаруживаются обратные соотношения или тенденция к таковым.

Локальные аномалии силы тяжести определяются особенностями состава и строения кристаллического фундамента и осадочного чехла. Их природа также не может быть определена однозначно без дополнительных геологических или геофизических данных или знания особенностей геологического строения данного региона.

Нефтегазопонсковые работы осуществляются главным образом на древних и молодых платформах, в краевых (передовых) прогибах, в окраинных частях складчатых систем и межгорных

впадинах. Каждый геотектонический регион названного типа отличается своими характерными особенностями строения и соответственно особым характером гравитационного поля, которое требует индивидуального подхода для решения прикладных поисковых задач.

Платформенные области отличаются относительно спокойным гравитационным полем, значения которого изменяются в пределах нескольких десятков миллигал. Уже давно было замечено повсеместное чередование на платформах массивов изометрических или мозаичных аномалий и полосовых зон преимущественно линейных аномалий. Первые отвечают полигонально очерченным угловатым блокам земной коры, которые создают как положительные (антиклизы), так и отрицательные (синеклизы) тектонические формы. Полосовые зоны развития линейных аномалий разграничивают полигонально очерченные массивы мозаичных аномалий и во многих случаях отвечают грабенообразным прогибам, зонам разломов и древним складчатым системам в теле фундамента.

Краевые прогибы и впадины платформ и межгорные впадины выполнены очень мощными (до 10—20 км) толщами осадочных напластований. Среди этих напластований немалую роль играют толщи относительно легких песчано-глинистых или соленосных пород. Поэтому названные геоструктуры характеризуются, как правило, отрицательными региональными аномалиями силы тяжести с элементами линейности и гравитационными ступенями. Однако в ряде случаев при очень большой мощности осадочного чехла (Прикаспийская, Южнокаспийская, Черноморская и другие впадины) гравитационное поле испытывает своего рода инверсию, и в границах общего отрицательного поля впадины появляются региональные интенсивные положительные аномалии. Таковы, например, Хобдинский и Аралсорский максимумы силы тяжести Прикаспийской впадины. Это явление обусловлено уменьшением общей мощности земной коры и подъемом поверхности мантии в недрах глубоких впадин, который и создает весьма мощный положительный гравитационный эффект.

Среди элементов гравитационного поля платформ важнейшее поисковое значение имеют полосовые зоны сгущения изоаномал-гравитационные уступы. Во многих случаях они фиксируют тектонические уступы (разломы) поверхности фундамента и сопряженные с ними валообразные и куполовидные структуры в осадочном покрове — системы естественных ловушек нефти и газа. Именно с такими элементами гравитационного поля сопряжены хорошо известные и разведанные системы (зоны) нефтегазоносных структур Урало-Поволжья: Жигулевского и Доно-Медведицкого валов в Поволжье, Большекинельского вала в Оренбургской области, Туймазинско-Бавлинской зоны в Башкирии и Татарии и многие другие. Гравиметрическая характеристика одной из этих валообразных структур показана на рис. 8.

Крупная зона повышенных градиентов силы тяжести трасси-

рует бортовой уступ одной из впадин. Один из участков этой зоны показан на рис. 9.

Начавшаяся разведка этого уступа обнаружила в его недрах весьма сложные фациальные соотношения палеозойских напластований: развитие мощных терригенных (C_2v), соленосных (P_{1kg}) и красноцветных толщ (РТ) и почти полное исчезновение мощных карбонатных свит (P_1-C_3) при переходе от поднятого крыла уступа к опущенному. Эти соотношения, показанные на рис. 10, характеризуют бортовой уступ и как тектоническую границу впадины, и как морфологический рубеж палеозойских бассейнов с резко различными условиями осадконакопления и осадкообразования. В данном случае наблюдаемый гравитационный эффект — региональная

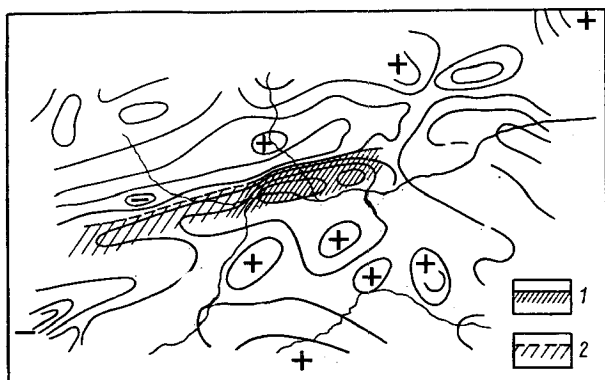


Рис. 8. Аномалии силы тяжести платформенной области.

1 — положение крутого борта структуры по геологическим данным; 2 — западное продолжение структуры по гравиметрическим данным.

гравитационная ступень — создается в значительной или даже в большей мере естественной сменой разнофациальных (разноплотных) осадочных образований в очень узкой зоне.

Что касается пологих платформенных структур, то они очень плохо различаются или вообще не различаются в аномальном поле силы тяжести, так как создаваемый ими гравитационный эффект очень мал. Этот эффект существенно возрастает в районах с погребенным эрозионно-тектоническим рельефом плотных карбонатных пород, который перекрывается значительно более молодыми и рыхлыми песчано-глинистыми напластованиями. В этих случаях гравитационный эффект локальных структур может наблюдаться непосредственно или выделяется в так называемом остаточном гравитационном поле, которое получается путем исключения из наблюдаемого поля региональных аномалий. Соответствующий пример приведен на рис. 11.

Детальная гравиметрическая съемка в комплексе с электроразведкой весьма успешно использовалась для выявления рифогенных

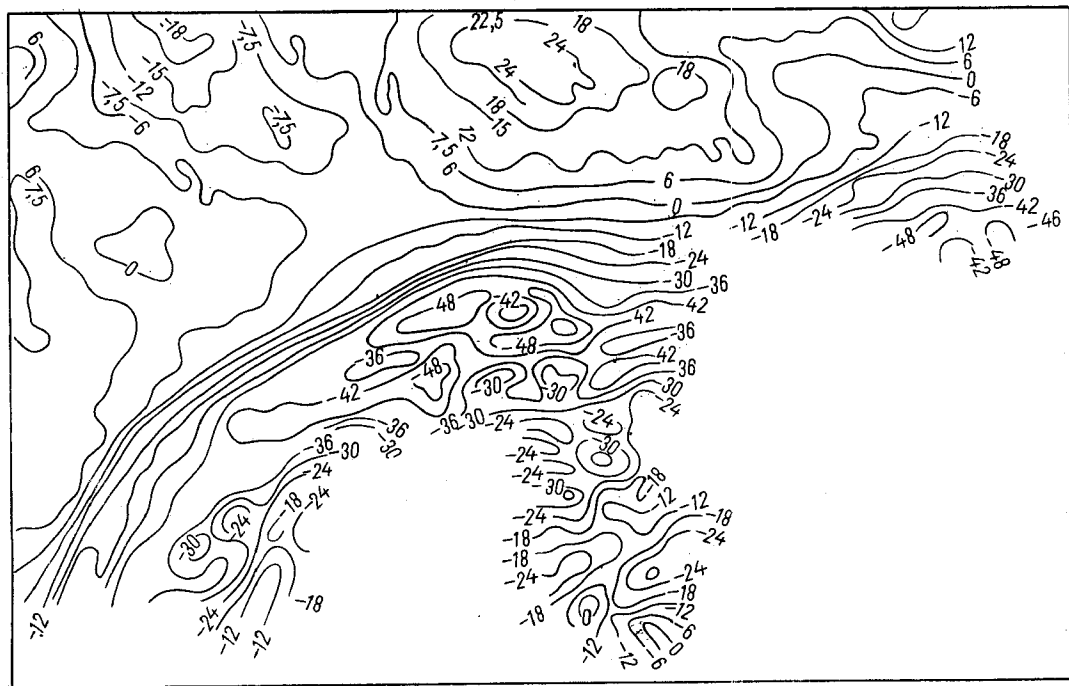


Рис. 9. Аномалии силы тяжести над бортовой частью крупной впадины.

массивов, скрытых на западном борту Предуральяского прогиба под сложно дислоцированными соленосными и красноцветными

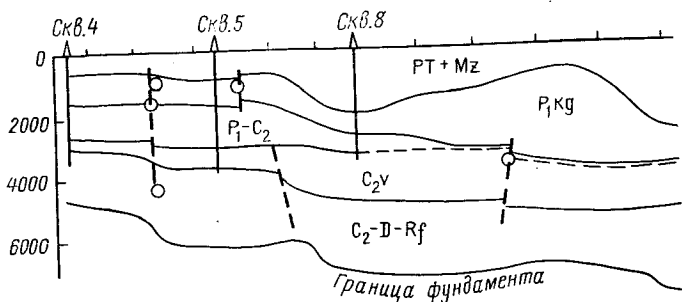


Рис. 10. Сейсмический разрез через бортовой уступ Прикаспийской впадины (по данным Нижневолгопетрогеофизики).

толщами нижней и верхней перми. Рифогенные массивы создают в этом районе максимумы силы тяжести. Но эти максимумы не

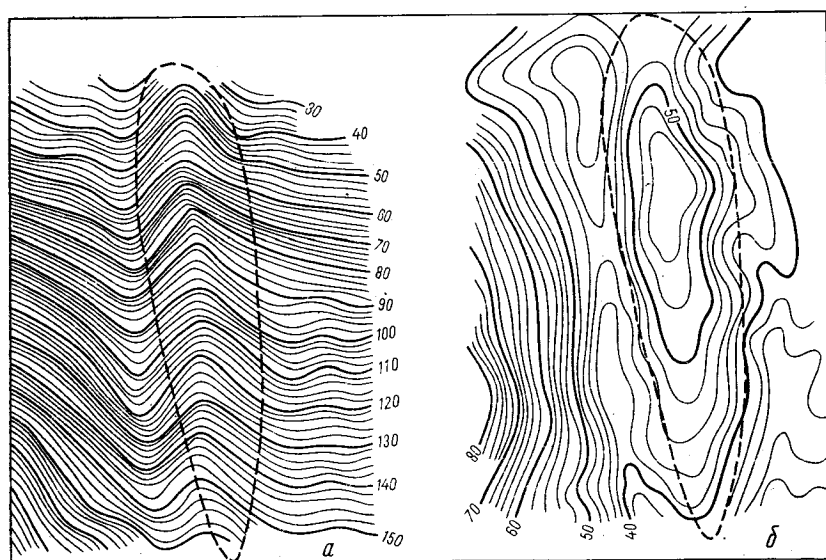


Рис. 11. Аномалия силы тяжести над антиклиналью в Колорадо, США.

а — наблюдаемая аномалия силы тяжести; б — локальная гравитационная аномалия на том же участке. Пунктиром показана граница антиклинального поднятия, установленного впоследствии бурением (по Вильсону).

отличимы от максимумов, которые отображают межкупольные пространства, выполненные относительно плотными породами

верхней перми. Природу максимумов позволяет различать электро-разведка, которая фиксирует ангидритовые и солевые покрывки рифогенных массивов.

Гравиметрические съемки как средство изучения структуры осадочной толщи в высшей степени эффективны в районах развития соляной тектоники. Они широко используются в поисковых целях в районах Прикаспийской впадины, в Днепро-Донецкой впадине и во многих зарубежных солянокупольных районах. Более того, гравиметрическая карта солянокупольного региона является основным и наиболее информативным документом, отражающим все элементы соляной тектоники — соляные гряды, валы, купола, массивы, перемычки, межкупольные мульды и прогибы. Интенсивность соляной тектоники определяет степень контрастности гравитационного поля. Поэтому в солянокупольных районах оно имеет, как правило, сложное линейное, мозаичное или ячеистое строение в зависимости от характера соляной тектоники. Гравитационная съемка в солянокупольных районах используется не только для общей ориентировки и выбора объектов, но и для детального изучения в комплексе с другими методами. Для этого проводится высокоточная гравиметрическая съемка.

§ 4. МАГНИТОРАЗВЕДКА

Магнитометрический метод разведочной геофизики основан на изучении аномалий геомагнитного поля, вызванных различиями магнитных свойств горных пород в земной коре. Поскольку осадочные толщи, как правило, не содержат в своем составе магнитовозмущающих пород, признается, что формирование аномального поля связано с магнитной неоднородностью пород кристаллического фундамента, а также с проникающими в осадочную толщу интрузиями и эффузиями преимущественно основного состава.

Аномальное геомагнитное поле отображается на картах линиями равных значений вектора напряженности ΔT_a , горизонтальных ΔH_a или вертикальных ΔZ_a его составляющих. Эти карты составляются на основании данных аэромагнитной съемки, которая производится магнитометрами, установленными на самолетах, путем непрерывных измерений при залетах по строго ориентированным маршрутам. Основной вид аэромагнитной съемки — это съемка масштаба 1:200 000, при которой расстояние между маршрутами составляет 2—4 км, а высота залетов 0,5—1,0 км. Напряженность магнитного поля выражается в эрстедах (Э), миллиэрстедах (мЭ) и гаммах ($\gamma = 10^{-5}$ Э), в системе СИ в А/м.

Аномальное геомагнитное поле платформ и щитов отличается от гравитационного в общем более высокой расчлененностью и контрастностью или, иначе говоря, аномальностью. Это связано с большей дифференциацией намагниченности пород по сравнению

их с плотностью. Поэтому геомагнитное поле платформ содержит более полную и более ярко выраженную геологическую информацию о строении фундамента, чем гравитационное поле.

В геосинклинальных и краевых прогибах и впадинах, выполненных осадочными толщами огромной мощности, геомагнитные аномалии существенно сглаживаются, и поле становится весьма однообразным, близким к нормальному. Иногда на фоне такого поля появляются цепочки интенсивных магнитных аномалий, отмечающих очаги или зоны основных интрузий, проникающих в осадочный чехол.

Среди весьма разнообразных аномалий геомагнитного поля платформ можно выделить несколько типов аномалий, отличающихся по морфологическим признакам и интенсивности: аномалии изометричные, мозаичные и линейные.

Изометричные аномалии отличаются значительными размерами, неправильной и, как правило, невысокой интенсивностью в несколько сот гамм.

Мозаичные аномалии имеют небольшие размеры, округлые очертания, как правило, достигают высокой интенсивности — 1500—2000 γ и сопровождаются аналогичными по форме и интенсивности отрицательными аномалиями. Они могут быть вызваны интрузиями основных пород или локальными магнетитовыми оруденениями в теле фундамента.

Линейные аномалии во многих случаях протягиваются на сотни километров и образуют системы сопряженных положительных и отрицательных аномалий.

Геомагнитные аномалии каждого из названных типов обычно группируются в сложные и достаточно обособленные системы, которые отражают членение кристаллического фундамента на блоки, отличающиеся набором формаций, внутренней структурой, глубиной среза, возрастом консолидации и т. д. Таким образом, аэромагнитная карта является важнейшим документом, характеризующим строение кристаллического фундамента. К этому следует добавить, что материалы магнитной съемки позволяют рассчитывать глубины залегания магнитовозмущающих тел. Это еще более расширяет возможности использования магнитометрии для региональных построений с ориентировочной оценкой глубины залегания кристаллического фундамента.

Изучение внутренней структуры фундамента имеет особое значение при нефтегазопроисловых работах и исследованиях, поскольку именно с элементами внутренней структуры фундамента закономерны связаны и расположение и характер структурных форм осадочного чехла — антеклиз, синеклиз, сводов, систем линейных дислокаций или валов и региональных флексур.

Так, в геомагнитном аномальном поле Европейской части СССР достаточно отчетливо различаются полигонально очерченные области изометрических или мозаичных аномалий, которые характеризуют различные крупные блоки фундамента. Некоторые из них

в общем отвечают известным сводовым поднятиям платформы. Эти блоки разделяются сложно построенными системами линейных аномалий, которые одними исследователями рассматриваются как зоны наиболее молодой, протерозойской, складчатости в теле фундамента, а другими как зоны разломов с проникающими интрузи-

ями основных пород. Во многих случаях с зонами линейных магнитных аномалий сопряжены столь же линейные валообразные дислокации в осадочном покрове. Наиболее интенсивные из них — это флексуры с куполовидными структурами Рязано-Саратовского прогиба, нефтеносные структуры Жигулевских дислокаций и структуры Сарайлинского прогиба между северной и южной вершинами Татарского свода.

Однако существуют и более сложные соотношения зональности геомагнитного поля

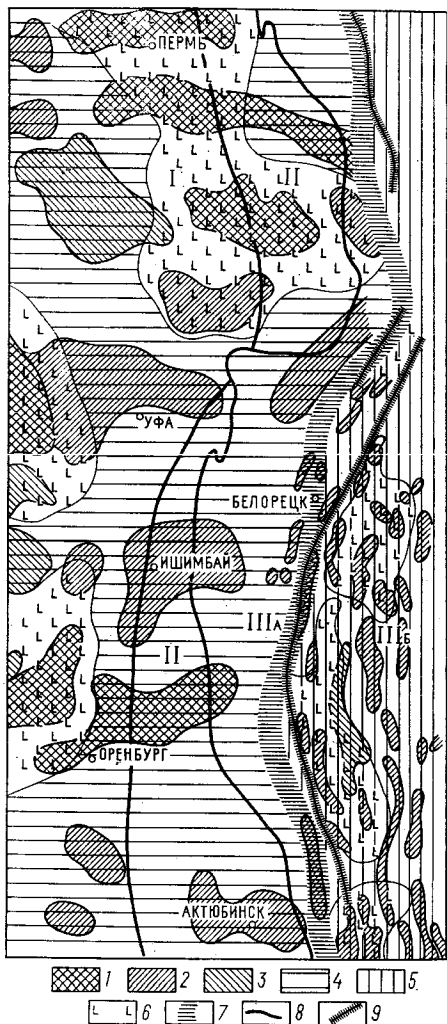


Рис. 12. Геолого-геофизическая схема восточной окраины Русской платформы и Южного Урала (по И. С. Огарину и Ф. И. Хатьянову, 1962).

I — восточная окраина Русской платформы; II — Предуральский краевой прогиб; IIIA — внешняя и IIIB — внутренние зоны Уральской складчатой системы; 1 — наиболее интенсивные максимумы магнитных аномалий; 2 — максимумы магнитных аномалий; 3 — минимумы магнитных аномалий; 4 — область регионального гравитационного минимума; 5 — область регионального гравитационного максимума; 6 — зоны максимумов силы тяжести; 7 — граница между древней Русской платформой с архей-древнепротерозойским складчатым основанием и Уральской системой с палеозойским складчатым основанием — зона глубинного разлома; 8 — границы основных структурно-фациальных зон; 9 — региональный разлом, выявленный по геологическим данным (граница между антиклинорием Урал-Тау и Магнитогорским зеленокаменным синклинорием).

с крупными структурами платформы. Например, границы Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины — очень крупных отрицательных структур на востоке и юго-востоке Русской платформы — не фиксируются в геомагнитном поле, хотя в гравитационном поле они выделяются как нельзя более отчетливо. Более

того, геомагнитные аномалии востока Волго-Уральской области свободно проходят и далее Предуральского прогиба, в горно-складчатые районы западного Урала до Магнитогорского синклинория (рис. 12). Такие соотношения сами по себе очень интересны. Они проливают свет на историю развития тех или иных крупных геоструктур, позволяют делать выводы об их унаследованности или наложенном характере и уточнять прогнозирование нефтегазонасности. Но вместе с тем они указывают и на то, что геомагнитная карта при всем богатстве содержащейся в ней геологической информации не достаточна для тектонического районирования перспективных и нефтегазоносных территорий. Важная дополнительная информация о строении фундамента и особенно осадочного чехла содержится, как мы уже видели, в аномальном гравитационном поле. Поэтому тектоническое районирование — выделение отличающихся друг от друга крупных структурных элементов земной коры — осуществляется на основе совместного рассмотрения геомагнитного и гравитационного аномальных полей, их совместной геологической интерпретации, разумеется, с привлечением опорных геологических или иных герфизических данных.

В качестве наглядного примера комплексной интерпретации геомагнитных и гравиметрических данных может быть предложена схема области Каспийского моря и прилегающих к нему территорий, составленная А. А. Борисовым и др. Первоначально для выбранной области осуществляется схематизация основных элементов (аномалий) того и другого полей и их совмещение на одной карте (рис. 13). Затем те или иные группы аномалий привязываются к известным геоструктурам и последние очерчиваются в границах этих аномальных зон. Выделенные таким образом различные тектонические элементы — шовные сочленения разновозрастных платформ, антеклизы, своды, синеклизы, прогибы и т. д. — объединяются в общую тектоническую схему (рис. 14). Конечно, в таких построениях содержатся отдельные элементы условности прогнозов или предположительных решений, но со временем они уточняются, а главное, тектоническая схема представляет собой определенную основу для прогноза газонефтеносности и планирования соответствующих региональных и поисковых работ.

Немаловажное значение для региональных исследований и построений имеет возможность рассчитывать по магнитным аномалиям глубины верхних кромок геологических тел, создающих эти аномалии. Во многих случаях можно полагать, что верхние кромки возмущающих тел совпадают с поверхностью кристаллического фундамента или очень близки к ней. Тогда по сумме определений глубин этих тел возможно построение карты изоглубин поверхности фундамента. Такие карты были в свое время составлены для Западной Сибири, Средней Азии и других районов. Последующие сейсмические и буровые работы показали относительно высокую степень точности таких карт.

Такова роль гравиметрических и магнитометрических наблюдений при решении важных вопросов тектонического и нефтегеологического районирования территорий.

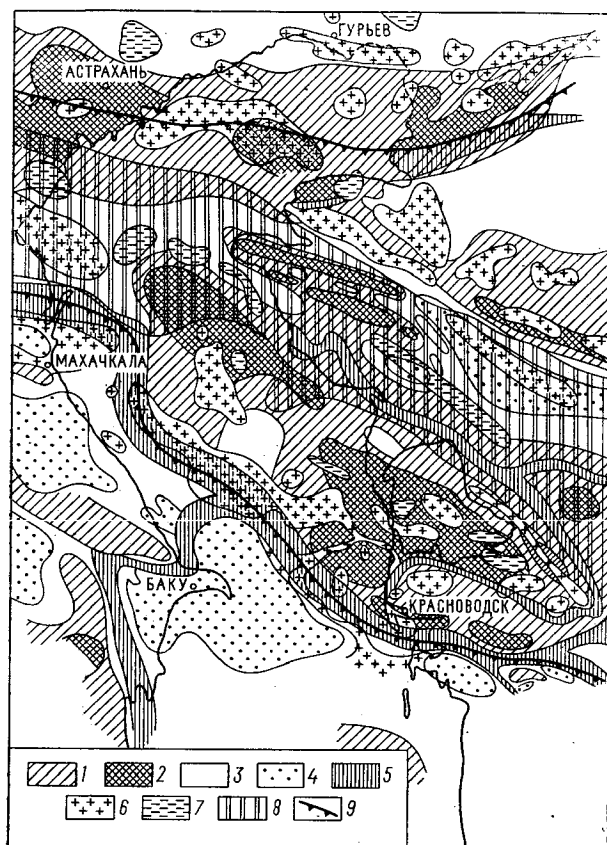


Рис. 13. Схема элементов геофизических полей области Каспийского моря (по А. А. Борисову, Н. П. Лопатиной и Я. П. Маловицкому).

Гравитационные относительные аномалии: 1 — положительные; 2 — положительные, наиболее интенсивные; 3 — отрицательные; 4 — положительные, наиболее интенсивные; 5 — гравитационные ступени; магнитные аномалии: 6 — максимумы; 7 — минимумы; 8 — зона региональной депрессии; 9 — граница между разновозрастными структурными элементами.

Непосредственно поисковое значение имеют соотношения геологической структуры и полей, характерные для зон развития линейных аномалий — геомагнитных и гравитационных.

Эти соотношения, о которых уже говорилось и при которых обнаруживается соответствие региональных флексур и валообразных поднятий с линейными магнитными аномалиями и



Рис. 14. Тектоническая схема дна Каспийского моря и окружающих его берегов (по А. А. Борисову, Н. П. Лопатиной, Я. П. Маловицкому).

Докембрийская Русская платформа: 1 — солянокупольная область; 2 — краевые плакантиклинали; эпигерцинская платформа: 3 — область развития допермского складчатого фундамента и пермо-триасового складчатого фундамента; 4 — положительные структурные элементы первого порядка; 5 — положительные структурные элементы второго порядка; альпийская геосинклинальная область: 6 — горные сооружения; 7 — краевые прогибы; Южно-Каспийская впадина: 8 — область прибортового обрамления и внутренняя зона; 9 — локальные поднятия; 10 — оси поднятий в рельефе дна; 11 — гравитационные ступени; 12 — глубинные разломы, разграничивающие разновозрастные структурные элементы; 13 — прочие глубинные разломы.

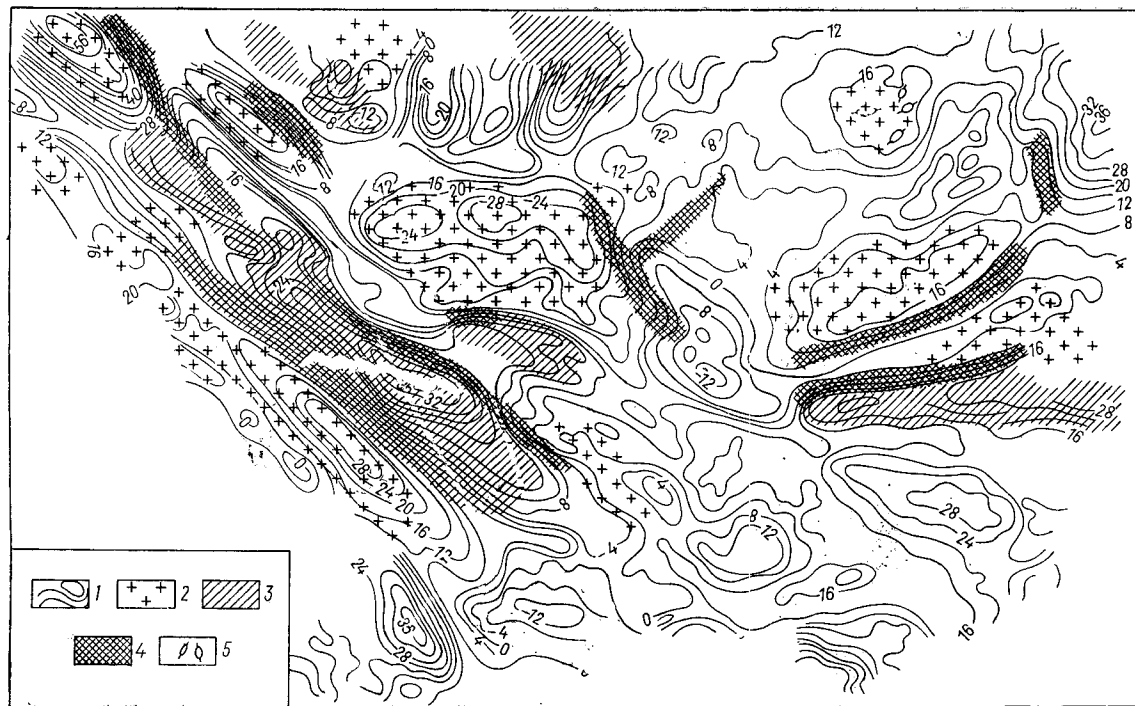


Рис. 15. Схема сопоставления результатов гравиразведки, магниторазведки и структурных геологических съемок (по А. Ш. Файтельсону).

1 — изоаномалы силы тяжести; 2 — области распространения положительных магнитных аномалий; 3 — области распространения отрицательных магнитных аномалий; 4 — линейные структуры; 5 — отдельные поднятия.

гравитационными ступенями, показаны на рис. 15, относящемся к одному из восточных районов Русской платформы. Здесь видна закономерная связь линейных структур осадочного покрова — валов и флексур с осложняющими их куполовидными поднятиями — со столь же линейными элементами гравитационного и магнитного полей.

Таким образом, возможности магнитометрии позволяют использовать ее самостоятельно и в комплексе с гравиметрией при нефтегазопроисловых работах для решения следующих задач:

- 1) изучения внутренней структуры кристаллического фундамента;
- 2) определения мощности осадочного чехла платформ и соответственно глубины залегания кристаллического фундамента;
- 3) тектонического районирования и прогнозирования перспективных на нефть и газ тектонических зон.

§ 5. ГЕОТЕРМИЯ

Интересные, хотя еще слабо раскрытые, возможности заключены в изучении теплового поля земли. Температурные измерения, которые выполняются пока преимущественно в глубоких скважинах, способны дать информацию о величине теплового потока, генерируемого внутренним теплом нашей планеты. Интенсивность тепловых потоков вблизи поверхности земли зависит от энергетической насыщенности земной коры в данном районе, от теплопроводности горных пород и от их геологической структуры.

Распределение температур по глубине характеризуется обычно простыми, но важными геотермическими параметрами, вертикальным градиентом или обратной величиной — геотермической ступенью. Последняя представляет собой среднее расстояние, на котором температура возрастает на 1°C . Она определяется по формуле

$$C = \frac{H_2 - H_1}{T_2 - T_1} \quad (\text{III.1})$$

и изменяется от 7—10 до 150—170 м/ $^{\circ}\text{C}$ в различных районах земли. Наибольшие значения геотермической ступени наблюдаются на древних кристаллических щитах, наименьшие — в районах сильной тектонической активности.

Теплопроводность горных пород возрастает с увеличением их плотности и трещиноватости. Поэтому над антиклинальными поднятиями, в сводах которых возрастает трещиноватость и появляются тектонические нарушения, фиксируются повышенные значения теплового потока. Если же по этим нарушениям происходит подъем (разгрузка) глубоких пластовых вод, то это усиливает тепловой эффект локальной структуры. Более того, сопоставление замеров глубинной (1500 м) температуры в продуктивных и

водоносных структурах Предкарпатья, Грозненского района показало увеличение температуры на $15\text{--}17^\circ\text{C}$ в продуктивных структурах. В одном случае в Северо-Западном Предкавказье было установлено повышение температуры над литологически экранированной залежью (рис. 16). Эти данные характеризуют большие возможности геотермического метода поисков нефтяных и газовых залежей.

Поисковые геотермические измерения производятся обычно в специальных неглубоких скважинах в интервале (25—30 м), который не подвержен сезонным и суточным изменениям температуры. Известно, что о степени нагрева тела можно судить по ин-

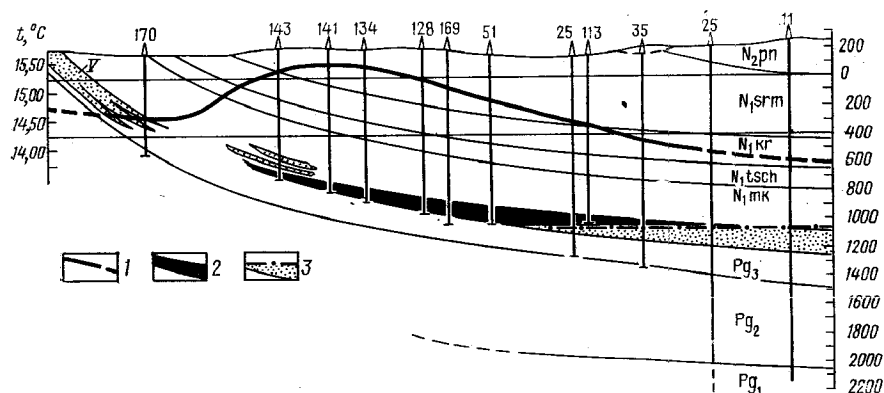


Рис. 16. Геотермический профиль нефтяного месторождения Широкая Балка.

1 — температурная кривая на глубине 100 м; 2 — нефтяная залежь; 3 — водонефтяной контакт и непродуктивная часть III горизонта.

тенсивности излучения им энергии в инфракрасной (относительно низкочастотной) области спектра. На этом явлении основаны попытки регистрации естественных тепловых полей путем инфракрасного фотографирования земной поверхности с самолетов.

§ 6. ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА

Электроразведочные методы позволяют судить о распределении в земной коре пород с различной электропроводностью. Способность пород и минералов проводить электричество является наиболее сильно изменяющимся их физическим свойством, предельные значения которого для горных пород могут отличаться в 10^{10} раз. На этом, в частности, основаны и такие точные методы изучения состава горных пород, как электрокаротажные измерения в скважинах.

Объектами исследования при электроразведке являются главным образом осадочные толщи и горизонты, отличающиеся высоким (бесконечно высоким) сопротивлением — соленосные, суль-

фатные, карбонатные, а также кристаллические породы фундамента.

Из методов, основанных на использовании естественных электромагнитных полей, в практике нефтегазопойсковых работ используются магнитотеллурические методы — метод теллурических токов (ТТ), магнитотеллурическое профилирование (МТП) и зондирование (МТЗ). Эти методы основаны на изучении переменного

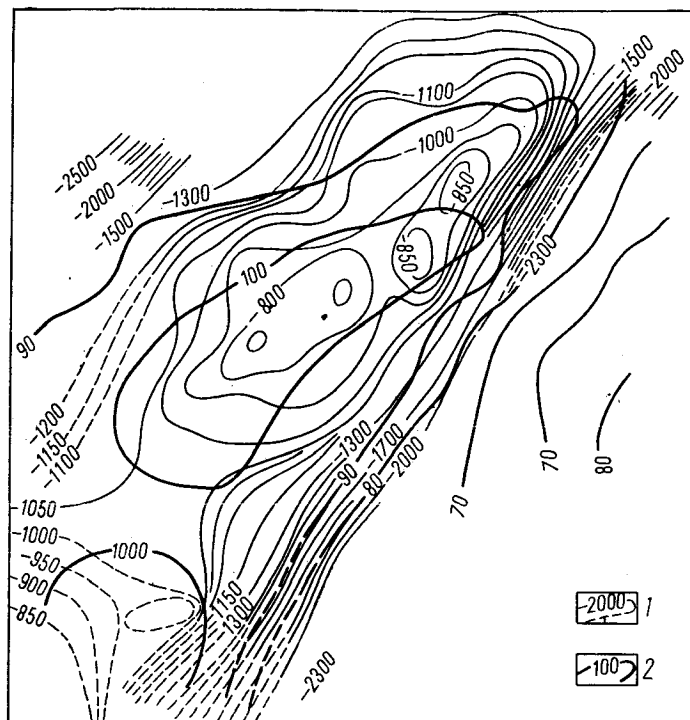


Рис. 17. Поле теллурических токов в районе Комиссаровского поднятия, Западная Сибирь (по Ю. Н. Попову).

1 — изогипсы опорного сейсмического горизонта в м; 2 — изолинии по данным электроразведки в мВ.

поля напряженности так называемых теллурических токов, природа которых связана с активностью солнечного излучения и внутренними электромагнитными процессами.

Наблюдения по методу теллурических токов отображаются на картах и профилях средней напряженности токов. Максимумы этих значений характеризуют поднятия высокоомных горизонтов, минимумы — погружения. Метод используется главным образом для выяснения особенностей регионального строения территории и

прежде всего для оценки глубин залегания фундамента и общей мощности осадочных толщ.

Вместе с тем этот метод успешно используется и для выявления и картирования локальных поднятий низкопроводящих горизонтов того же фундамента или соляных толщ. Поиски и картирование локальных структур методом теллурических токов и магнитотеллурического зондирования тем эффективнее, чем выше электропроводность и однородность перекрывающих соль или фундамент отложений и чем контрастнее структуры. Метод ТТ успешно использовался в Днепровско-Донецкой впадине и особенно в Прикаспийской впадине для изучения соляных структур — соляных куполов, соляных гряд. В Прикаспийской впадине съемки методом ТТ существенно дополняют и уточняют гравиметрическую характеристику соляных тел.

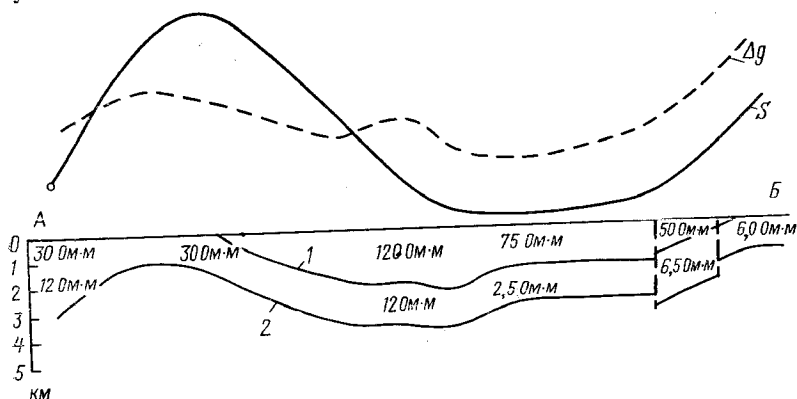


Рис. 18. Геоэлектрический разрез по профилю АБ.

1 — кровля проводящего комплекса (нижний миоцен); 2 — поверхность консолидированного мезозойско-кайнозойского комплекса.

Изменение напряженности поля ТТ в связи с одним из поднятий фундамента в Западной Сибири показано на рис. 17. Как видно, результаты изучения структуры методом ТТ обнаруживают достаточно большую сходимость с результатами сейсморазведки.

На рис. 18 приведен геоэлектрический разрез протяженностью в 140 км вдоль западного берега Сахалина, на котором были проведены работы по магнито-теллурическому зондированию. Из сопоставления данных МТЗ и гравиметрии видно, что графики суммарной продольной проводимости S и аномалий силы тяжести Δg в общих чертах взаимно согласуются и соответствуют структурному плану территории. В разрезе осадочной толщи выделяются два высокоомных горизонта, верхний и нижний. Верхний отождествляется с молодыми плиоцен-миоценовыми отложениями, а нижний — с поверхностью консолидированного мезозойско-кайнозойского комплекса.

Волго-Уральской области, а также в неглубоко залегающих отложениях Азербайджана, Северного Кавказа и Днепровско-Донецкой впадины.

Для детального изучения структур электроразведка практически не применяется. Вместе с тем накапливается опыт успешного применения электроразведки для прямых поисков или оконтуривания уже выявленных нефтяных и газовых залежей. Решение этих задач принципиально возможно в тех случаях, когда залежи нефти и газа заключены в терригенных толщах с сильно минерализованными водами, которые отличаются весьма низким сопротивлением. На рис. 19 видно, как крупное газонефтяное месторождение Котуртепе вызывает увеличение кажущегося сопротивления на дневной поверхности.

Для оконтуривания нефтяных и газовых залежей, заключенных в терригенном разрезе, может быть применен метод отнесения питающего электрода (ОПЭ). Он осуществляется путем использования одной скважины, пробуренной в пределах залежи или вблизи нее, и электрической установки. Один из двух питающих электродов этой установки заземляется в скважине ниже продуктивного пласта, а другой — на поверхности земли. Оконтуривание залежи достигается путем перенесения поверхностного электрода в направлении к контуру залежи и далее. По резкому спаду кривой кажущегося сопротивления определяется положение контура залежи.

§ 7. СЕЙСМОРАЗВЕДКА

Сейсмические методы занимают первое место среди геофизических методов разведки по разрешающей способности и глубинности и по многообразию геологических задач, решаемых с их помощью. Поэтому они играют важнейшую роль в комплексе геофизических исследований на всех этапах и стадиях нефтегазопроисловых работ, а также при разведке месторождений нефти и газа.

Сейсмические методы разведки основаны на регистрации и изучении характера распространения в толще пород сейсмических волн, возбужденных с помощью взрыва или иными способами.

Существуют два основных метода сейсморазведки, которые различаются по видам используемых волн. Первый из них — метод отраженных волн (МОВ) — заключается в регистрации отражений от разделов (границ) пород с различной акустической жесткостью. Этот метод отличается большей точностью, и практически все поисковые и детальные сейсмические работы осуществляются путем применения различных модификаций этого метода. Некоторые модификации метода отраженных волн используются также при региональных исследованиях.

Второй основной метод сейсморазведки — это корреляционный метод преломленных волн (КМПВ). Он используется главным образом для региональных исследований, преимущественно для

изучения поверхности фундамента и более глубоких разделов земной коры.

Рассмотрим основные задачи, которые решаются на основе использования различных методов и модификаций сейсморазведки на различных этапах и стадиях нефтегазопроисковых работ.

Региональные исследования геологического строения нефтегазоносных бассейнов. К числу важнейших и первоочередных задач региональных исследований, которые, как правило, успешно решаются сейсморазведкой, относятся:

а) определение общей мощности осадочного комплекса пород

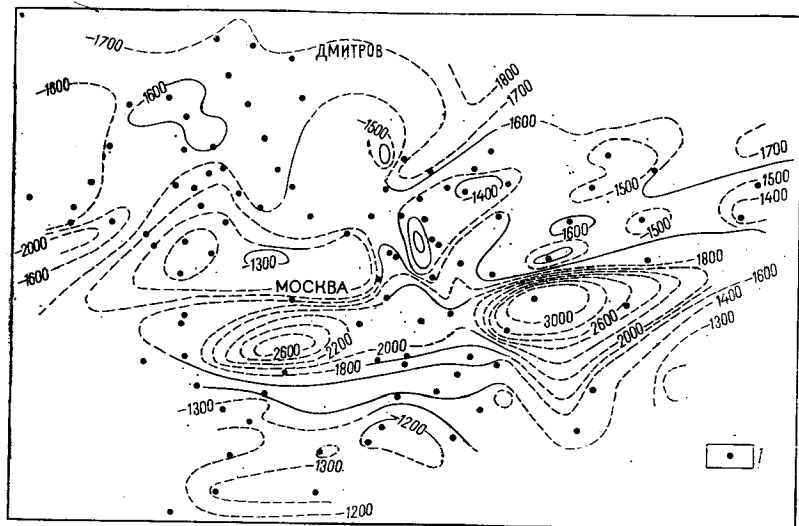


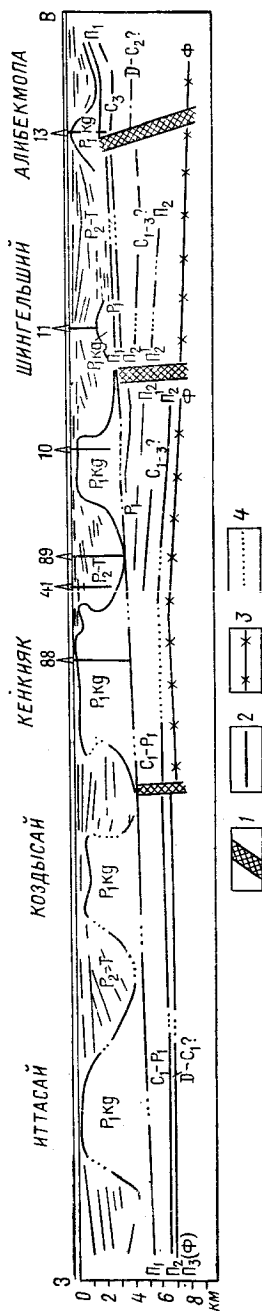
Рис. 20. Схематическая карта поверхности кристаллического фундамента Подмосковья по данным точечных сейсмических зондирований (по Ю. Н. Грачеву, И. В. Мурашеву и другим).

I — точечные сейсмозондирования КМПВ.

нефтегазоносного бассейна и выделение в составе этого комплекса крупных тектонических этажей; б) выделение крупных структурных элементов по поверхности фундамента и различным комплексам осадочного чехла.

Естественно, что эти задачи возникают и решаются в настоящее время в начальный период изучения бассейна, что в очень большой степени повышает эффективность последующих поисковых работ. Вместе с тем региональные сейсмические работы осуществляются и в так называемых старых районах, где ранее они не были проведены и где увеличение глубинности разведки настоятельно требует их постановки.

На первой стадии региональных исследований изучение поверхности фундамента часто выполняется путем проведения точечных



сейсмических зондирований методом преломленных волн, а структуры осадочного чехла — методом отраженных волн. В широких масштабах такие исследования были проведены на территориях Западно-Сибирской низменности, Прикаспийской впадины, Подмоскovie, Схематическая карта поверхности кристаллического фундамента Подмоскovie, составленная на основании точечных сейсмических зондирований, показана на рис. 20.

Для получения более надежных данных по наиболее интересным направлениям или зонам проводится рекогносцировочное непрерывное профилирование, рассчитанное на регистрацию как преломленных, так и отраженных волн с прослеживанием опорных или условных горизонтов. На рис. 21 показан один из региональных сейсмических профилей, отработанных в Актюбинском Приуралье по методам КМПВ и МОВ. На профиле прослежены две границы преломления, соответствующие поверхности фундамента Φ и поверхности соленосной толщи кунгура (фрагментарно), а также несколько протяженных отражающих границ по поверхности подсолевого палеозоя и внутripалеозойским горизонтам. По методу отраженных волн охарактеризовано также строение надсолевых отложений, выполняющих строение подсолевого палеозоя в восточной части. Полученные на профиле данные позволяют установить общую мощность осадочного комплекса, наличие в его составе двух крупных тектонических этажей: верхнего, солянокупольного, и нижнего, подсолевого. Устанавливается характер соляной тектоники и весьма важный факт наличия обширного воздымания поверхности фундамента в средней части профиля.

Рис. 21. Сейсмический профиль КМПВ и МОВ (по данным Актюбинской геофизической экспедиции).

1 — зона нарушений по сейсмическим данным; 2 — подсолевые отражающие горизонты; 3 — преломляющий горизонт Φ (поверхность фундамента); 4 — предполагаемое положение фундамента.

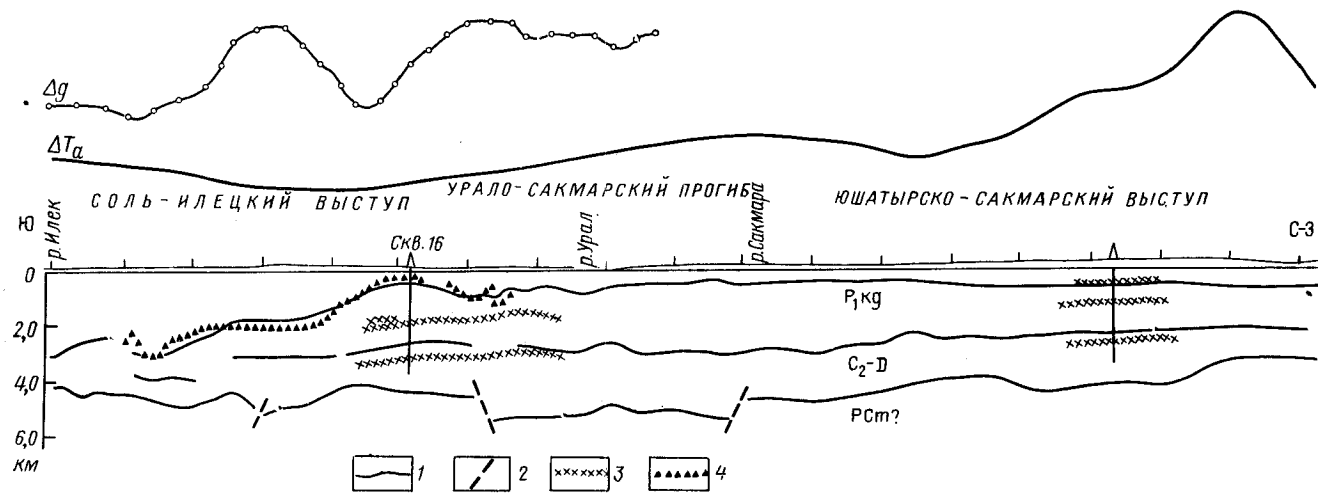
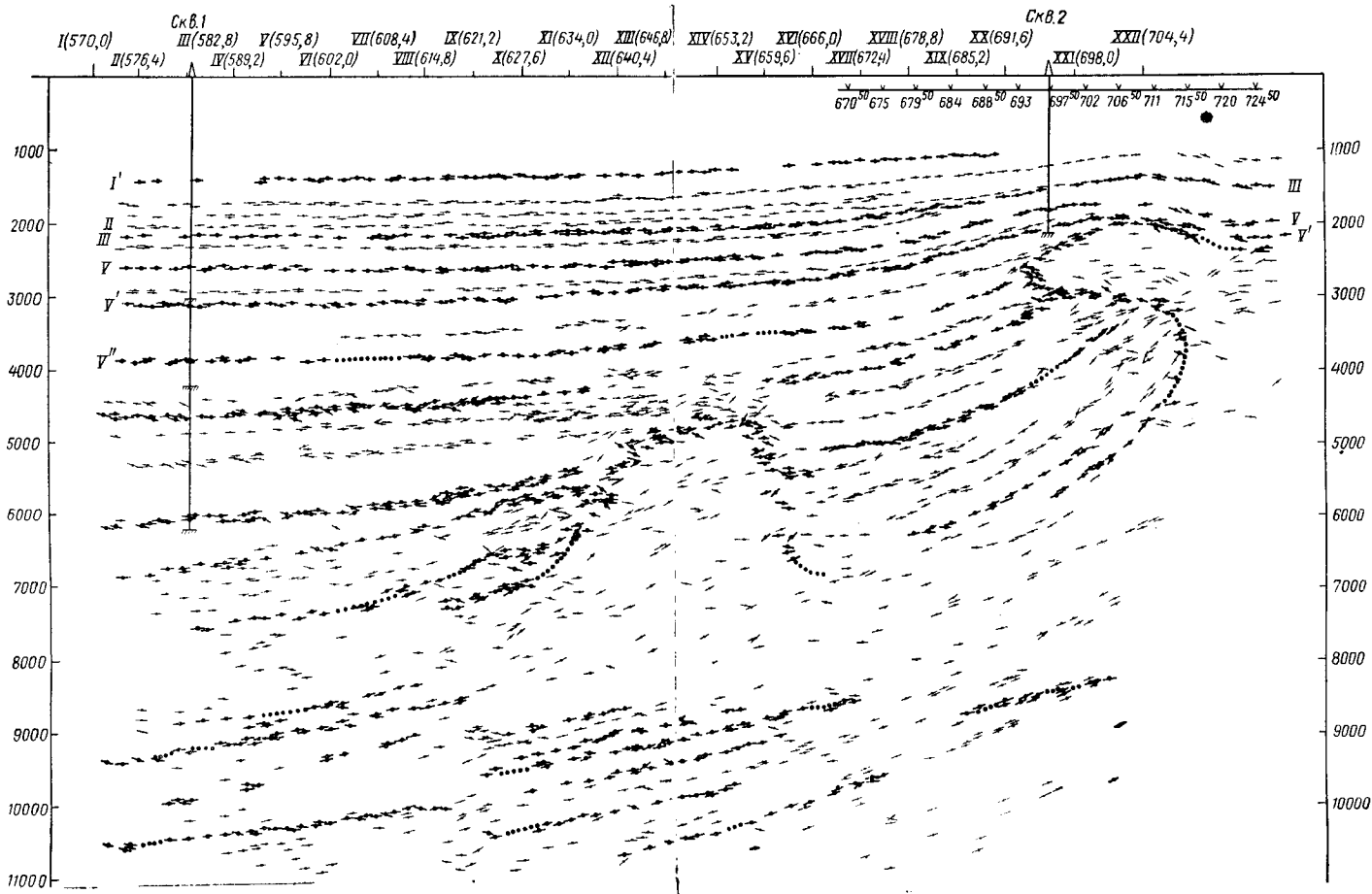


Рис. 22. Сейсмический разрез по профилю МПОВ.

1 — границы обмена волн; 2 — тектонические нарушения; 3 — отражающие границы; 4 — опорный электрический горизонт.



В значительно ослабленном виде это понятие прослеживается и по внутripалеозойскому преломляющему горизонту (глубины 5—6 км), но в кровле подсолевого палеозоя ему соответствует уже полого наклоненная структурная терраса. В конце профиля по внутripалеозойскому горизонту выделяется контрастная краевая складка Урала.

На рис. 22 показан сейсмический разрез по профилю, проходящему вдоль восточного края Русской платформы, отработанный по методу проходящих обменных волн (МПОВ — одна из новых модификаций сейсморазведки). На профиле зафиксированы с различной степенью уверенности три раздела, один из которых, нижний, предположительно соответствует поверхности фундамента. Поведение границ позволяет выделить ряд структурных элементов и характеризует определенные изменения структурного плана сверху вниз по разрезу, т. е. определенную тектоническую этажность.

Для регионального изучения районов со сложным геологическим строением иногда привлекается и сейсморазведка методом регулируемого направленного приема (МРНП) — одна из модификаций МОВ. Такие работы были проведены трестом Спецнефтегеофизика на профиле протяженностью около 1000 км, пересекавшем Прикаспийскую впадину с запада на восток. Один из фрагментов этого профиля показан на рис. 23. Он в полной мере характеризует весьма сложную соляную тектонику верхнего тектонического этажа, мощность которого достигает 10 км, и очень спокойное строение нижнего подсолевого тектонического этажа впадины.

В изучении регионального геологического строения Западной Сибири большую роль сыграла речная сейсморазведка, которая была осуществлена почти по всем основным речным магистралям наиболее заболоченных центральных и северных районов низменности.

В связи с начавшимся освоением морских акваторий все большее и большее значение приобретают морские региональные сейсмические исследования. В нашей стране морская сейсморазведка первоначально развивалась в Южном Каспии, где показала очень высокую геологическую эффективность и увенчалась открытием ряда крупных нефтяных месторождений.

Геологические данные региональных сейсмических пересечений обычно увязываются с материалами гравиметрических и аэромагнитных съемок, что позволяет распространить данные сейсморазведки на большие территории и выявить, таким образом, новые особенности строения этих территорий.

Поиски благоприятных структур и их детальное изучение. На поиски перспективных структур и подготовку их

Рис. 23. Сейсмический разрез МРНП одного из участков Прикаспийской впадины.

к глубокому поисковому бурению направляются основные объемы сейсморазведочных работ. Для решения этих задач используются различные модификации метода отраженных волн. Как поисковые, так и детальные сейсмические работы проводятся по сетке взаимовязанных профилей. Основная часть профилей ориентируется вкрест простирания предполагаемых или выявленных структур. После проведения работ на этих профилях отрабатывается несколько продольных и связующих профилей, по которым производится увязка опорных или условных отражающих горизонтов. По результатам работ составляются структурные карты в масштабе 1 : 25 000, 1 : 50 000 или 1 : 100 000.

При поисках структур расстояние между профилями выбирается сообразно вероятным в данной геологической обстановке размерам структур и с таким расчетом, чтобы ни одна из возможных на площади структур не была пропущена. При этом сейсмические исследования должны проводиться до фундамента или по крайней мере до глубин 5—6 км с учетом перспективы вовлечения в разведку более глубоких горизонтов.

Перед сейсморазведкой ставятся сложные и разнообразные задачи. К таким задачам в разных районах относятся: выявление и картирование пологих малоамплитудных структур, структур, скрытых под региональными несогласиями, мощными соленосными толщами и шарьяжными покровами, а также ловушек неструктурного типа (зоны выклинивания, стратиграфического среза и т. д.). Решение этих задач требует повышения точности и глубинности исследования. Это достигается различными путями.

Обязательным условием повышения точности и эффективности сейсморазведки в новых районах является комплексирование сейсморазведки с бурением глубоких параметрических скважин, в которых проводится сейсмокаротаж с целью определения истинных скоростей распространения сейсмических волн в геологическом разрезе и геологической привязки опорных и условных сейсмических горизонтов. В ряде районов (Украина и др.) сейсморазведка комплексировается со структурным бурением, с электроразведкой. Для выявления и картирования пологих структур девона в Башкирии и мезозоя в Предкавказье применялось сгущение сейсмических профилей до 5—6 км на 1 км² площади, а также бурение глубоких структурных скважин.

Однако главный путь повышения геологической эффективности сейсморазведки при решении новых и сложных задач — это постоянное совершенствование техники и методики сейсморазведки МОВ, разработка и внедрение новых модификаций, цифровых способов регистрации и обработки сейсмических материалов. Наиболее значительным явлением в методике и технике сейсморазведочных работ МОВ последних лет является все более широкое внедрение метода общей глубинной точки (МОГТ) и развитие исследований методом регулируемого направленного приема (МРНП) сейсмических волн.

Метод ОГТ получил в последние годы чрезвычайно широкое распространение как за рубежом, так и в СССР, где его удельный вес в сейсморазведочных работах возрос до 40%. Главная особенность метода состоит в применении многократного прослеживания отражающих границ и системного суммирования исходных сейсмических записей. Одно из его главных преимуществ — это подавление многократных отражений, которые часто осложняют процедуру и снижают достоверность выделения полезных сигналов при сейсморазведке глубин свыше 3—4 км. Высокая эффективность МОГТ устанавливается в платформенных районах с пологим залеганием слоев и резкими зеркальными отражающими границами.

Метод РНП находит применение при изучении тектоники сложно построенных районов. В частности, этот метод эффективно используется при изучении глубинного строения интенсивно дислоцированных зон передовых складок Карпат, Северного Кавказа, Предуралья, а также районов распространения соляной тектоники (Прикаспийская и Днепровско-Донецкая впадина). На рис. 24 показано сравнение данных МОВ и МРНП на пересечении одного из соляных куполов Днепровско-Донецкой впадины. Оно достаточно наглядно иллюстрирует высокую геологическую результативность МРНП.

Для детального изучения выявленных структур, т. е. для их подготовки к разведочному бурению, требуются значительно большие объемы сейсморазведки, которая проводится по плотной сетке профилей до 5—6 км на 1 км². В районах с благоприятными сейсмогеологическими условиями результативные структурные карты оказываются достаточно точными не только для ведения поисковых работ, но и для составления подсчетных планов при подсчете запасов нефти и газа. Таковы условия в Западно-Сибирской низменности, где в сейсмогеологическом разрезе количество непрерывных сейсмических горизонтов достигает 15. При этом некоторые из них надежно отождествляются непосредственно с продуктивными горизонтами. В связи с этим сейсморазведка используется не только для поисков и подготовки структур к разведке, но и для уверенного составления подсчетных планов и технологической схемы разработки месторождений на стадии разведки и разработки, когда необходимо знание детального геологического строения месторождения. Решать эту задачу глубоким бурением в данном случае нецелесообразно, а лучше провести перед эксплуатационным разбуриванием площади крупномасштабную сейсмическую съемку повышенной точности, которая позволяет в связи с благоприятными сейсмогеологическими условиями низменности изучить многие детали строения месторождения, упущенные при подготовке его к разведке. При проведении таких съемок в Западной Сибири плотность профилей доводится до 2 км/км². В процессе детальной съемки решаются такие задачи, как прослеживание зон выклинивания продуктивных пластов и тектонических нарушений,

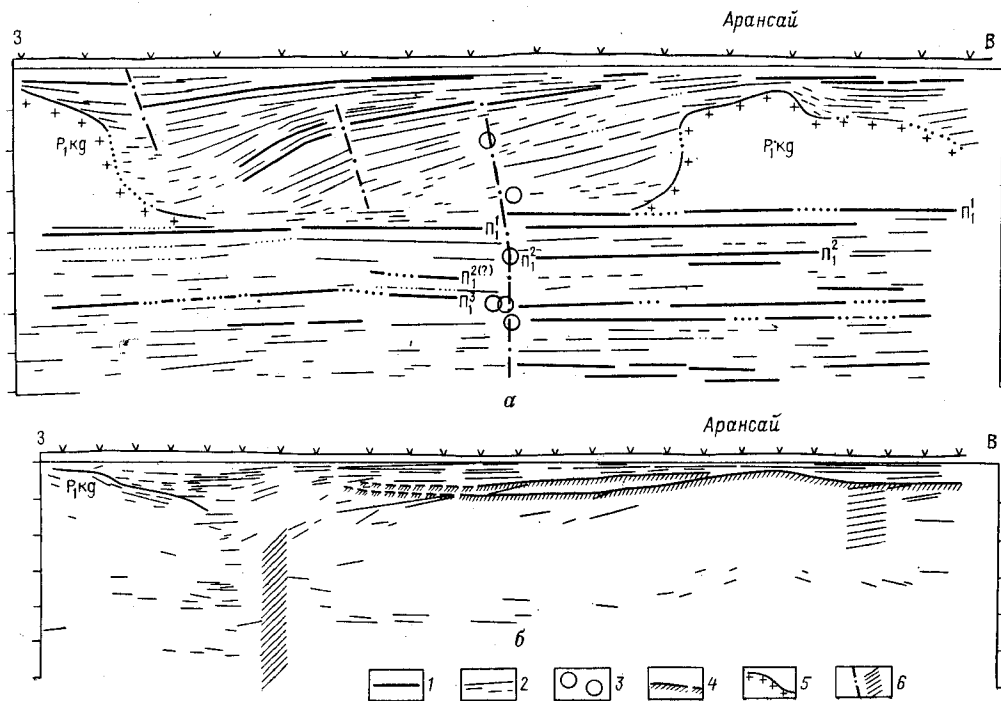


Рис. 24. Сопоставление данных МОВ (а) и МРНП (б) (по В. В. Знаменскому и другим).

1 — опорные отражающие горизонты МРНП; 2 — отражающие горизонты и отдельные отражающие площадки МРНП и МОВ; 3 — узлы дифракции; 4 — преломляющие горизонты; 5 — поверхность соли; 6 — линии нарушений и зоны глубинных разломов.

детальное изучение структурных изменений продуктивных пластов, в том числе периклинальных частей месторождения, выявление вблизи уже открытых месторождений структур-спутников, пропущенных мелкомасштабной съемкой. Решение этих вопросов детальной сейсморазведкой позволяет сэкономить объемы разведочного бурения при разведке месторождения и наиболее рационально разместить эксплуатационные и разведочные скважины.

Таковы геологические задачи и возможности сейсморазведки на стадиях поисков и разведки нефтегазоносных площадей, а также при подготовке месторождений к разработке.

Наряду с этими делаются попытки применить сейсморазведку как метод прямых поисков залежей нефти и газа. Эти попытки основаны прежде всего на аномально высоком затухании сейсмических колебаний в нефтяных и особенно газовых залежах, появлении слепых зон над сводами продуктивных складок Азербайджана, Краснодарского края и др. В некоторых случаях (рис. 25) было отмечено появление отражающих площадок, несогласных по своему наклону с отражениями от вмещающих слоев в области водонефтяного и газонефтяного контактов.

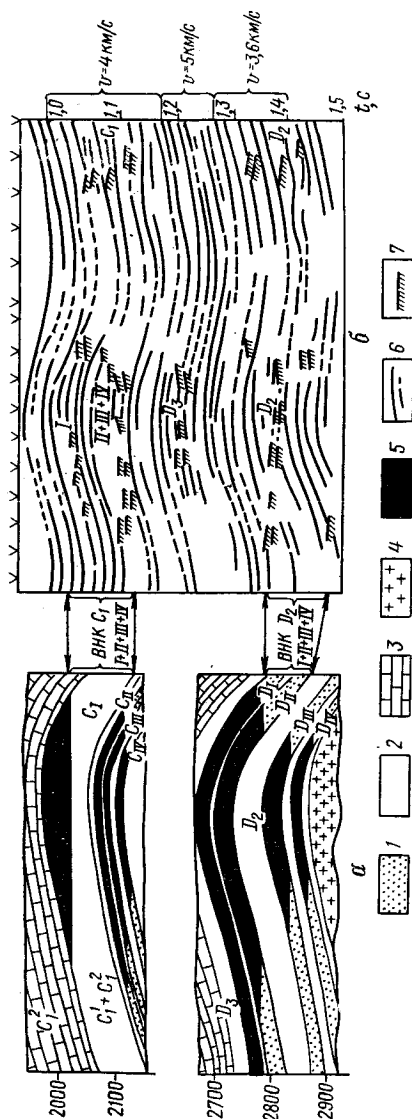


Рис. 25. Обнаружение сейсмическим методом водонефтяного контакта на нефтяном месторождении Муханово (по М. Ф. Мирчинку, И. Я. Баллаху).

а — геологический разрез; б — сейсмический разрез (построен по времени); 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).

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

При поисках нефти и газа осуществляются разнообразные геохимические исследования, которые по своему содержанию и назначению могут быть разделены на две группы.

Первую составляют исследования, направленные на изучение региональной геохимической обстановки недр перспективных территорий или отдельных литолого-стратиграфических комплексов, прямых и косвенных признаков и показателей возможной нефтегазоносности. Задача этих исследований — оценка степени перспективности на нефть и газ исследуемых территорий и комплексов отложений.

Вторую группу образуют детальные исследования, направленные на выявление и изучение ореолов рассеивания углеводородов из залежей на отдельных площадях и в обособленных тектонических зонах. Задача этих исследований — прямые поиски залежей нефти и газа.

При региональных геохимических исследованиях изучаются поверхностные и глубинные нефтегазопроявления, рассеянное органическое вещество пород, по содержанию и характеру которого выделяются возможные нефтегазоматеринские толщи, геохимическая обстановка седиментации и литогенеза пород (восстановительная, окислительная), солевой состав пластовых вод и состав растворенных в ней газов и органических соединений.

Поверхностные нефте- и газопроявления в свое время играли ведущую роль при поисках промышленных залежей. Даже первые промышленные залежи нефти в Урало-Поволжье у с. Ишимбай в Башкирии были выявлены при заложении скважин у выходов нефти. Конечно, лишь небольшое число нефтяных и тем более газовых месторождений сопровождается естественными выходами этих полезных ископаемых, и далеко не каждый выход фиксирует промышленную залежь на глубине. Тем не менее выявление и изучение таких выходов важно и в настоящее время, главным образом как прямых показателей возможной промышленной нефтегазоносности новых районов.

Важным показателем возможной нефтегазоносности недр новых регионов служит наличие в разрезе осадочных толщ пород, которые могут быть отнесены к категории нефтегазоматеринских. В качестве важнейших признаков таких преимущественно глинистых или песчано-глинистых пород служат достаточно высокое содержание органического вещества (не менее 0,3—0,5%) и закисные формы железа, характеризующие восстановительные условия в бассейне седиментации. Среди нефтегазоматеринских толщ прежде всего выделяются угленосные и субугленосные толщи, в которых преобладает органическое вещество гумусового типа, т. е. углефицированное

органическое вещество растительного происхождения, и различного рода битуминозные мергели, глины, сланцы, богатые органическим веществом преимущественно животного происхождения — сапропелевого типа. Предполагается, что первые при своем превращении выделяют преимущественно газообразные углеводороды, а вторые дают начало главным образом нефтяным углеводородам.

Выделение в разрезе осадочного чехла седиментационных бассейнов возможно нефтегазоматеринских толщ того или иного типа дает основание для положительной оценки перспектив и даже качественного прогноза нефтегазоносности. Более того, на основе определения количества захороненного органического вещества, его типа и степени превращенности разрабатываются методы количественной оценки возможных ресурсов нефти и газа в недрах. Они называются генетическими методами прогнозной оценки запасов.

В качестве поисковых геохимических методов применяются различные виды газовой съемки, газобиохимическая съемка, битумо-люминесцентная съемка, газовой каротаж, а также изучение некоторых газогидрохимических показателей пластовых вод, указывающих на присутствие залежей нефти и газа.

Перечисленные виды геохимических исследований пока еще не определились в качестве производственного комплекса. Они осуществляются главным образом в плане научно-исследовательских или опытно-производственных работ. Исключение составляют газовый каротаж, который прочно вошел в комплекс промыслово-геофизических исследований во многих районах, и гидрогеологические исследования.

Газовая съемка. Газовая съемка основана на явлении рассеивания газообразных углеводородов из залежи нефти или газа в покрывающую ее толщу осадочных пород вплоть до дневной поверхности. Такое рассеивание происходит главным образом по нарушениям и трещинам пород (эффузия) и непосредственно через породы и воды (диффузия).

Съемка проводится путем отсасывания проб подпочвенного воздуха или путем отбора проб пород в скважинах с их последующей дегазацией. Вторая модификация называется газокерновой съемкой. Она главным образом и применяется в настоящее время в том числе и как попутный метод при бурении структурных скважин или взрывных скважин при сейсморазведочных работах.

Концентрации углеводородных газов, главным образом метана, оказываются очень невелики и изменяются в пределах 10^{-2} — $10^{-4}\%$. Данные о концентрации отобранного газа наносятся на карту, на которой выделяются участки с аномально высокими показателями — газовые аномалии.

Газобиохимическая съемка. Съемка проводится по водным источникам и неглубоким скважинам. Она выполняется путем изучения солевого, газового и бактериального состава подземных вод верхних водоносных комплексов. Предполагается, что проникновение глубинных высоконапорных вод в приповерхностные

горизонты по скрытым путям, наряду с диффузией газов, обуславливает формирование геохимических аномалий на различных уровнях разреза. Обнаруживаются аномалии в распределении тяжелых углеводородов, углеводородредуцирующих бактерий и минерализации вод. Развитие определенных видов бактериальной флоры, ассимилирующей углеводородные газы и прежде всего тяжелые углеводороды, рассматривается как показатель наличия на глубине устойчивого источника эффузии или диффузии.

Основные критерии при оценке возможной продуктивности недр следующие:

1) возрастание доли тяжелых углеводородов по отношению к метану с приближением к сводам структур или выявленным аномалиям;

2) наличие скоплений пропан-бутановых бактерий локального характера и микрофлоры, ассимилирующей углеводороды C_1-C_7 ;

3) возрастание в зонах бактериальных аномалий общей концентрации солевого состава подземных вод и, в частности, вод глубинного подтипа.

Следует, однако, указать, что однозначная интерпретация природы геохимических аномалий не всегда возможна, особенно в районах с покрывом молодых неогеновых морских осадков. На процессы рассеивания углеводородов из глубоких источников накладываются процессы газообразования, которые протекают в залегающей выше толще и прежде всего в молодых покровных образованиях. Эти главным образом биогенные процессы могут быть гораздо интенсивнее, нежели диффузионный поток углеводородов из залежи. Эффективные результаты могут быть получены и получаются главным образом в районах и на структурах с тектоническими нарушениями, обеспечивающими активную эффузию углеводородных газов и фильтрацию глубинных вод.

Битумо-люминесцентная съемка. Этот вид съемки применяется для выявления и изучения того же возможного ореола рассеивания углеводородов — в данном случае битумов или легких жидких углеводородов — из залежи в приповерхностные породы. Битумы обладают светимостью — люминесценцией — при облучении пород ультрафиолетовыми лучами. Цвет спектра и интенсивность свечения характеризуют состав и концентрацию битумов. По изменению этих показателей выделяются аномалийные зоны, которые и рассматриваются как признак залежи на глубине. Однако в основе применения метода в большинстве случаев лежит та же неопределенность или неоднозначность оценки природы аномалии, что и при газовой и газобиохимической съемках.

Газовый каротаж. Наибольшее применение находит газовый каротаж по глинистому раствору, который заключается в непрерывном или периодическом измерении содержания углеводородных газов в исходящем из скважины глинистом растворе. Показания анализатора, установленного на газокаротажной станции, привязываются к тем интервалам глубин, с которых выносятся проба

газа. Разбуривание нефтеносных или газоносных пластов сопровождается выделением газа в глинистый раствор и фиксируется достаточно интенсивными газопоказаниями на измерительном приборе — хроматографе.

Газогидрохимические исследования. Газовые и нефтяные залежи активно взаимодействуют с окружающими их пластовыми водами. Это устанавливается на основании многочисленных данных анализов пластовых вод и растворенных в них газов и различных органических соединений — нефтяных кислот, тяжелых углеводородов. Взаимодействие залежи с подземными водами приводит к обогащению вод углеводородными газами и к обеднению сульфатами. Значения этих показателей изменяются по мере приближения к залежи по сравнению с фоновыми значениями для данного пласта или свиты. В условиях застойного режима пластовых бессульфатных вод газовая залежь создает широкий ореол рассеяния метана в пластовых водах. Упругость воднорастворенного метана возрастает по направлению к залежи до величины, равной пластовому давлению. Поэтому, если в ряде близко расположенных скважин, вскрывших водоносный пласт, устанавливается заметное увеличение упругости растворенного газа, то в направлении этого увеличения вверх по восстанию слоев следует искать газовую залежь. Метод должен быть эффективен при поисках литологических и стратиграфических залежей.

В условиях гидродинамической активности пластовых вод происходит смещение зоны взаимодействия залежи и пластовых вод в направлении их движения. Ширина этой зоны в «лобовой» части залежи уменьшается, а в «тыловой» увеличивается. В зависимости от конкретной геологической обстановки лобовой и тыловой эффекты в продуктивном пласте могут проявиться либо по всем отмеченным показателям (упругость и состав газа, сульфатность вод, содержание нефтяных кислот и др.), либо по некоторым из них. Так, благодаря активной деятельности некоторых групп микрофлоры в тыловой части газовой залежи может не оказаться углеводородных газов, но зато могут быть высокие концентрации газов CO_2 , H_2S , которые являются продуктами окисления углеводородных газов и показателями степени сульфатности вод. Из сказанного следует, что первые поисковые скважины, попавшие на крылья благоприятной структуры, могут дать материалы для суждения о продуктивности этой структуры.

Глава V

СТРУКТУРНОЕ БУРЕНИЕ

§ 1. ЗАДАЧИ И МЕТОДИКА СТРУКТУРНОГО БУРЕНИЯ

Представление о наличии структур, благоприятных для скопления нефти и газа, а также приближенное представление об их формах получается в основном по данным геологических и гео-

физических съемок. Однако в ряде районов по разным причинам (главным образом из-за особенностей разреза и сложности строения) указанных видов работ может оказаться недостаточно для надежного выявления структурных форм на глубине, поэтому в комплекс поисково-разведочных работ входит еще и структурное бурение.

В современных условиях структурное бурение применяется на поисковом этапе на стадии региональных геолого-геофизических работ и на стадии подготовки площадей к поисковому бурению.

В первом случае в задачу структурного бурения (в комплексе с геологическими и геофизическими исследованиями) входит изучение общих черт и особенностей геологического строения крупных структурных элементов (сводов, впадин, прогибов), проведение в их пределах поисков зон погребенных поднятий, зон региональных стратиграфических несогласий, выклинивания, фациальных замещений.

Во втором случае структурное бурение применяется для выявления перспективных на нефть и газ площадей и подготовки их к бурению глубоких поисковых и разведочных скважин.

Роль структурного бурения как вида исследований при решении названных выше задач менялась с течением времени в соответствии с общей тенденцией развития поисково-разведочных работ. Раньше структурное бурение наряду с геологическим картированием играло решающую роль в подготовке площадей под глубокое бурение. Однако со временем в связи с усовершенствованием геофизических методов и повышением их точности структурное бурение отошло на второй план, сохранив свое значение в тех районах, где геофизические методы выявления структур не обеспечивают надежных результатов.

За период 1961—1970 гг. структурным бурением было подготовлено около четверти всех выявленных структур. Этот метод является одним из ведущих в районах Волго-Уральской провинции, в Средней Азии, на Сахалине, особенно при выявлении складок, солянокупольных структур и рифовых массивов.

Характерной особенностью применения структурного бурения в настоящее время является комплексирование этого вида работ с геофизическими (в основном сейсмическими) исследованиями. При этом наилучшие результаты достигаются не при последовательном проведении сначала одних, а потом других работ, а при их сочетании и взаимном дополнении. Обычно в таких случаях результаты геофизических работ дают основные представления о строении площади по разным отражающим горизонтам, а структурное бурение уточняет и детализирует участки с неблагоприятными геофизическими свойствами.

В зависимости от особенностей геологического строения изучаемого района структурное бурение проводится на различные глубины и на разные опорные горизонты. Глубины структурных скважин устанавливаются с учетом наличия в осадочном чехле зон не-

согласного залегания пород, зон размывов и перерывов в осадко-накоплении, обуславливающих несоответствие структурных планов по разным горизонтам. В качестве опорных или маркирующих выбираются такие горизонты, которые надежно устанавливаются в разрезе и отражают строение площади по продуктивным горизонтам.

В последние годы, особенно в старых нефтегазоносных районах, наблюдается тенденция к увеличению глубин структурных скважин, которые иногда бурятся со вскрытием продуктивных отложений. В таких случаях на структурные скважины возлагается задача опробования перспективных горизонтов в благоприятных условиях. Скважины, бурящиеся с таким двойным назначением, называются структурно-поисковыми.

В некоторых случаях выбор структурного бурения в качестве основного метода подготовки структур может быть произведен и по экономическим соображениям. Так, в Западной Туркмении на некоторых площадях достоверность подготовки структур сейсморазведкой немногим выше, чем структурным бурением, однако стоимость подготовки одной структуры в первом случае почти вдвое выше, чем во втором.

Методика структурного бурения выбирается в каждом отдельном районе в зависимости от особенностей геологического строения и в соответствии с задачами данной стадии поисково-разведочных работ.

Так, на стадии региональных исследований структурное бурение, если оно применяется в общем комплексе геолого-геофизических работ, осуществляется по системе протяженных профилей, ориентированных в основном вкрест простираения предполагаемых крупных структурных элементов или фациальных зон. Профильное структурное бурение в свое время широко применялось в районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. При этом длина профилей составляла десятки и даже сотни километров. Расстояния между профилями были разными — от 4 до 20 км, а между скважинами в профилях от 2 до 10 км. Сгущение профилей и скважин на перспективных участках обеспечивало выявление локальных поднятий.

В настоящее время в этих районах, например в Татарии, в зоне Камско-Кинельской системы прогибов также применяется профильное бурение структурно-поисковых и структурно-параметрических скважин малого диаметра.

Профильное структурное бурение, как правило, сопровождается геофизическим профилированием, что повышает степень детализации геологического строения территории. Иногда в комплексе с сейсморазведкой применяется бурение структурно-поисковых скважин по редкой сетке.

Методика структурного бурения на стадии подготовки площадей к поисковому бурению существенно зависит от размеров предполагаемых структур, сложности их строения, а также от

типов залежей, на которые ведутся поисковые работы. Так, в последние годы в восточных районах Волго-Уральской провинции перспективы открытия новых месторождений все больше связываются с небольшими, малоамплитудными структурами. В Татарии в прибортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов в нижнем и среднем карбоне открыты залежи нефти, приуроченные к мелким куполовидным поднятиям, фиксируемым по отложениям нижней перми.

Для выявления и подготовки таких структур приходится применять довольно густые сетки структурных скважин, особенно в своде поднятия. В этих условиях на подготовку одной структуры затрачивается до 40—50 скважин; в сводовых частях расстояние между скважинами доводится до 0,5—1,0 км; для трассирования крутых крыльев скважины закладываются друг от друга на расстояниях, не превышающих 0,7—1,0 км.

Структурное бурение является одним из основных и достаточно надежных методов подготовки к глубокому бурению сложно построенных структур Северного Сахалина. Методика подготовки площадей структурным бурением заключается в разбуривании структур профилями, отдельные скважины располагаются на погружениях. Расстояния между скважинами на профилях на небольших структурах достигают 0,2—0,4 км, что обеспечивает достаточно надежную корреляцию разрезов и построение структурных карт. Средняя глубина структурных скважин 400—500 м. Иногда в комплексе со структурным бурением применяются детализационные горные работы в небольших объемах. Это позволяет несколько повысить качество подготовки структур и сократить объем структурного бурения.

Геологическая эффективность подготовки площадей структурным бурением, как правило, высокая.

Значительная роль отводится структурному бурению при подготовке к поискам залежей нефти и газа на солянокупольных структурах Прикаспийской низменности. Соляные купола обычно выявляются геофизическими методами. В задачу структурного бурения входит изучение стратиграфии разреза, уточнение строения отдельных блоков, прослеживание тектонических нарушений, стратиграфических несогласий, а иногда и открытие залежей нефти и газа. Структурное бурение восполняет пробелы, оставшиеся нерасшифрованными в сводовых частях куполов после сейсмических исследований. Бурение ведется на глубины 1000 м и более до вскрытия надежных реперных горизонтов. Скважины располагаются профилями (по 3—4 на профиле) вкост простирания структуры на расстоянии не менее 1,0—1,2 км. Расстояния между профилями примерно того же порядка. Независимо от профилей бурятся отдельные скважины для уточнения положения сбросов. На каждом крыле закладывается еще один длинный профиль из 8—10 скважин для выявления продольных сбросов на периферии крыла, которые могут контролировать экранированные залежи.

В зонах развития рифовых массивов применяется комплексирование сейсмических работ и структурно-поискового бурения по системе профилей, закладываемых вкрест простираения перспективной полосы. Расстояния между скважинами принимаются небольшими (1,2—1,5 км). В некоторых случаях, например в зоне нижнепермского рифового борта Прикаспийской впадины, до бурения поперечных профилей рекомендуется заложение продольного профиля вдоль бортового уступа в направлении рифовой зоны. Этот профиль должен уточнить общие черты строения и протяженность рифовой полосы, которые приблизительно устанавливаются по данным геофизических исследований.

Структурное бурение в сочетании с сейсмическими работами играет важную роль в подготовке объектов под поисковое бурение в зонах регионального выклинивания и стратиграфического несогласия. Так, на Северном Кавказе в этих случаях применяется методика заложения коротких профилей из 3—4 глубоких структурных скважин малого диаметра. Профили ориентируются обычно вкрест простираения зон срезания или выклинивания. Расстояния между скважинами выбираются в зависимости от величины угла наклона слоев предполагаемых нефтегазоносных отложений. Бурение на ловушки неструктурного типа рекомендуется проводить до ожидаемых продуктивных горизонтов.

Бурение структурных скважин производится с отбором керна из интервалов, представляющих интерес для корреляции разрезов, однако основным корреляционным признаком являются данные электрокаротажа. Обычно на площади от 1 до 3 скважин бурят с полным отбором керна, а остальные с ограниченным отбором или без отбора керна.

Результаты структурного бурения оформляются в виде структурных карт, сопровождаемых обычно профильными разрезами. Методика составления структурных карт и профильных разрезов описана в главе VII.

§ 2. ТЕХНИКА СТРУКТУРНОГО БУРЕНИЯ

Буровые установки структурного бурения. Для успешного решения геологических задач, стоящих перед структурным бурением, буровые установки и другое оборудование должны соответствовать следующим основным требованиям: а) обеспечить высокую скорость проходки скважин соответствующих конструкций с отбором керна (иногда на большие глубины) и с возможностью их опробования в случае необходимости; б) быть удобными и маневренными при перемещении с одной точки на другую.

В структурном бурении применяются в основном два типа установок: самоходные и передвижные.

Самоходные установки характеризуются тем, что у них основное оборудование и мачта смонтированы на автомобилях. Они применяются при бурении скважин в районах с удовлетворительными

транспортными условиями. К самоходным относятся установки УРБ-ЗАМ, УРБ-ЗА2, 1БА15Н и УБВ-600, предназначенные в основном для бурения структурных скважин глубиной до 1000—1500 м.

Передвижные установки монтируются на собственной транспортной базе и буксируются тракторами или тягачами в собранном виде. В качестве транспортной базы используются сани, салазки, тележки и иногда понтоны. Передвижные буровые установки применяются в районах с трудными или существенно различными на соседних участках условиями проходимости. К этому типу относятся установки УБШ-1М и БУ50Бр-1, а также используемые в небольшом количестве в структурном бурении на нефть и газ стационарные станки ЗИФ-1200А в передвижном варианте.

Передвижные буровые установки, как правило, относятся к классу более тяжелых, чем самоходные. Они предназначаются для бурения структурных и структурно-поисковых скважин глубиной до 2000—3000 м. Основные характеристики буровых установок структурного бурения приведены в табл. 4. Помимо установок, перечисленных в табл. 4, в структурном и особенно в структурно-поисковом бурении на большие глубины применяются установки глубокого бурения типа БУ-75БрД и другие.

Таблица 4

Буровые установки, применяемые в структурном бурении

Буровые установки	Глубина бурения, м	Способ передвижения, ходовая часть основных блоков	Тип вращателя	Подъемное устройство
УРБ-ЗАМ	500	Самоходная на автомобилях МАЗ	Ротор	Мачта складная, 16 м
УРБ-ЗА2	600	Самоходная на шасси МАЗ	„	Секционная мачта, 18,4 м
1БА15Н	1000	Самоходная на шасси МАЗ-500	„	То же
ЗИФ-1200А	1200	Передвижная	Шпindelь, ротор	Металлическая вышка, 18—24 м
УБВ-600	До 2000	Самоходная на автомобилях КраЗ-257	Ротор	Мачта телескопическая, 22,4 м
УБШ-1М	2000	Передвижная на санях	„	Вышка башенная, 27,6 м
БУ50Бр-1	До 3000	Передвижная, отдельные блоки на рамах-салазках	„	А-образная секционная вышка, 31 м

При бурении глубоких структурно-поисковых скважин в районах с тяжелыми транспортными условиями (тундра, горы и т. д.)

перспективно применение буровых агрегатов БА-2000. Достоинством этих установок, позволяющих бурить скважины до 2000 м, является блочная конструкция, облегчающая доставку отдельных блоков с помощью вертолетов и ускоряющая монтажные работы.

Основной объем структурного бурения осуществляется роторным способом. В этом случае шпиндельный станок ЗИФ-1200А также переоборудуется для бурения ротором. Для бурения глубоких структурно-поисковых скважин установками УБШ-1М и БУ50Бр-1 часто применяется турбинный способ бурения.

Буровые установки структурного бурения комплектуются в основном инструментом для проходки скважин малых диаметров. Например, на установках типа УРБ-3АМ, 1БА15Н применяются бурильные трубы диаметрами 60,3 и 73 мм с длиной свечи 12 м. На более мощных установках типа УБШ-1М или БУ50Бр-1 используются бурильные трубы разных диаметров, от 73 до 114 мм (длина свечи 18 м) в зависимости от глубины скважины, причем на больших глубинах применяются меньшие диаметры.

Проходка стволов структурных скважин осуществляется двумя способами: долотами для бурения сплошным забоем (лопастными, шарошечными, режущего типа, алмазными) и долотами для бурения с отбором керна. Последние снабжаются шарошечными или алмазными бурильными головками. Кроме того, при бурении с отбором керна широко применяются коронки, армированные резцами из твердых сплавов или алмазами. Применение различных типов долот и коронок зависит от крепости проходимых пород и необходимости отбора керна.

Конструкция структурных скважин. Конструкцией скважины называют технический разрез с указанием глубины скважины, ее диаметра по интервалам глубин, диаметра и глубин, запроектированных колонн обсадных труб, а также способов тампонажа.

Выбор конструкции структурной скважины является важным и ответственным моментом организации работ, поскольку конструкция скважины должна обеспечить оптимальное сочетание высоких скоростей проходки до намеченной глубины с получением надежных данных о характере разреза проходимых пород и соблюдением требований охраны недр.

Следует стремиться к тому, чтобы бурить скважины возможно меньшего диаметра с целью удешевления работ. Исходным условием при разработке конструкции скважин служит ее конечный диаметр, который обычно определяется геологическими задачами и техническими данными применяемого бурового снаряда.

Так, при диаметрах бурильных труб 60,3, 73 и 89 мм наименьшие диаметры скважин соответственно будут равны 85, 118 и 140 мм.

Диаметры колонн обсадных труб, а следовательно, и диаметр бурения отдельных интервалов скважины зависят от геологического

разреза и необходимости закрепления стенок скважины обсадными трубами. При бурении, как правило, стремятся опускать колонну обсадных труб на возможно большую глубину. В песчано-глинистых породах следует предусматривать в конструкции такие глубины спуска обсадных труб, чтобы их башмаки находились в глинах или глинистых породах. Это почти всегда обеспечивает надежный тампонаж, особенно при бурении неглубоких скважин.

В неглубоких скважинах применяют конструкцию, состоящую из направления и одной колонны. Глубокие структурно-поисковые скважины имеют более сложную конструкцию, состоящую из направления, кондуктора, иногда промежуточной и эксплуатационной колонны.

В случае небольшой мощности маркирующего горизонта забой скважины должен быть на 8—10 м ниже его подошвы. При значительной мощности маркирующего горизонта скважина останавливается на глубине, обеспечивающей нормальное проведение геофизических исследований.

Наиболее простыми являются конструкции скважин при бурении плотных, устойчивых горных пород, когда можно обходиться без крепления стенок скважин обсадными трубами. В рыхлых, сыпучих и трещиноватых породах конструкции скважин наиболее сложные. Конструкция структурной скважины в схематическом виде приведена на рис. 26.

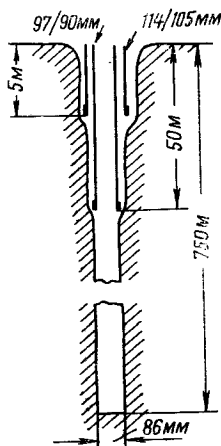


Рис. 26. Конструкция структурной скважины.

§ 3. НАБЛЮДЕНИЯ В СКВАЖИНАХ СТРУКТУРНОГО БУРЕНИЯ

Основным назначением скважин структурного бурения является изучение условий залегания пород. Изучаются геологический разрез, структурные формы по маркирующим горизонтам, а также элементы залегания пород вскрытого разреза. Помимо этого исследуются гидрогеологические условия, а в случае бурения относительно глубоких структурных скважин, вскрывающих возможно продуктивные горизонты, эти горизонты опробуются.

При изучении структурных условий, помимо отметок залегания маркирующего горизонта, необходимо учитывать элементы залегания пород. Построение структурных карт по отметкам маркирующего горизонта без учета элементов залегания не всегда может быть достаточно надежным, особенно при относительно редкой сетке скважин или сложных разрывных нарушениях.

Элементы залегания пород в скважинах определяются различными способами: по отметкам маркирующего горизонта, по забой-

ным кернам, по кернам бокового грунтоноса, геофизическими методами.

Определение элементов залегания по забойным кернам может производиться как по ориентированным, так и по неориентированным кернам. Угол падения по керну непосредственно может быть определен только в вертикальных скважинах, в искривленных скважинах применяются дополнительные приемы, описанные ниже.

В искривленных скважинах угол, образованный между плоскостью наложения пород в керне и плоскостью, перпендикулярной к оси скважины, называется кажущимся углом падения пород в керне. Кажущийся угол падения всегда отличается от истинного. Направление простирания пород, если оно не может быть установлено по отметкам маркирующего горизонта, определяется по ориентированным кернам или по направлениям искривленных скважин, идущих строго по восстанию, что имеет место при самопроизвольном искривлении скважин, вскрывающих разрез, представленный переслаиванием мягких и твердых пород.

Определение элементов залегания по ориентированным забойным кернам состоит из двух последовательных операций: отбора ориентированного керна и определения элементов залегания.

Отбор ориентированных кернов с помощью ориентированных штанг (способ Голубятникова-Брода) применялся ранее довольно широко при картировочном бурении. Ориентирование керна из глубоких скважин затруднено.

Определение угла падения пород по неориентированным кернам производится в том случае, когда имеется возможность косвенным путем установить простирание пород. Это возможно в случае, когда известно, что скважины искривлены строго по падению или простиранию пород или когда простирание пород установлено ориентировочно по данным бурения нескольких скважин.

В первом случае определение истинного угла падения производится по зависимости между истинным углом падения пород и кажущимся углом падения в керне. Зависимость между истинным углом падения пород на глубине и кажущимся углом падения пород в керне, отобранном из скважины, искривленной в плоскости падения, показана на рис. 27.

В случае искривления скважины по восстанию кажущийся угол падения $\alpha_{кв}$ меньше истинного угла падения α на величину угла кривизны скважины θ . Следовательно,

$$\alpha = \alpha_{кв} + \theta. \quad (V.1)$$

В случае искривления скважины по падению кажущийся угол падения $\alpha_{кп}$ больше истинного угла падения α на величину угла кривизны θ . Следовательно,

$$\alpha = \alpha_{кп} - \theta. \quad (V.2)$$

Таким образом,

$$\alpha = \alpha_k \pm \theta. \quad (V.3)$$

Азимут угла падения совпадает с направлением искривления скважины в случае искривления по падению пород или отличается от него на 180° в случае искривления по восстанию пород.

В общем случае, когда известно приблизительно простирание пород, истинный угол падения может быть определен по неориентированному керну, отобранному из искривленной скважины.

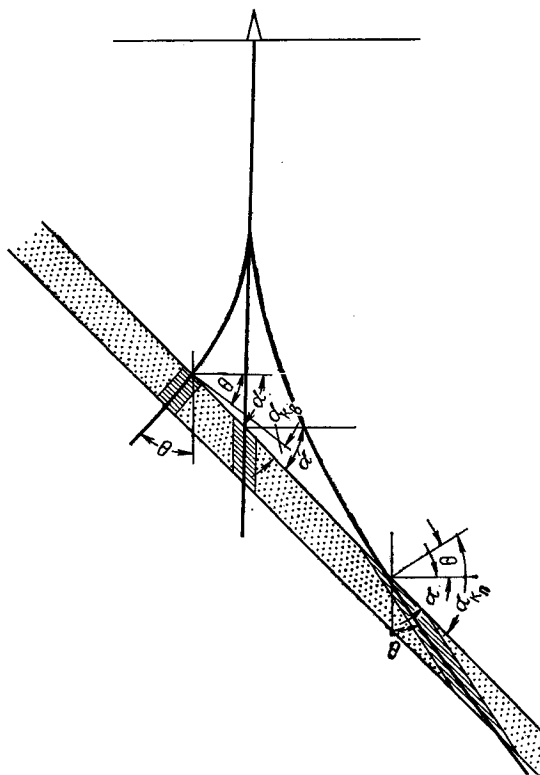


Рис. 27. Значение истинного угла падения в зависимости от кажущихся углов падения в керне, взятом из скважины, искривленной в плоскости падения пород.

Путем математического анализа была установлена возможность определения истинного угла падения по кажущемуся углу падения на неориентированном керне в том случае, когда известно простирание пород на глубине и имеются данные об искривлении скважины (угле и направлении кривизны).

Учитывая, что простирание пород на глубине бывает известно для площади уже в первые этапы разведки, решение данной за-

дачи представляет большое практическое значение. Наиболее просто такая задача решается способом моделирования. Для этого воспроизводят истинное положение плоскости падения пород на глубине путем соответствующего перемещения керна в пространстве при помощи несложного прибора (рис. 28).

Прибор состоит из следующих основных деталей: азимутального горизонтального кольца 1, нулевой диаметр которого устанавливают по магнитному меридиану; горизонтального рычага 2, вращающегося вокруг оси и устанавливаемого в направлении искривления ствола скважины; стержня 3, который может при помощи шарнира, соединяющего его со стержнем 2, наклоняться в вертикальной плоскости под любым углом в соответствии с величиной угла кривизны скважины; полого цилиндра 4, надеваемого на наклонный стержень; плоской пластинки 5 с зажимным винтом, устанавливаемой относительно верхнего торца полого цилиндра в соответствии с кажущимся углом падения пород, замеренным на керне. Все детали прибора изготовляют из немагнитных материалов.

В дополнение к прибору необходимо иметь горный компас.

Задачу определения истинного угла падения пород решают в следующей последовательности. Устанавливают горизонтальный круг по уровню, ориентируя его нулевой диаметр по магнитному меридиану при помощи буссоли горного компаса. Устанавливают горизонтальный рычаг 2 в направлении искривления скважины на глубине отбора керна. Затем придают стержню 3 угол наклона, равный углу отклонения ствола скважины от вертикали на глубине отбора образца, и устанавливают пластинку 5 по отношению верхнего торца полого цилиндра в соответствии с замеренным углом падения пород на керне. Осторожно надевают полый цилиндр с пластинкой на наклонный стержень и вращают цилиндр до тех пор, пока пластинка 5 не займет положение, при котором линия простирания ее станет параллельной простиранию пород на глубине отбора керна, а линия падения будет повернута в соответствующую сторону. Достигнув такого положения, закрепляют цилиндр с пластинкой. Горным компасом замеряют на пластинке угол истинного падения пород.

Приборы для определения в скважине угла и азимута падения пластов без извлечения керна называются пластовыми наклономерами (пандажметрами).

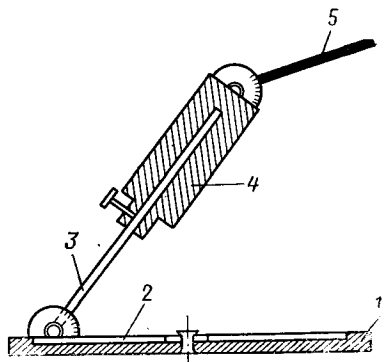


Рис. 28. Прибор для определения истинного угла падения пород по неориентированному керну.

БУРЕНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Бурение глубоких скважин является основной и завершающей операцией, обеспечивающей как открытие месторождения, так и его промышленную оценку, что может быть достигнуто только при непосредственном участии геологической службы. Поэтому в данной главе наряду с описанием методики различных работ при строительстве скважин отражается роль геологической службы и конкретные обязанности геолога. Геолог осуществляет геологическое руководство на всех стадиях бурения скважин, начиная с их заложения и кончая завершающими работами.

§ 1. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

К глубоким скважинам принято относить скважины с конструкцией стволов и забоев, обеспечивающих как опробование горизонтов, так и эксплуатацию залежей нефти и газа. Строительство таких скважин осуществляется с помощью тяжелых станков. Глубины скважин колеблются от 1000—1500 м до 3000—5000 м и более в зависимости от геологических условий и стоящих задач.

Среди глубоких скважин различают опорные, параметрические, поисковые и разведочные скважины.

В зависимости от назначения скважин, их проектных глубин, а также от условий работы применяют различные буровые установки. Для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения разработан размерный (нормальный) ряд установок. Все установки по номинальной грузоподъемности в тоннах разделены на пять классов (БУ-50, БУ-80, БУ-125, БУ-200, БУ-250). Установки БУ-100 и БУ-160 являются модификациями соответственно БУ-80 и БУ-125. Каждому классу соответствуют разные конструкции. Краткие сведения о некоторых из них приведены в табл. 5.

Одним из основных требований, предъявляемых к буровым установкам в современных условиях, является обеспечение быстрого монтажа и транспортировки. В качестве монтажной базы, т. е. основания, на котором монтируют буровую установку, используют различные приспособления: для установок БУ-50 шасси грузового автомобиля, автомобильный или гусеничный прицеп, металлические блочные основания; для установок БУ-75 автомобильный или гусеничный прицеп, металлические блочные основания; для более тяжелых установок бетонные, железобетонные или металлические блочные основания.

Монтаж и демонтаж буровых установок осуществляется по агрегатной схеме, когда установки разбирают для транспортирования на отдельные агрегаты, секции и элементы, или по блочной

Таблица 5

Основные характеристики буровых установок размерного (нормального) ряда

Класс установки	Шифр установки	Расчетная глубина бурения, м	Тип вышки и высота, м	Способ привода	Способ монтажа и демонтажа
БУ-50	БУ-50Бр	Малым диаметром до 3000, нормальным до 1200 м	Секционная А-образная, 31 м	Дизель-электрический, электрический	Блочный, вышка монтируется
БУ-80	БУ-75БрД	Малым диаметром до 2400, нормальным до 1800 м	Секционная А-образная, 42 м	Дизельный	Крупноблочный
БУ-125	БУ-75БрЭ	То же	То же	Электрический	Мелкоблочный
	БУ-80БрД	До 3500 м	„	Дизельный	То же
	Уралмаш 5Д	До 3000	Башенная, 41 м	Дизельный	Агрегатный
	Уралмаш 125БД-67	2000—4000	Мачтовая, А-образная 41 м	Дизельный	Крупноблочный, агрегатный
	Уралмаш 125БЭ-67	2000—4000	То же	Электрический переменного тока	Крупноблочный
	Уралмаш-125ДГ-II	3000—4200	Мачтовая, А-образная 44 м	Дизель-гидравлический	Крупноблочный, агрегатный, габаритными блоками
	Уралмаш 125Э	3000—4200	То же	Электрический переменного тока	То же
БУ-160	Уралмаш 3Д-67	3000—5000	Мачтовая или башенная, 42 или 53 м	Дизельный	Агрегатный
БУ-200	Уралмаш 4Э-67	3000—5000	То же	Электрический переменного тока	То же
	Уралмаш 200ДГ-III	5000—6500	Башенная, 53 м	Дизель-гидравлический	Агрегатный
	Уралмаш 200Э-III	5000—6500	То же	Электрический переменного тока, привод ротора постоянного тока	То же
БУ-250	Уралмаш 300ДЭ	6500—8000	Пилонная, 64 м	Дизельный, электрический постоянного тока	Агрегатный
	Уралмаш 300Э	6500—8000	То же	Электрический постоянного тока	То же

схеме, при которой установку расчленяют на отдельные блоки (каждый блок объединяет на общем основании несколько агрегатов и узлов) и перевозят вместе с основанием блока. В блочной схеме различают крупноблочный и мелкоблочный способы монтажа.

Перевозка буровых установок осуществляется самоходным способом (БУ-50), тягачами на прицепах или специальных колесных или гусеничных тележках, универсальными транспортными средствами и вертолетами.

При бурении глубоких скважин применяются различные типы долот в зависимости от решаемых геологических задач и крепости пород. В практике глубокого бурения существует упрощенная классификация пород по их буримости. Различают породы мягкие, средней крепости, крепкие и весьма крепкие. К мягким породам относятся несцементированные пески и глины, к породам средней крепости — рыхлые песчаники, известняки, иногда сланцы, к крепким породам — песчаники, известняки, мергели, к весьма крепким — те же по названию породы, но более трудно разбурываемые. Крепость горных пород при бурении может быть понижена применением химических реагентов, например раствора соды, едкого натра и соляной кислоты.

Долота для бурения глубоких скважин по своему назначению подразделяют на долота для бурения скважин сплошным забоем, колонковые для бурения с отбором кернов и специального назначения. Долота специального назначения применяют для забуривания новых стволов скважины, образования ступенчатого забоя, расширения скважин и т. д. По характеру воздействия на породу долота подразделяют на режущие, дробящие, скалывающие, а по конструкции — на лопастные, шарошечные и алмазные.

Все долота независимо от их назначения, конструкции и типа нормализованы по диаметрам; серийно изготавливаются долота шарошечные диаметром от 93 до 490 мм, лопастные диаметром от 76 до 705 мм и алмазные диаметром от 96 до 212 мм. При бурении скважин сплошным забоем применяют лопастные, шарошечные и алмазные долота.

Лопастные долота (режущего типа) чаще всего применяют для проходки мягких малоустойчивых пород, а также пород с высокой пластичностью. По количеству лопастей эти долота разделяют на двухлопастные РХ и трехлопастные.

Шарошечные долота с коническими шарошками могут быть одно-, двух-, трех- и четырехшарошечные. Трехшарошечные долота являются основным буровым инструментом, применяемым для разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин. Для бурения мягких, пластичных и хрупко-пластичных пород средней твердости применяют долота типа М, МС, С; плотные хрупко-пластичные породы средней твердости и твердые разбурывающие долотами типа С и Т, очень твердые крепкие, и очень крепкие скальные и абразивные породы проходят с помощью до-

лот типа ТК, ОТК, К и ОК. На рис. 29 показаны трехшарошечные долота типа М, Т и К.

Алмазные долота применяются при проходке скважин в песчаниках, доломитах, известняках и других породах, в которых эффективность шарошечных долот невысока. Алмазные долота позволяют повышать скорости бурения, сокращают количество спуско-подъемных операций, обеспечивают большую точность проводки скважины в заданном направлении; они предназначены для турбинного и роторного способов бурения. Эти долота по своей конструкции выпускаются в разных модификациях: спиральные, секторные и ступенчатые. Долота армируются крупными

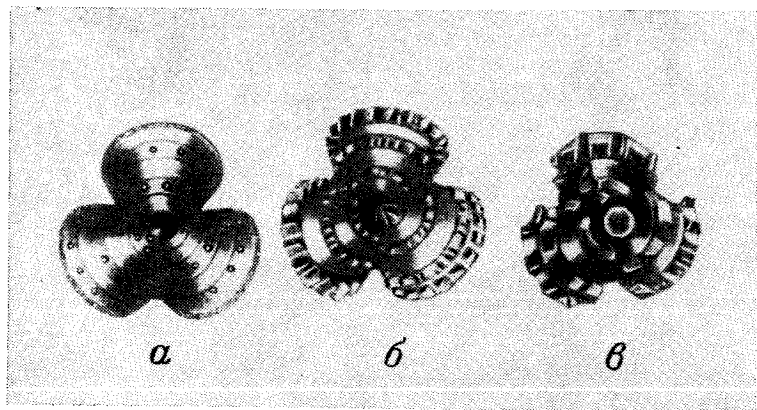


Рис. 29. Трехшарошечные долота (вид снизу).

а — тип М; б — тип Т; в — тип К.

техническими алмазами размером от 0,1 до 0,35 карата. На рис. 30 показаны секторное и спиральное долота.

В последнее время осваиваются долота, по конструкции соответствующие алмазным, но армированные специальным сверхтвердым материалом славутит. Долота типа ИСМ предназначены для проходки пород средней крепости. По данным испытаний одно долото этого типа способно заменить 30—40 твердосплавных шарошечных долот.

Для бурения скважин с отбором керна применяют колонковые долота. При бурении пород этими долотами образуются керны — цилиндры породы, получаемые в результате разбуривания забоя по кольцу. Диаметр керна в зависимости от размеров и типов долот составляет от 25 до 80 мм.

По конструкции кернаприемного устройства — колонковой трубы — долота подразделяют на долота с несъемной (постоянной) колонковой трубой и на долота со съемной грунтоноской.

Применение долот с постоянной колонковой трубой требует при бурении подъема всей колонны бурильных труб после проходки интервала, соответствующего длине колонковой трубы (от 3 до 6 м), несмотря на степень изношенности долота. При использовании долот со съемными грунтоносками колонковая труба с керном извлекается специальным ловителем на канате, а весь инструмент поднимают лишь после полного износа бурильной головки.

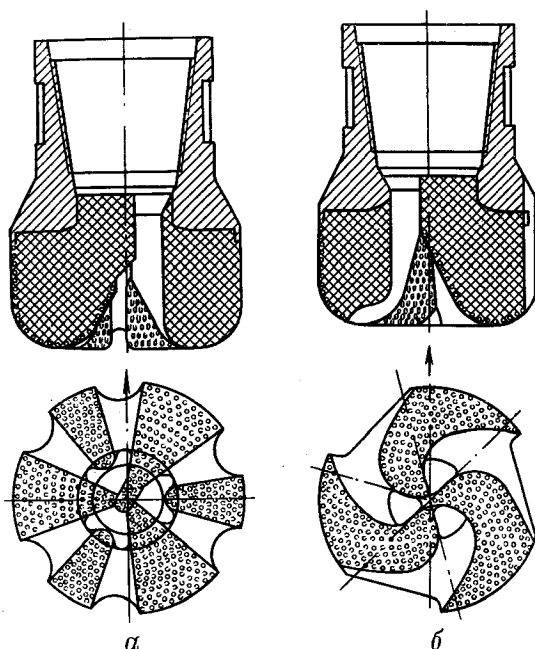


Рис. 30. Алмазные долота для бурения средних малоабразивных пород.

a — секторное для бурения роторным и турбинным способами; *b* — спиральное для бурения турбинным способом.

Колонковые долота со съемной грунтоноской в последнее время широко применяются почти повсеместно.

В турбинном бурении для отбора керна применяют турбодолота КТДЗ со съемной грунтоноской и с бурильной головкой шарошечного типа, гораздо реже в этом виде бурения применяют колонковые долота СДК1 и ДКР с несъемной колонковой трубой.

В роторном бурении применяют колонковые долота со съемной грунтоноской ДСО4 и долота СДК1, ДКР с постоянной грунтоноской.

В последние годы осваиваются усовершенствованные колонковые долота для роторного бурения: двойной колонковый набор

«Уфимец» ДКНУ и колонковый снаряд «Недра». Эти долота обеспечивают вынос керна диаметром 60 и 80 мм соответственно.

Колонковый снаряд «Недра» в 2—3 раза повышает вынос керна по сравнению с другими типами долот, увеличивает проходку за долбление и механическую скорость бурения. Он поставляется в комплекте из двух секций по 5 м каждая. Конструкция

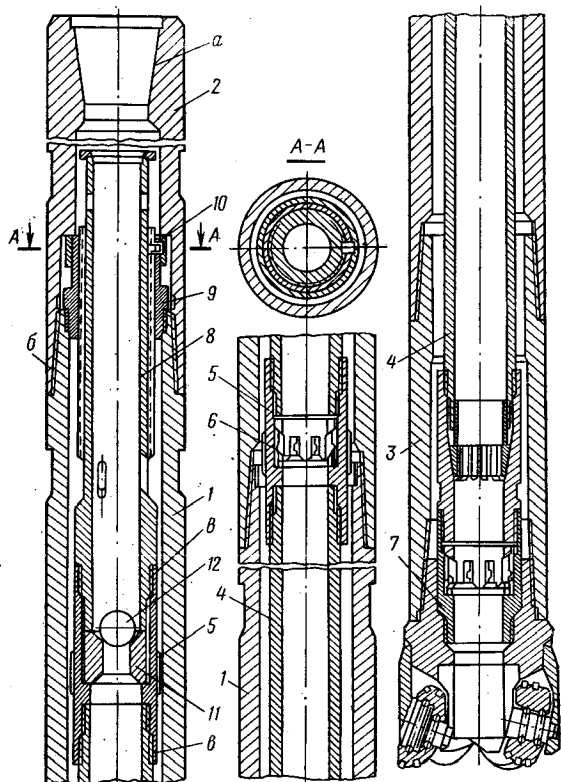


Рис. 31. Колонковый снаряд «Недра» КД11М-190/80.

1 — корпус; 2 — верхний переводник; 3 — нижний переводник; 4 — грунтонос; 5 — муфта-центриратор; 6 — кернодержатель; 7 — кернорватели; 8 — винт; 9 — гайка; 10 — фиксатор; 11 — обратный клапан; 12 — шар; а, б, в — резьбовые соединения.

снаряда предусматривает возможность сборки разного количества секций из нескольких комплектов снаряда, что обеспечивает увеличение проходки за долбление и получение более длинного керна (до 10—12 и даже 15 м). При этом вынос керна достигает 75—80%. Применение алмазных бурильных головок обеспечивает увеличение проходки за одно долбление до 30 м. На рис. 31 показана конструкция колонкового снаряда «Недра» КД11М-190/80.

Современные долота применяются с разными типами бурильных головок в зависимости от геологического разреза и конкретных условий бурения.

В качестве промывочной жидкости при вращательном бурении используют воду, глинистые растворы, глинисто-известковые растворы, растворы на нефтяной основе, эмульсионные растворы, а в последние годы природный газ или воздух. Основное назначение промывочных жидкостей состоит в очистке забоя от разбуhrиваемой породы, создании противодавления на проходимые пласты и насыщающие их флюиды, сохранении устойчивости стенок скважины, а также в охлаждении долота в процессе бурения. Наибольшее распространение среди промывочных средств имеют глинистые растворы.

От качества глинистого раствора зависит успех бурения и последующего опробования и освоения скважины. Невнимательное отношение к качеству раствора может привести к значительным осложнениям: газовым и нефтяным фонтанам, прихватам бурильной колонны и т. д. Поэтому подбору, приготовлению раствора и контролю за его качеством должны уделять внимание не только специалисты по бурению, но и работники геологической службы. Контроль за изменениями параметров глинистого раствора осуществляется обычно раз в сутки, а в особо ответственных случаях каждую смену.

К основным параметрам, определяющим качество глинистого раствора, относятся плотность, вязкость, водоотдача (способность раствора отдавать воду пористым средам), толщина глинистой корки, статическое напряжение сдвига, содержание твердых частиц, газа и содержание солей (минерализация). Описание приборов и методов определения параметров раствора подробно излагается в курсах бурения.

Параметры глинистого раствора устанавливаются в зависимости от особенностей геологического разреза, глубины скважины, предполагаемой продуктивности горизонтов, пластового давления, температуры и других факторов. Во многих нефтяных районах Советского Союза при бурении скважин в нормальных (неосложненных) условиях применяется глинистый раствор со следующими параметрами: вязкость по стандартному полевому вискозиметру СПВ-5 25—30 с, статическое напряжение сдвига через 1 мин не более 50 мгс/см², водоотдача не более 25 см³ за 30 мин, содержание песка 1—2% (не более 4%).

При бурении в осложненных условиях параметры глинистого раствора изменяются в сторону усиления таких качеств, которые предотвращали бы возможные осложнения или ликвидировали бы их в самом начале.

Для борьбы с поглощением промывочной жидкости глинистый раствор должен иметь наименьшую плотность, сохраняя при этом достаточную вязкость и начальное напряжение сдвига. В случае обвалов стенок скважины и газонефтепроявлений плотность раст-

вора увеличивают до 2200—2400 кг/м³. Изменение параметров раствора достигается путем химической обработки его различными реагентами (углещелочными, сульфит-щелочными и др.), а также добавлением утяжелителей (барита, гематита, магнетита и др.). Исследования последних лет показали высокую перспективность применения для понижения вязкости глинистых растворов продуктов переработки лигнина (нитролигнина, сунила, игетана), являющегося в настоящее время отходом целлюлозно-бумажного производства.

В некоторых случаях с целью создания наилучших условий для сохранения в кернах истинной остаточной водонасыщенности и тем самым для определения начальной нефтенасыщенности продуктивные пласты бурят с применением растворов на нефтяной основе (дизельный дистиллят или дизельное топливо), которые мало фильтруются через пористые породы. Обычно плотность таких растворов бывает около 900 кг/м³, а при утяжелении достигает 2200 кг/м³; вязкость регулируется содержанием твердой фазы (частиц битума) и концентрацией химических реагентов (мыла).

Конструкция скважины определяется как техникой проходки, так и задачами, возлагаемыми на скважину, и характеризуется такими элементами, как диаметр ствола на различных глубинах и способы крепления устья, ствола и забоя.

Диаметр скважины является одним из основных факторов ее стоимости, поэтому правильный выбор диаметра на разных глубинах имеет большое значение. Минимальный диаметр скважины определяется задачами опробования, в частности диаметрами приборов, спускаемых в скважины для вскрытия и опробования горизонтов.

Одним из важных моментов, учитываемых при выборе конструкции скважины, является возможность ее эксплуатации в том случае, если будут вскрыты продуктивные горизонты.

Рациональная конструкция скважины предусматривает крепление устья с помощью направления, которое опускается обычно на глубину от 2 до 60 м. Затем опускается кондуктор (труба меньшего диаметра) на глубину от 5 до 500—600 м, в основном до глубины 120 м. Затем в скважину помещается основная обсадная колонна на всю глубину или на значительную ее часть. В скважины глубиной около 3000 м и более иногда спускают промежуточную колонну между кондуктором и основной колонной. В схематическом виде конструкция скважины показана на рис. 32.

Приустьевая часть скважины, продуктивная часть разреза или участки с напорными водами надежно цементируются. В разведочных скважинах в большинстве случаев цемент поднимается до устья. Конструкция забоя скважин может быть различной в зависимости от намечаемых способов опробования пластов, крепости пород на забое и способов бурения.

Цементирование должно обеспечить надежное разобщение пластов, что достигается подъемом цемента на соответствующую

высоту и качеством цементирования. В случае установления недостаточного подъема цемента за колонной по данным ОЦК (отбивка цементного кольца) производятся специальные изоляционные работы. Цементное кольцо должно быть сплошным, для чего колонна перед цементированием центрируется. Большое значение имеет надежность контакта цементного камня со стенками скважины. При наличии глинистой корки такая надежность не может быть достигнута, поэтому глинистая корка должна удаляться со стенок скважины путем проработки скважины перед спуском колонны. Применяемый цемент должен удовлетворять требованиям ГОСТа для данных условий. После цементирования обсадной колонны ее испытывают на герметичность.

Испытание обсадных колонн на герметичность в разведочных скважинах производится двумя способами: опрессовкой и снижением уровня. При испытании колонн на герметичность способом опрессовки глинистый раствор предварительно заменяется на воду. Давление опрессовки на устье газовой скважины должно соответствовать ожидаемому максимальному пластовому давлению, а на устье нефтяной превышать на 20% ожидаемое максимальное давление после освоения скважины. Минимальные значения давления опрессовки должны быть не ниже величин, приведенных в табл. 6.

В случае испытания герметичности колонны способом снижения уровня откачку жидкости из скважины производят до тех пор, пока уровень не снизится на 20% ниже той отметки, при которой был получен приток из предыдущего объекта опробования.

Минимальные величины понижения уровня приведены в табл. 7.

Колонна считается герметичной после опрессовки, если давление не снижается в течение 30 мин или снижается не более чем

Таблица 6

Давление опрессовки при испытании обсадных колонн на герметичность

Диаметр колонны, мм	219	194	168	141—146	114—127
Давление на устье, кгс/см ²	70	75	80	100	120

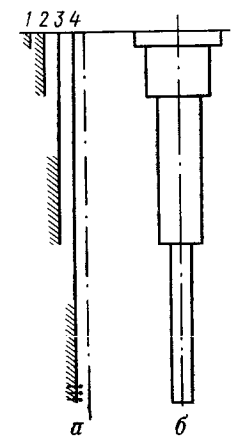


Рис. 32. Конструкция глубокой скважины.

а — технический разрез;
б — ствол;
1 — направление; 2 — кондуктор; 3 — промежуточная колонна; 4 — обсадная колонна.

Снижение уровня при испытании на герметичность

Глубина скважины, м	До 500	500—1000	1000—1500	1500—2000	Более 2000
Снижение уровня, м	400	500	650	800	1000

на 5 кгс/см² при давлении испытания свыше 70 кгс/см² и не более чем на 3 кгс/см² при давлении испытания ниже 70 кгс/см².*

При испытании способом снижения уровня колонна считается герметичной, если уровень, сниженный до требуемой величины, за 8 ч наблюдения повысится не более чем на величину, указанную в табл. 8.

Таблица 8

Допустимое повышение уровня при испытании на герметичность

Диаметр колонны, мм	Снижение уровня на глубину, м				
	до 400	400—600	600—800	800—1000	Более 1000
114—219	0,80	1,10	1,40	1,70	2,00
Более 219	0,50	0,80	1,10	1,30	1,50

В случае превышения указанных норм герметичность колонны должна быть улучшена и проверена дополнительно.

Перед началом работ по креплению скважины геолог совместно с инженером-буровиком разъясняет буровой бригаде особенности крепления и опробования данной скважины; указывают интервалы проработки, длительность промывки, параметры бурового раствора.

Со всех партий цемента, поступающих на буровую, отбирают образцы и отправляют в лабораторию. Заключение о качестве цемента должно поступить не позже чем за 24 ч до начала заливки.

Обсадные трубы перед спуском в скважину тщательно замеряют и маркируют. Особо указывают трубы, на которых устанавливают башмак, кольцо «стоп» и центрирующие фонари. Все замеры заносят в специальную таблицу.

В процессе заливки отбирают 3—4 пробы цементного раствора объемом не менее 0,5 л, по затвердении этих проб уточняют сроки стояния на затвердении.

* 1 кгс/см² в системе СИ равен 98066,5 Па.

По истечении срока ожидания затвердения цемента (ОЗЦ), уточняемого по состоянию проб цементного раствора, отобранных во время заливки, давление в колонне снижают с помощью отводной трубы («гусак») и производят определение высоты подъема цементного кольца в затрубном пространстве (ОЦК). Обязанности геолога заключаются в проверке качества геофизических измерений, промере каротажного кабеля и отбивке искусственного забоя и головы цементного кольца за трубами.

Все операции, связанные со спуском обсадной колонны и ее цементированием, тщательно документируют в хронологическом порядке.

§ 2. ДОКУМЕНТАЦИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Строительство скважины состоит из различного вида работ, основными из которых являются составление проекта, монтаж наземного оборудования, бурение, крепление ствола, опробование и передача в эксплуатацию, консервацию или ликвидацию в зависимости от полученных результатов. Указанные виды работ документируются. Документы составляют и оформляют различные специалисты: геологи, геофизики, буровики, маркшейдеры. Однако все эти документы имеют отношение к результатам разведки, и поэтому геологи принимают участие в их составлении или контролируют их. Это необходимо потому, что от качества всех технических операций при строительстве скважины зависит достоверность геологической документации. Перечень всех документов обширен, поэтому они характеризуются по группам.

1. Документы, предшествующие бурению скважины: распоряжение о переносе точки заложения скважины с плана расположения проектных скважин на местность; акт о заложении скважины; акт о выдаче точки для строительства скважины; акт об окончании строительно-монтажных работ и готовности к бурению скважины; геолого-технический наряд.

2. Документы, составляемые в процессе бурения скважины: акт о начале бурения скважины; акт контрольного замера бурового инструмента на скважине; буровой вахтенный журнал по скважине; суточный рапорт бурового мастера; акты об авариях в бурении и производстве работ по ликвидации аварий; акты о производстве работ по ликвидации осложнений на буровой; план спуска и цементирования обсадной колонны; акты о спуске обсадной колонны и цементировании колонны; акт об опрессовке колонны; акт на установку цементного моста; акт по опробованию скважины испытателем пластов в процессе бурения; журнал замеров параметров глинистого раствора; акт на окончание бурения; геологический журнал.

3. Документы по опробованию и испытанию скважины: акт о замере расстояния от муфты обсадной колонны до стола ро-

тора; акт об оборудовании устья скважины; акт на спуск насосно-компрессорных труб; акт о начале испытания горизонта; акт опробования пласта на приток нефти (воды); акт на исследование газоносного горизонта; акт об окончании испытания интервала; журнал по опробованию скважины; акт обследования скважины, намеченной к ликвидации; акт о консервации скважины; акт на ликвидацию скважины; паспорт скважины.

Основными документами при заложении скважин являются акт заложения и геолого-технический наряд. После утверждения этих документов вышестоящими организациями геолог разведки переносит проектную точку на местность и лично выдает ее представителями бурового и вышкомонтажного предприятий, на что составляется акт выдачи. При этом необходимо принять все меры по охране природных объектов — водоемов, лесных насаждений, сельскохозяйственных угодий, культурных и прочих ценностей — от порчи и потравы. Нельзя допускать строительства скважин вблизи населенных пунктов, школ, детских учреждений, больниц и т. п. Местоположение буровой согласовывается с Исполнительными комитетами местных Советов депутатов трудящихся и с хозяйственными органами (колхозами, совхозами, лесхозами и пр.), которые, согласно законодательству СССР, обязаны произвести отвод земельного участка в размерах, установленных техническими нормами. Обычные размеры участка под глубокую разведочную скважину 1,2—1,5 га без подъездных путей. Отвод земельного участка документируется двухсторонним актом.

Рациональная организация буровых работ, обеспечивающая надлежащую скорость проходки, невозможна, если у бурильщика нет необходимых сведений о разрезе пород и вероятной продуктивности отдельных горизонтов.

Для каждой намечаемой к бурению скважины заранее на основании нормального разреза и опыта проходки соседних скважин составляют геолого-технический наряд. В наряде отмечают номер скважины, цель бурения, проектный горизонт и проектную глубину, скорость проходки и основные данные по оборудованию (табл. 9).

Геолого-технический наряд вывешивают в буровой на видном месте. Перед началом бурения скважины проводится на месте пусковая конференция, на которой присутствуют геолог, инженер-буровик, инженер-экономист (нормировщик). Геолог знакомит буровую бригаду с целями и задачами бурения скважины, ее проектным разрезом и с содержанием геолого-технического наряда в целом. При этом обращается внимание буровой бригады на мероприятия по охране недр и природных угодий. Пусковая конференция оформляется протоколом, хранящимся в деле скважины.

С началом бурения рядом с геолого-техническим нарядом вывешивают график механического каротажа, заполняемый буровым мастером ежедневно. В этом графике отмечают механическую

Управление буровых работ (УБР)

Контора разведочного бурения (КРБ) _____ Проектная глубина, м _____

Участок _____

Скважина № _____ Проектный горизонт _____

Цель бурения _____

Ожидаемый дебит, м³/сут (т/сут) _____

Начало бурения _____

Окончание бурения _____

Продолжительность бурения _____

Скорость бурения, м/ст-мес _____

Глубина в масштабе, м	Стратиграфия	Геологическая часть								Техническая часть								
		Литологический проектный разрез	Предполагаемый угол падения пород, град.	Интервал проходки с отбором керна и шлама, м	Конструкция скважины, способ испытания герметичности и закрытия воды, число отверстий, высота подъема цемента	Глубина замера кривизны (м), каротаж и прочие электрометрические работы	Интервалы глубин, на которых могут ожидать нефтегазопроизведения, обвалы поглощения, потери, циркуляции и др.	Качество глинистого раствора, глубина отбора проб	Крепость пород по проекту	Количество долблений, тип и размер долот, механическая скорость (м/ч) по плану	Число оборотов ротора в минуту	Осевая нагрузка, т	Производительность насоса (л/сек), предельное давление на манометре	Оснастка талей	Скорость, м/ч	Количество свечей	Интервал (м) и скорость (м/ч) проработки и расширения скважины перед спуском колонны	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Дата составления наряда _____ 19 ____ г.

Главный геолог КРБ (УБР) _____

Главный инженер КРБ (УБР) _____

скорость проходки, число оборотов ротора, осевую нагрузку и качество глинистого раствора.

Сопоставляя данные по фактическому графику механического каротажа с данными о разрезе по геолого-техническому наряду, геолог и бурильщик имеют возможность ежедневно осуществлять контроль за бурением, корректировать и улучшать процесс бурения для получения более высоких скоростей проходки.

Надлежащее ведение документации обеспечит получение правильных сведений о геологическом строении разведываемой площади и выявление всех продуктивных горизонтов. Поэтому геолог обязан контролировать правильность и своевременность составления всех указанных документов. Особое внимание при этом уделяется буровому журналу, геологическому журналу и документам по опробованию и исследованию скважины.

§ 3. ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Прямые методы изучения разрезов скважин основаны на исследовании керна, отобранного при бурении скважины или полученного с применением бокового грунтоноса, на изучении шлама, учете скорости проходки и буримости пород, а также на наблюдениях за провалами инструмента, поглощениями промывочной жидкости и изменениями глинистого раствора.

Наиболее полная характеристика разреза и его нефтегазонасыщенности получается при сплошном извлечении и керна из скважин. Однако полный отбор керна намечается только в опорных скважинах. В параметрических скважинах отбор керна проектируется в интервалах, составляющих до 20% от глубины; в поисковых скважинах отбор керна составляет обычно 10—12% от общей проходки.

Следует учитывать, что вынос керна достигает в среднем 30—40% от интервалов бурения с отбором керна, причем в рыхлых терригенных толщах, особенно в продуктивных песчаниках, вынос керна снижается до 5—10%; повышение выхода керна до 60—80% достигается в плотных, чаще всего в карбонатных породах. В отдельных случаях, например при отборе керна двойным колонковым набором ДКНУ-190 с твердосплавной коронкой и с алмазной коронкой АКУ-143,5, выход керна диаметром 65—70 мм превышает 90% от пробуренного интервала.

В том случае, когда имеется необходимость в детальном изучении перспективной толщи на поисковой площади, в разных скважинах, проектируется отбор керна в различных интервалах разреза, что обеспечивает при относительно небольшом проценте отбора керна в каждой скважине освещение всей продуктивной толщи. В оконтуривающих разведочных скважинах керна отбирается в пределах части нефтегазонасыщенной свиты, включающей продуктивные пласты, находящиеся в разведке. В этом случае

интервал бурения с отбором керна обычно составляет 5—8% от глубины скважины.

Перед началом отбора керна из интервала, заданного согласно геолого-техническому наряду, рекомендуется произвести контрольный промер инструмента, чтобы точнее привязать отобранный керн к глубинам скважины.

Керн извлекается из грунтоноса на мостках с соблюдением правил предосторожности, обеспечивающих сохранность керна; а именно, при извлечении керна не допускаются удары по керну или грунтоноске. В случае заклинивания керн выталкивается из грунтоноса при помощи пресса. При извлечении керна на буровой должен присутствовать представитель геологической службы.

Извлеченный из грунтоноса керн очищается от глинистого раствора и плотно укладывается в специальный ящик. При этом необходимо строго следить за последовательностью и ориентировкой кусков керна. Рыхлый, рассыпающийся керн, особенно с фауной, следует предварительно завернуть в чистую бумагу, переложив отдельные куски ватой. Мелкие обломки керна сыпают в мешочки или завертывают в плотную бумагу и укладывают в установленной последовательности. Уложенный в ящик керн снабжают этикеткой, составленной в двух экземплярах, каждый из которых завертывают в плотную бумагу и укладывают в начале и в конце отобранного керна. Надписи на этикетке делают мягким простым карандашом. Если в назначенном интервале отобрать керн не удалось, то в ящик также укладывают этикетку, в которой указывают, в каком интервале глубин вынос керна отсутствовал.

В случае недостаточной освещенности разреза керном производится дополнительный отбор образцов пород боковым грунтоносом из стенок скважины в любом пробуренном интервале разреза. Однако образцы пород, отобранные боковым грунтоносом, имеют небольшие размеры. Боковыми грунтоносами отбирают образцы в первую очередь из интервалов глубин, где по данным геофизических и других исследований ожидается нефте- или газоносный пласт и где забойным керном этот интервал не охарактеризован или слабо освещен.

Отобранный керн детально изучают и описывают. В наиболее интересных участках керна отбирают образцы, и для них составляют отдельные этикетки. Из интервалов, в которых имеются признаки нефти и газа, отбирают цилиндрические образцы длиной не менее 10 см при диаметре не менее 40 мм. Эти образцы используют для определения пористости и проницаемости. Образцы, направляемые в лабораторию для исследования содержания в них нефти и воды, парафинируют (завертывают в марлю и погружают несколько раз в расплавленный парафин, давая ему каждый раз затвердеть). Парафинирование кернов производится непосредственно после отбора. Запарафинированные образцы помещают в металлические банки с плотно закрывающимися крыш-

ками или в резиновые мешочки. Образцы в банках перекладывают мягкой бумагой, ватой и т. п. Вместо парафина для консервации керна иногда применяют смесь парафина с канифолью в соотношениях 85:15. Оставшаяся часть керна после отбора образцов передается на хранение в кернохранилище, где он хранится в ящиках на стеллажах. Общая длина керна должна сохраниться, для чего в ящики на место отобранных образцов закладывают деревянные чурочки соответствующей длины.

При изучении керна получают данные о литологической характеристике пород и их стратиграфии, о коллекторских свойствах пород, о наличии признаков нефти и газа в интервалах разреза, из которых взят керн, о структурных особенностях пород и элементах их залегания.

Наличие признаков нефти и газа в кернах устанавливают предварительно на буровой на свежих образцах и поверхностях излома, а затем более детально в лаборатории. При детальном исследовании керна применяют бензиновую вытяжку, для чего образец размельчают, помещают в пробирку и заливают чистым бензином. После взбалтывания пробирку оставляют на несколько минут в покое. Окрашивание бензина в желтый цвет говорит о наличии нефти в образце. Более надежно признаки нефти устанавливаются сильными растворителями, например хлороформом. После обработки этими растворителями образца породы и фильтрования жидкости на фильтре остается коричневая полоса.

В лабораторных условиях применяют люминесцентный анализ, позволяющий обнаружить в кернах ничтожные доли битума. Керн из нефтяного и газового горизонта обычно не смачивается разбавленной соляной кислотой, что также служит одним из признаков наличия в пласте нефти или газа.

При микроскопическом изучении признаков нефти в кернах следует иметь в виду, что легкая нефть обычно дает слабые внешние признаки, но на свежих изломах образца чувствуется сильный запах бензина; тяжелая нефть характеризуется заметными внешними признаками. Керны, взятые вблизи поверхности ВНК, обычно содержат нефть и воду, свежие поверхности их изломов влажные и хорошо смачиваются соляной кислотой.

При описании признаков нефти в кернах необходимо учитывать ложные признаки, которые являются следствием попадания в керн нефти при ликвидации прихватов инструмента в скважине с помощью нефтяной ванны.

Следует иметь в виду, что интенсивность признаков нефти в кернах, как правило, не отражает действительной продуктивности горизонта, которая может быть установлена только опробованием скважин.

Литологический состав пород определяется визуально. Для глин отмечается цвет, слоистость, песчанистость, плотность, вязкость, жирность, карбонатность и другие свойства. Для песков и песчаников — размер зерен, однородность, окатанность, состав

зерен, отсутствие или наличие цемента и его характеристика, смесь зерен других пород, глинистость, карбонатность. Размер зерен песка определяется визуально и растиранием пород между пальцами: при растирании тонкозернистых пород отдельные зерна не чувствуются; при растирании мелкозернистого песка ощущаются отдельные зерна, но визуально они не различаются; в крупнозернистом песке отдельные зерна отчетливо наблюдаются невооруженным глазом.

Для карбонатных пород отмечается их состав; содержание известняков, доломитов и мергелей определяется на глаз и по реакции с разбавленной соляной кислотой, от воздействия которой порода «шипит» с различной интенсивностью; известняк при этом вскипает бурно, а доломит лишь слабо кипит в порошке.

При переслаивании пород указывается характер прослоев, их мощность, особое внимание обращается на песчаные прослои при изучении продуктивных горизонтов.

Стратиграфическая принадлежность породы устанавливается по наличию руководящей фауны или по характерным внешним признакам, присущим тому или иному стратиграфическому горизонту. Широко используются результаты определения микрофауны и микрофлоры в лаборатории.

Недостаточную освещенность разреза керном можно восполнить отбором и изучением шлама. В опорных, параметрических и поисковых скважинах шлам изучают по всему разрезу. Шлам представляет собой раздробленные куски породы, выносимые на поверхность промывочной жидкостью.

Образцы шлама отбирают через равные интервалы, величина которых зависит от характера разреза и его возможной нефтегазонасыщенности. При бурении однообразной толщи шлам отбирают через каждые 5—10 м. В случае частого чередования пластов или наличия признаков нефтегазоносности интервалы отбора уменьшаются до 1—2 м.

При появлении в буровом шламе обломков нефтегазоносных пород к отбору кернов нужно приступить немедленно, если даже глубина спуска колонкового долота не согласуется с указаниями геолого-технического наряда.

Учет скорости проходки и буримости пород, наблюдения за провалами инструмента и поглощениями промывочной жидкости позволяют получить ценные данные о разрезе скважины.

Учет скорости проходки позволяет выделить в разрезе породы различной крепости, а следовательно, и различного литологического состава. По данным замера скорости проходки строится диаграмма, по вертикали которой откладывают глубины в масштабе, а по горизонтали — время в часах, затраченное на проходку каждого метра или количество метров проходки в час. В итоге получают кривую, на которой отражаются интервалы твердых и рыхлых, трещиноватых пород. В качестве примера может служить

кривая механического каротажа, приведенная на рис. 33 в комплексе с показаниями радиоактивного и электрического каротажа. Следует иметь в виду, что характер кривой зависит в известной мере от типа и размера долот, веса инструмента, режима бурения и пр. Поэтому сопоставление диаграмм различных скважин возможно лишь в случае, когда технологический режим бурения скважин был одинаковым.

Провалы инструмента характеризуют наличие кавернзности и даже пустот; поглощение глинистого раствора обычно связано с кавернзными и сильно трещиноватыми породами, но может происходить также и в терригенных коллекторах при низких пластовых давлениях.

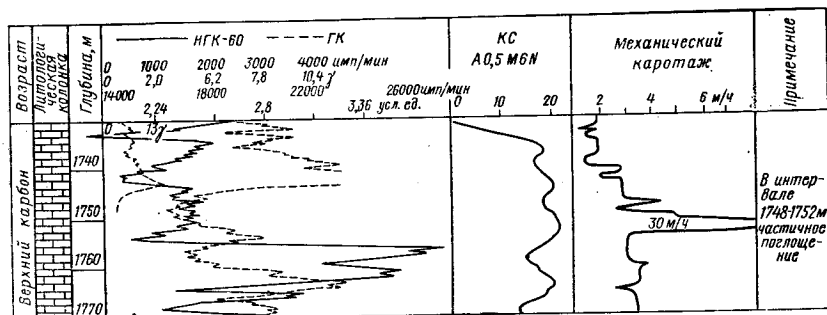


Рис. 33. Пример использования механического каротажа для выделения карстового типа коллектора.

Наблюдения за изменением глинистого раствора (насыщенностью его нефтью, разгазированием, разжижением) позволяют судить о вскрытии высокопродуктивных нефтеносных, газоносных или водоносных горизонтов.

§ 4. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся с целью изучения геологического разреза скважин, определения пространственного положения стволов скважин, изучения технического состава скважин.

Изучение геологического разреза нефтяных и газовых скважин является одной из важнейших задач промышленной геофизики и проводится посредством определения физических свойств пород, пройденных скважиной. Для этого измеряют вдоль ствола скважины физические характеристики пластов, которые, находясь в определенной связи с их геологическими свойствами, позволяют составить представление о геологическом разрезе скважины.

Основными, наиболее широко распространенными методами изучения физических свойств горных пород в разрезах пробуренных скважин являются электрический каротаж и радиоактивные методы каротажа.

Электрический каротаж основан на изучении кажущихся удельных сопротивлений пройденных пород (КС) и потенциалов собственного электрического поля (ПС) вдоль ствола скважины.

Кажущиеся удельные сопротивления горных пород меняются в очень широких пределах, от долей до сотен тысяч омметров.

Величина кажущегося удельного сопротивления (КС или ρ_k) зависит от сопротивления и мощности пласта, против которого находится зонд, сопротивления бурового раствора, диаметра скважины, зоны проникновения фильтрата бурового раствора, диаметра этой зоны, а также от взаимного расположения электродов зонда (типа зонда) и расстояний между ними (размера зонда).

Определение величин собственной поляризации (ПС) при электрическом каротаже производится одновременно с регистрацией КС. Собственное электрическое поле возникает в скважине благодаря воздействию глинистого раствора на породы, составляющие стенки скважины. Каротажные зонды бывают двух типов: градиент-зонды и потенциал-зонды.

Для определения истинного удельного сопротивления пластов и оценки глубины проникновения в них фильтрата бурового раствора применяется боковое каротажное зондирование (БКЗ). БКЗ сводится к замеру кажущихся удельных сопротивлений вдоль ствола скважины при помощи набора зондов различного размера.

Данные БКЗ позволяют получить более полное представление о характере пройденных скважиной пород и более правильно оценить удельное сопротивление продуктивного пласта, которое может быть искажено в связи с проникновением в него фильтрата глинистого раствора.

На рис. 34 показан пример расчленения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов по диаграмме стандартного каротажа.

В последние годы широкое распространение получили два метода радиоактивного каротажа: гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК).

Гамма-каротаж основан на изучении горных пород по данным измерения естественной радиоактивности, возникающей при распаде радиоактивных элементов, рассеянных в горных породах. Концентрация этих элементов чрезвычайно мала. Тем не менее при помощи специальных приборов можно измерить интенсивность γ -излучения пластов. Измерение интенсивности γ -излучения вдоль ствола скважины изображается в виде кривой, называемой гамма-каротажной.

Высокая радиоактивность характерна для глин и глинистых осадков. Значительно менее интенсивной радиоактивностью обладают пески, песчаники, доломиты и известняки. Еще более низкую радиоактивность имеют гипсы, каменная соль, ископаемые угли и ангидрит.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) основан на измерении вторичного γ -излучения, возникающего в горных породах в результате захвата нейтронов, испускаемых источником, ядрами элементов, составляющих горную породу.

Все осадочные горные породы можно подразделить по нейтронным свойствам на породы, содержащие водород, и на породы, не содержащие водорода.

По кривой НГК можно вполне успешно установить границу водонефтяного контакта в пределах однородного пласта, если этот пласт содержит высокоминерализованную воду. Показания НГК в этом случае против водонасыщенной части пласта на 15—20% выше по сравнению с нефтенасыщенной. Нейтронный гамма-каротаж позволяет также надежно определять границу газонефтяного или газоводяного раздела по повышенным показаниям против участка, насыщенного газом. Кроме того, в породах, поры которых заполнены жидкостью (нефтью или водой), по данным НГК, можно оценить их пористость.

Основным преимуществом радиоактивных методов каротажа, основанных на определении интенсивности γ -излучения горных пород (как естественного, так и вторичного), является возможность исследования скважин, обсаженных колонной.

Метод микрозондов дает возможность детально расчленить разрез, сложенный пластами малой мощности, выделить в нем

пласты-коллекторы и оценить их пористость.

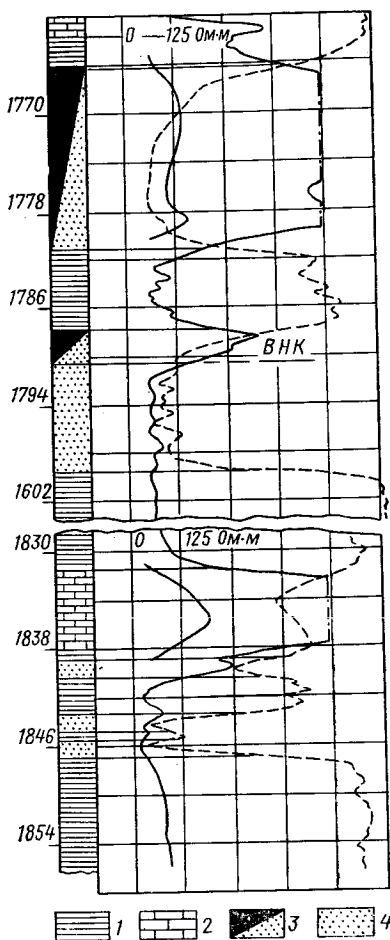


Рис. 34. Построение разреза скважин с выделением продуктивных горизонтов на основе диаграммы стандартного каротажа.

1 — глина; 2 — известняк; 3 — песчаник нефтеносный; 4 — песчаник водоносный.

Это достигается тем, что кажущееся удельное сопротивление (КС) горных пород записывается при помощи электрозонда малого размера (до 10 см), электроды которого в процессе замера прижимаются пружинами к стенкам скважины.

Боковой каротаж является также разновидностью электрокаротажа по методу сопротивлений. Благодаря особому размещению электродов влияние ограниченной мощности пласта и скважины сведено к минимуму. Тем самым боковой каротаж позволяет выделять в разрезе скважин очень тонкие прослои и оценивать их сопротивление.

Индукционный каротаж применяется для исследования скважин, не обсаженных колонной, заполненных непроводящим глинистым раствором (на нефтяной основе) или сухих.

Термометрия скважин используется главным образом для изучения геотермического градиента (ступени) в скважинах с установившимся тепловым режимом (простаивающих).

Магнитный каротаж фиксирует напряженность естественного или искусственного магнитных полей в скважине, величина которых зависит от магнитной восприимчивости окружающих пород. Этот метод помогает при сопоставлении разрезов скважин и уточнении литолого-петрографической характеристики пройденных пород.

Акустические методы основаны на изучении упругих свойств горных пород и применяются в двух модификациях: а) по наблюдениям в скважинах за распространением упругих волн; б) по изучению способности горных пород поглощать упругие колебания. Эти методы позволяют уточнить литологический состав пород разреза с целью корреляции, оценки пористости и характера насыщения коллекторов. Вторая модификация метода (по затуханию упругих колебаний) применяется также для контроля за качеством цементирования скважин.

Комплекс промыслово-геофизических исследований позволяет расчленить разрез скважины и оценить литологические свойства пройденных пород. Более достоверные результаты могут быть получены при сравнении каротажных диаграмм хотя бы по одной из скважин с литологической колонкой. Методика изучения разреза меняется в зависимости от его характера.

Промыслово-геофизические исследования дают достаточно полное представление о характере терригенных пород. На электрокаротажных диаграммах глинам соответствуют низкие кажущиеся сопротивления, обычно не превышающие 1—10 Ом·м и редко достигающие 20—30 Ом·м, и положительные аномалии на кривой ПС (при минерализации бурового раствора, меньшей минерализации пластовых вод). На кривой ГК против пластов глин отмечается повышение интенсивности естественного γ -излучения. На кривых НГК, зарегистрированных при помощи зондов большого размера ($l > 40—45$ см), глины выделяются резко пониженными

значениями вторичного γ -излучения. На кавернограммах против них отмечается увеличение диаметра скважин.

Сопротивление пластов песка колеблется в значительных пределах (от долей до тысяч омметров) и определяется в основном свойствами жидкости, заполняющей поры пласта. Пески, насыщенные нефтью, газом или пресной водой, характеризуются высокими сопротивлениями, а насыщенные минерализованной водой — низкими. На кривых ПС (при пресных буровых растворах) пески отмечаются резкими отрицательными аномалиями. На кривых ГК они выделяются пониженными значениями естественной радиоактивности. На диаграммах НГК пески характеризуются средними значениями интенсивности излучений, а плотные песчаники — повышенными. Против пластов песчаников на кавернограммах отмечается слабое по сравнению с номинальным изменение диаметра скважины.

Карбонатные породы на электрокаротажных диаграммах отмечаются высокими значениями кажущихся сопротивлений, достигающими десятков тысяч омметров. На кривых ПС карбонатные породы могут быть выражены как положительными, так и отрицательными аномалиями, что зависит от содержания в породе пелитового (глинистого) материала. Чем больше в породе содержится пелитового материала, тем сильнее кривая ПС отклоняется в сторону положительных аномалий. Отличительными признаками карбонатных пород являются низкие значения естественной радиоактивности и высокое вторичное γ -излучение. Особенно ценной для расчленения карбонатного разреза является кривая НГК, которая дает возможность судить о последовательности залегания карбонатных пород, их коллекторских свойствах и характеристике нефтегазонасыщения. На кавернограммах карбонатным породам отвечают диаметры, равные номинальному или несколько меньше против проницаемых разностей.

Гидрохимические осадки характеризуются исключительно высокими кажущимися сопротивлениями, достигающими сотен тысяч омметров, и малозаметными положительными аномалиями на кривой ПС. Они отличаются низкими значениями естественной радиоактивности, за исключением калийных солей, характерным признаком которых служит увеличение интенсивности естественного γ -излучения. На кривых НГК высокая интенсивность вторичного γ -излучения наблюдается в ангидритах и хлоридах.

При изучении разрезов скважин следует учитывать, что современный уровень интерпретации промыслово-геофизических данных позволяет получить наиболее полные и исчерпывающие данные лишь при комплексной обработке геологических и геофизических материалов.

Наиболее полный комплекс промыслово-геофизических исследований должен быть применен в опорных, параметрических и поисковых скважинах. Это обусловлено тем, что указанные скважины бурят в новых районах и на слабоизученных площадях.

В разведочных скважинах от некоторых видов промыслово-геофизических исследований можно отказаться.

Детальные геофизические исследования проводят в пределах нефтегазоносных свит. Для их изучения применяют наиболее полный комплекс, установленный для данного района, а запись делают в масштабе глубин 1:200 (весь ствол скважины изучается в масштабе глубин 1:500).

Обычно геофизические исследования в скважине проводят поинтервально, по мере бурения. Количество интервалов зависит от глубины скважины, ее конструкции, а также от числа продуктивных свит.

Газовый каротаж обычно включается в общий комплекс геофизических исследований. Газовый каротаж по глинистому раствору дает возможность в процессе бурения сделать предварительное заключение о наличии газовых или нефтяных пластов во вскрываемом разрезе. Однако необходимо иметь в виду, что полученные данные о повышенных газопроявлениях трудно точно привязать к глубине скважины.

При бурении вертикальных скважин определение пространственного положения ствола скважины и характерных точек разреза не вызывает затруднений. Плановое положение всех указанных точек определяется плановым положением устья скважины, положение точки по вертикали — глубиной данной точки. Таким образом, координаты любой точки разреза скважины в этом случае фиксируются просто.

В случае искривленных скважин определение пространственного положения характерных точек требует дополнительных измерений, называемых инклинометрическими. Для этого ствол скважины разбивается на интервалы инклинометрических измерений. В точках между ними измеряется угол отклонения ствола скважины от вертикали θ (зенитный угол) и азимут направления искривления α . В зависимости от степени кривизны скважины интервалы выбираются различными. При искривлениях до 10° принимаются интервалы 20—50 м, при значительных искривлениях и при направленном бурении они уменьшаются до 5—10 м. Измерения зенитного угла и азимута искривления производятся инклинометрами. В последнее время широко применяются инклинометры типа ИК-1, ИК-2, ИТ-200, УМИ-25. В обсаженных скважинах направление искривления может определяться гироскопическими инклинометрами.

Плановое положение точек ствола скважины устанавливается по инклинограмме, представляющей собой проекцию ствола скважины на горизонтальную плоскость. Инклинограммы различного вида приведены на рис. 35.

Вычисление ординаты (вертикальной составляющей) для любой точки производится путем введения поправки за кривизну скважины по соответствующим таблицам. В случае значительного искривления скважины вместо поправки за кривизну вычисля-

ется вертикальная составляющая каждого интервала. Порядок вычисления приведен в соответствующих пособиях (Н. Ф. Фролов, Е. Ф. Фролов, 1956).

Техническое состояние скважины характеризуется фактическим диаметром ее на отдельных участках ствола, качеством цементирования обсадной колонны, возможным нарушением колонны.

В процессе бурения скважины ее диаметр в ряде случаев может отличаться от номинального (размера долота). При этом наблюдается как уменьшение, так и увеличение фактического диаметра по сравнению с номинальным. Диаметр скважины измеряется каверномером. По результатам измерения составляется кавернограмма, которая используется для уточнения геологического разреза. При проходке плотных песчаников, известняков и доломитов диаметр близок к номинальному. В породах, размываемых буровым раствором, обрушивающихся, растворяющихся, в песках-плывунах, в кавернозных известняках и доломитах наблюдается увеличение фактического диаметра. При проходке устойчивых, но проницаемых песчаников, известняков и доломитов диаметр уменьшается за счет образования глинистой корки.

Качество цементирования обсадной колонны является решающим фактором при завершении строительства скважины. Высота подъема цемента в затрубном пространстве определяется на термограмме по резкому повышению температуры в скважине. Участки некачественного цементирования отмечаются с помощью гамма-гамма-метода. Существует специальный скважинный прибор — цементомер.

Акустическими методами в обсаженной скважине можно определить качество сцепления цементного кольца с колонной и породами. Дефекты в колонне после ее цементирования (наличие разрывов и т. д.) обнаруживаются методами термометрии и закачкой радиоактивных изотопов. В месте течи колонны термометрия может показывать резкое повышение температуры, а закачанные под давлением изотопы укажут место проникновения жидкости в затрубное пространство по радиоактивным аномалиям. Все

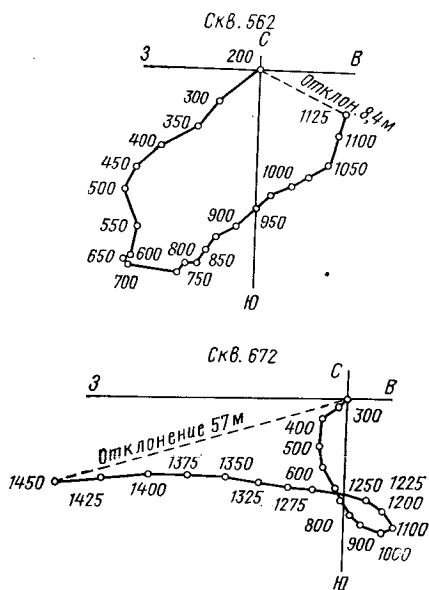


Рис. 35. Инклинограммы различного вида.

перечисленные работы производятся при участии представителя геологической службы.

По данным каротажных работ геолог составляет информацию о техническом состоянии ствола скважины: о ее кривизне, фактическом пространственном положении забоя и отклонении его от устья, удлинении за счет кривизны, об интервалах кавернообразования в обваливающихся породах, сужении диаметра скважины в разбухающих породах (глинах, гипсах), толщине глинистой корки на стенках и т. п.

§ 5. ОПРОБОВАНИЕ НЕФТЕНОСНЫХ, ГАЗОНОСНЫХ И ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Опробование возможно продуктивных горизонтов в скважинах является одним из самых ответственных видов работ при поисках и разведке. В ходе опробования из скважин извлекаются жидкость или газ и определяется их качество и количество. Опробование пластов производится в опорных, поисковых и разведочных скважинах, а также в отдельных случаях в структурных и параметрических скважинах. При этом уточняются результаты наблюдений и исследований, проведенных в процессе бурения, а также отбираются пробы для определения физико-химических свойств нефти и воды в пластовых условиях.

Выбор объектов для опробования осуществляется с привлечением всего комплекса геологических и геофизических данных, полученных как в данной скважине, так и по другим скважинам на площади и в районе.

При выделении объекта опробования учитываются зоны поглощения промывочной жидкости, провалов инструмента, газо-, нефте- и водопроявления. Учет интервалов поглощения жидкости и провалов инструмента имеет особо важное значение при опробовании карбонатных коллекторов.

Опробование производится как в процессе бурения, так и после оборудования забоя скважины. В настоящее время в процессе бурения применяется два способа опробования пластов: испытателями пластов с пакерами (рис. 36) и пластовыми пробоотборниками. Имеется значительное количество тестеров — испытателей пластов конструкции КИИ УфНИИ, КИИ ГрозНИИ и др. Испытатели пластов позволяют опробовать пласт через бурильные трубы в незакрепленной скважине. Испытатель обеспечивает изоляцию пласта от ствола скважины и создает резкое снижение давления на пласт, что обеспечивает приток жидкости.

Качество опробования при помощи испытателя пластов существенно зависит от литологии разреза. В терригенной части разреза испытатель дает менее надежные результаты, чем в плотных карбонатных породах.

Пластовые пробоотборники сконструированы на базе стреляющих или сверлящих грунтоносов. Опробование пластовыми пробоотборниками позволяет точно привязать отобранную пробу к разрезу, так как производится непосредственно после электрокаротажа.

Условия опробования горизонтов в скважинах с оборудованным забоем различны и зависят от способа оборудования забоя. Применяются три основных способа крепления забоя: установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта, сплошное цементирование колонны с последующим прострелом, цементирование колонны по способу манжетной заливки (рис. 37).

В практике поискового и разведочного бурения основным способом крепления является сплошное цементирование колонны. В ряде случаев в зависимости от разреза применяют также другие способы крепления забоя. В рыхлых песках широко используют металлические и гравийные фильтры, в известняках и крепких песчаниках забой можно оставлять открытым.

На результаты опробования в скважинах, обсаженных водозакрывающими колоннами, существенно влияют условия вскрытия пласта в процессе бурения, качество цементирования, способ перфорации колонны, способ возбуждения или вызова притока в скважину, способы обработки призабойной зоны.

При вскрытии пласта в ряде случаев возможно значительное ухудшение коллекторских свойств в призабойной зоне в результате воздействия на нее промывочной жидкости. В залежи с низким пластовым давлением происходит поглощение глинистого раствора и как следствие этого глинизация пор пласта. В коллекторах, содержащих большое количество глинистого материала, ухудшение коллекторских свойств может быть вызвано разбуханием глинистых частиц за счет воды, отфильтрованной из глинистого раствора.

Для получения при опробовании скважины надежных результатов необходимо применять высококачественные глинистые растворы с минимальной фильтрацией и с добавками, снижающими поверхностное натяжение воды.

Надежное цементирование колонны обеспечивает опробование каждого из пластов, исключая притоки из других пластов.

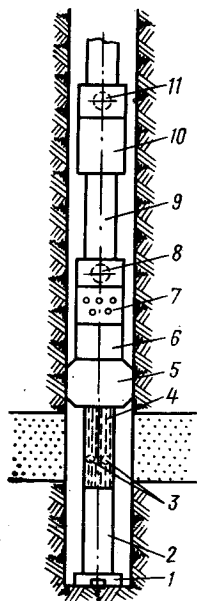


Рис. 36. Схема расположения в скважине испытателя пластов.

1 — заглушка; 2 — буровые трубы; 3 — манометры; 4 — фильтр; 5 — пакер; 6 — ясс; 7 — нижний клапанный узел; 8 — переводник с манометром; 9 — буровые трубы; 10 — верхний клапанный узел; 11 — второй переводник с манометром.

Для перфорации колонн при сплошном цементировании применяют стреляющие перфораторы различной конструкции, а также торпедирование колонн. В последние годы широко применяют пескоструйную перфорацию. В настоящее время основным видом перфорации является куммулятивная.

Плотность дыр при куммулятивной перфорации зависит от характера коллектора. Для хорошо проницаемых рыхлых пластов

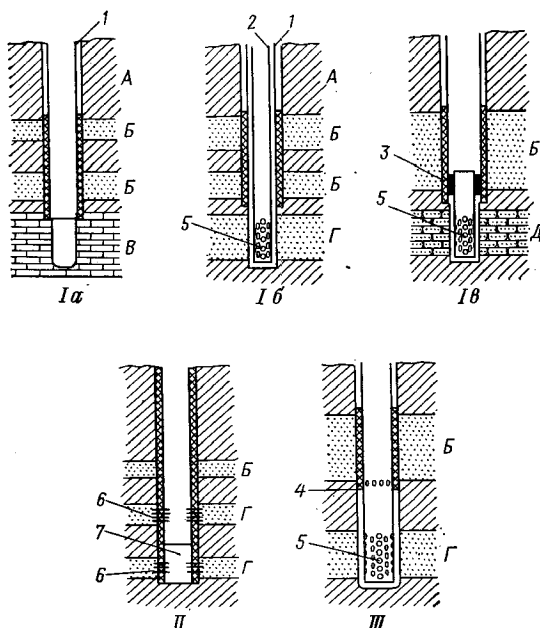


Рис. 37. Различные способы оборудования забоя в зависимости от способа крепления скважин.

При установке колонны в кровле пласта: *1а* — забой не закреплен; *1б* — забой закреплен фильтром на эксплуатационной колонне; *1в* — забой закреплен фильтром на хвостовике; *1г* — забой закреплен фильтром на последующем простреле; *1и* — при сплошном цементировании с креплением забоя комбинированной колонной; *1* — водоакрывающая колонна; *3* — пакер при хвостовике; *4* — манжета; *5* — фильтр; *6* — интервалы перфорации; *7* — мост; *А* — глины; *Б* — песок водоносный; *В* — нефтеносный известняк; *Г* — песок нефтеносный; *Д* — песчаник нефтеносный.

жидкости с песком образует отверстие в обсадной колонне и канал в цементном кольце и в породе. Эффективность вскрытия пласта различными методами иллюстрируется на рис. 38.

Возбуждение скважины, т. е. получение притока жидкости из пласта, производится различными способами в зависимости от характера коллекторов, режима залежи и величины пластового давления.

делается 4—6 дыр на 1 м интервала перфорации. Для неоднородных коллекторов плотность доводится до 20—40 дыр и даже до 60—80 дыр на 1 м.

Торпедирование производится с помощью перфоратора Колодяжного (ТПК), при этом делают 4—8 дыр на 1 м интервала перфорации. Иногда применяется торпедирование с полным разрушением колонны, когда другие способы перфорации не дают результата. При этом должны соблюдаться принципы охраны недр, в частности необходимо учитывать близость водоносного горизонта, чтобы избежать прорыва вод.

Метод пескоструйной перфорации основан на способности струи жидкости, насыщенной песком, под большим давлением разрушать как стальную колонну, так и породу за колонной. За короткое время струя

При высоком пластовом давлении приток жидкости или газа осуществляется снижением давления на забой путем замены в скважине столба глинистого раствора на воду или на нефть. Промывка производится через насосно-компрессорные трубы. Если замена глинистого раствора на воду или нефть не дает результатов, уровень снижается желонкой, свабом или компрессором. Наиболее эффективным является компрессорный способ, обеспечивающий в короткий срок значительное снижение уровня воды и в случае притока нефти или воды быструю замену технической воды на нефть или пластовую воду.

Обработка призабойной зоны при поисках и разведке применяется в тех случаях, когда нет притока жидкости и газа из возможно продуктивных или водоносных горизонтов. Повышение проницаемости пласта достигается в этом случае с помощью гидравлического разрыва или солянокислотной обработки.

При гидроразрыве в пласте образуется трещина, которая заполняется отсортированным кварцевым песком или искусственным зернистым материалом. Трещина создается высоким давлением (близким к горному или превышающим его) через скважину на пласт. В поисковых и разведочных скважинах гидроразрыв производится в случае необходимости поинтервально для каждого из опробуемых пластов. Особое значение он имеет для слабопроницаемых песчано-алевролитовых пластов, хотя применение его целесообразно для коллекторов различных типов. Установлено, что применение гидроразрыва существенно повышает эффективность разведки.

Солянокислотная обработка забоев скважин основана на способности кислоты растворять карбонатные породы и поэтому применяется для получения притока жидкости (газа) к забою или повышения его интенсивности. Растворяя карбонатные породы, кислота создает каверны и расширяет каналы, по которым жидкость или газ поступают в скважину. Солянокислотная обработка обычно во много раз увеличивает приток жидкости или газа.

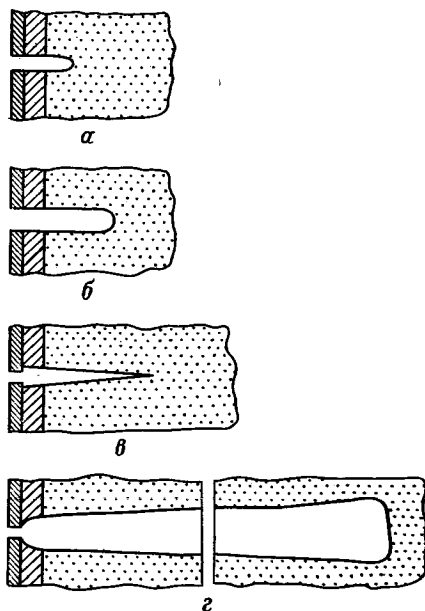


Рис. 38. Эффективность вскрытия пластов различными способами перфорации.

а — пулевая; *б* — торпедная; *в* — кумулятивная; *г* — гидропескоструйная.

Опробование пластов в поисковых и разведочных скважинах производится последовательно снизу вверх с установкой цементных мостов после каждого испытания, давшего приток жидкости или газа. Применение пластоиспытателей в обсаженных скважинах позволяет быстро испытывать значительное число горизонтов без установки цементных мостов. Мосты при таком способе опробования устанавливаются в том случае, когда это требуется для охраны недр.

Отбор проб производят после того, как скважина заполняется пластовой жидкостью с одинаковым составом по всему стволу. Для этого применяют аппарат Яковлева с небольшими желонками или глубинный пробоотборник. Пробы отбираются против интервала перфорации или выше, но не более чем на 10—15 м.

Количество отбираемой воды зависит от концентрации растворенных в ней солей. Для полного анализа слабоминерализованной воды достаточно 2—3 л; для определения K, Br, J, Ba, Sr, Li и других элементов требуется до 20 л воды. Сероводородные воды необходимо консервировать хлороформом (1—2 см³ на 1 л воды).

В случае отбора проб желонкой на месте отбора пробы воды определяется pH, все летучие и быстроокисляющиеся компоненты — H₂S, NO₂, Fe, а также радиоактивность. Количество отобранного газа должно быть не менее 1 л.

Для определения свойств нефтей в пластовых условиях пробы отбираются глубинным пробоотборником. При отборе проб нефти на анализ следует учитывать цели анализа. Для производства элементарного анализа и фракционной перегонки в лабораторных условиях необходимо отбирать пробу объемом не менее 3 л. Для технического анализа проба отбирается после установления дебитов нефти и промышленной ценности горизонта. В этом случае вес ее составляет около 50 кг, что позволяет испытать пробу в условиях, приближающихся к заводским.

Геолог принимает непосредственное участие в проведении работ по вскрытию продуктивных пластов и возбуждению скважин. Он дает промыслово-геофизической партии заказ на проведение перфорации, в котором указываются интервалы прострела и общее количество отверстий, глубина и конструкция скважины, подготовленность буровой и дата вызова притока. В процессе самих перфорационных работ в присутствии геолога делается промер кабеля и определяется правильность спуска перфораторов на заданную глубину. Ведется тщательное наблюдение за положением уровня жидкости в колонне (падение его или перелив жидкости, появление пленки нефти, пузырьков газа и пр.). Если из скважины начнется возрастающий перелив жидкости, и на ее поверхности появится пленка нефти или пузырьки газа, то, невзирая на количество прострелянных отверстий, нужно немедленно прекратить перфорацию и закрыть задвижку.

Вызов притока из пласта в скважину требует особенно тщательного наблюдения со стороны геолога. Прежде всего контроли-

руется измерение насосно-компрессорных труб и правильность установки труб с промежуточными продувочными отверстиями на заданных глубинах.

Во время продувки геолог фиксирует давление на компрессоре и буфере скважины, продолжительность продувки, поведение скважины — первое появление нефти, газа или пластовой воды. При свабировании измеряется количество рейсов и откачанной жидкости, погружение сваба под уровень, состояние сваба каждого рейса. Особенно тщательно следует наблюдать за изменением уровня в скважине и появлением пластовых жидкостей.

С началом фонтанирования нефтью или газом работы по возбуждению прекращаются и задвижка закрывается. На устье скважины устанавливаются фонтанная арматура, отводная труба, после чего задвижка открывается вновь и фонтанирование продолжается до полной очистки ствола скважины от технической жидкости.

При опробовании в открытом стволе испытателем пластов геолог определяет глубину установки резиновых уплотняющих пакеров (по кавернограмме) и совместно с инженером по бурению конструкцию низа колонны буровых труб. Контролируется установка испытателя, производится разгрузка бурильной колонны и открытие испытателя пластов. При подъеме испытателя нужно зафиксировать качество и количество жидкости, попавшей внутрь труб, определить соотношение нефти, газа и бурового раствора в этой жидкости и отобрать пробы.

§ 6. ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Исследования продуктивных пластов занимают гораздо больше время, чем опробование, и поэтому проводятся в основном в процессе пробной эксплуатации, осуществляемой на основе соответствующих проектов. Задачей этих исследований является сбор данных для последующего определения коэффициента продуктивности, проницаемости, пьезопроводности и других параметров.

Исследования законтурных частей продуктивных пластов в скважинах производятся с целью установления положения ВНК, ГВК по методу В. П. Савченко, для характеристики законтурной зоны, режима залежи и условий ее заводнения при разработке.

Водоносные горизонты на разведочных площадях и в регионе в поисковых, разведочных, опорных, параметрических и других скважинах исследуются с целью получения необходимых материалов для гидрогеологических построений. При этом отбираются пробы пластовой воды и растворенного в воде газа, замеряются статические уровни, давление, температура и ведутся наблюдения за динамикой указанных характеристик.

Основой всех применяемых методов исследований является изменение давления на забоях скважин и изменение в связи с этим

скорости движения жидкости или газа в залежи. Давление либо снижают ниже пластового, либо повышают выше пластового. В первом случае фильтрация жидкости (газа) происходит из залежи в скважину, а во втором — из скважины в залежь. Давление изменяют путем отбора жидкости (газа) из скважины или путем закачки в скважину жидкости (газа).

Существующие приборы для гидродинамических исследований пластов позволяют с высокой точностью регистрировать давление как на забое (глубинный дифференциальный манометр ДГМ-4), так и на устье скважины (манометр Корнелюка-Яковлева), а также фиксировать уровни (различные типы самопишущих пьезографов, например пьезограф Яковлева, эхолоты).

По характеру режима работы исследуемых скважин методы исследования разделяют на два основных вида: 1) исследования скважин при установившемся режиме работы (метод установившихся отборов) и 2) исследования скважин при неустановившемся режиме работы, при котором прослеживается подъем или понижение уровня или давления.

Метод установившихся отборов состоит в том, что при исследовании скважины изменяют режим ее работы один или несколько раз. При каждом режиме измеряют установившееся забойное давление и соответствующий ему дебит жидкости (нефти, воды) и газа для нефтяных скважин и дебит газа для газовых. Режим работы скважины считается установившимся, если два замера забойного давления и дебита, следующих друг за другом через определенное время, различаются не более чем на 10%. Желательно, чтобы диапазон изменения депрессии (разница между пластовым и забойным давлением) был возможно большим: от наименьшей депрессии, при которой к скважине еще происходит приток жидкости, до наибольшей, при которой еще не происходит выделения свободного газа на забое. Остальные величины давления при исследовании должны равномерно распределяться между этими крайними значениями.

Для определения депрессии необходимо знать величину пластового давления. Замер пластового давления надо осуществлять до начала работы скважины, а в работающих скважинах только после остановки их на известный отрезок времени, в течение которого давление в призабойной зоне должно восстановиться до пластового.

Метод установившихся отборов широко применяется при исследовании фонтанных нефтяных, переливающих водяных и газовых скважин. При исследовании фонтанных скважин режим их работы устанавливается сменой штуцеров. При каждом режиме измеряют дебит нефти и попутного газа, забойное давление, газовый фактор и процент содержания воды и нефти. Перед началом исследований на новом режиме скважина должна поработать некоторое время до выхода на стационарный режим.

Исследование газовых скважин производится путем определения дебита газа и давления на устье при различных режимах работы. Расход газа измеряется шайбным измерителем критического истечения (прувером), давление — образцовым манометром и температура — максимальным термометром с ценой делений 0,1°. Перед исследованием скважины продувают в течение 15—20 мин и затем полностью закрывают до полной стабилизации давления, что происходит обычно за 2—3 ч.

При испытании скважины исследуют содержание в газе конденсата, воды, частиц породы и т. д.

Продуктивность отдельных пластов и пропластков в залежи устанавливается раздельно поинтервальным опробованием; в условиях устойчивых пород и при отсутствии песчаных пробок такое опробование может производиться без изоляции нижних испытанных пластов.

Поинтервальное исследование пластов значительно упрощается применением глубинных дебитометров (конструкции ВНИИ, РГД-1-М и др.), при помощи которых можно раздельно определять дебиты нескольких пластов. Это осуществляется обычно следующим образом. Дебитометр устанавливается последовательно в кровле каждого из группы исследуемых пластов; производится замер дебита нижнего пласта, а затем суммарного дебита и подключаемых пластов. Зная дебит нижнего пласта и суммарные дебиты последовательно увеличивающихся групп пластов, нетрудно определить дебит каждого пласта группы. Если подключение нового пласта не дает увеличения дебита, то это свидетельствует о том, что он не дает притока нефти в скважину.

Дебитометры позволяют также давать дифференцированную характеристику продуктивности отдельных интервалов пласта (рис. 39).

Метод прослеживания уровня или давления был предложен в 30-х годах В. П. Яковлевым. Сущность его состоит в том, что путем отбора или подлива жидкости понижают или повышают уровень в скважине, изменяя тем самым давление на ее забое. Затем наблюдают за изменением положения уровня во времени, отмечая перемещение уровня за соответствующие промежутки времени.

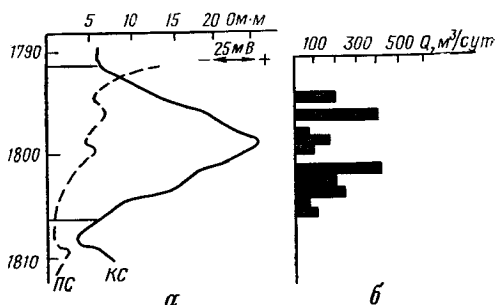


Рис. 39. Результаты замеров притока жидкости из продуктивного пласта дифференциальным дебитометром.

а — электрическая характеристика пласта;
б — дебитограмма.

Аналогичным по принципу является метод прослеживания давления, при котором скважину также выводят из состояния равновесия, а затем наблюдают за изменением во времени забойного давления.

При этом методе исследования давление на забой скважины и на призабойную зону все время изменяется, и под влиянием упругих свойств жидкости и пласта связь между притоком жидкости и забойным давлением становится иной по сравнению с той, которая была бы при установившихся отборах жидкости. Несмотря на этот недостаток метод прослеживания давления в условиях разведки получил довольно широкое распространение, так как его применение связано с меньшими потерями нефти, чем при исследо-

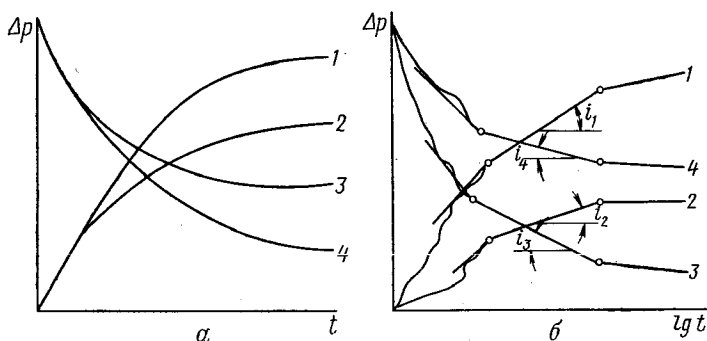


Рис. 40. Кривые восстановления давления.

a — в координатах Δp и t ; b — в координатах Δp и $\lg t$;
1, 2, 3, 4 — кривые, снятые при разных условиях исследования скважин.

вании скважин методом установившихся отборов. Обработка результатов исследования скважин методом прослеживания давления позволяет определять ряд параметров, например проницаемость или гидропроводность.

На рис. 40 показаны кривые восстановления давления, построенные в координатах депрессия Δp и время t (рис. 40, а) или в координатах Δp и $\lg t$ (рис. 40, б).

Кривая 1 (рис. 40, а) снята при остановке скважины с большим дебитом, кривая 2 — при остановке с меньшим дебитом; кривые 3 и 4 сняты при пуске скважин с различными дебитами. При обработке кривых на них выделяют отдельные прямолинейные участки (рис. 40, б).

Коэффициент проницаемости можно определить по среднему прямолинейному участку. Расчет производится по формуле

$$k_{\text{пр}} = \frac{2,3Q\mu}{\lg i \cdot 4\pi h}, \quad (\text{VI.1})$$

где Q — дебит жидкости;

μ — вязкость;

h — мощность пласта;

$\operatorname{tg} i$ — угловой коэффициент или тангенс угла наклона прямолинейного участка к оси времени, определяемый по формуле

$$\operatorname{tg} i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}, \quad (\text{VI.2})$$

где Δp_2 и Δp_1 — крайние точки депрессии, взятые на прямолинейном участке;

$\lg t_2$ и $\lg t_1$ — соответствующие значения логарифмов времени.

В тех районах, где сбор нефти из разведочных скважин не налажен, в настоящее время применяют экспресс-метод исследования, не предусматривающий пробной эксплуатации скважин. Этим методом изучают как переливающие, так и непереливающие скважины. Метод заключается в изменении давления на забой, которое осуществляется чаще всего путем подкачки воздуха компрессором, что обеспечивает оттеснение уровня жидкости на несколько десятков метров. Закачанный воздух затем выпускают из скважины. В ходе исследования образцовыми манометрами измеряют давление подкачиваемого воздуха на устье скважины и глубинными манометрами давление на забой.

Нефтяные фонтанные скважины можно исследовать путем выпуска в атмосферу естественного газа из скважины. По результатам исследования скважин экспресс-методом строят графики изменения забойного давления и изменения объема жидкости в скважине.

На методах исследований скважин при неустановившемся режиме фильтрации основана методика изучения пластов, называемая гидро разведкой. Основными элементами этой методики являются гидропрослушивание и самопрослушивание скважин.

Гидропрослушиванием называется наблюдение за изменениями статического уровня или давления в скважинах, происходящими вследствие изменения отбора жидкости в соседних скважинах того же пласта или соседних пластов. Скважины, в которых изменяют режим работы пласта, называют возмущающими, а те скважины, в которых наблюдают эти возмущения, называют реагирующими.

Вид исследования, когда наблюдают за изменением давления на забое скважины, вызванным изменением отбора жидкости из этой же скважины, называется самопрослушиванием. Самопрослушивание является синонимом отмеченного выше метода прослеживания давления.

Гидро разведка — пока единственный метод, позволяющий путем наблюдений в скважине выявлять многие важные особенности строения продуктивного пласта в большом отдалении от

этой скважины. Гидроразведка позволяет исследовать не всю толщу пробуренных скважиной пластов, а только один вскрытый пласт, но зато на тысячи, десятки и сотни тысяч метров.

Метод гидропрослушивания имеет преимущества перед другими гидродинамическими методами исследований. Этот метод позволяет наиболее полно осветить продуктивный пласт, определить качественно и количественно гидродинамическую связь между скважинами и пластами, а в комплексе с другими методами оценить неоднородность пласта, выявить литологические экраны и газовые шапки.

Исследование скважин проводит специальный отряд под общим руководством геолога разведки. Геолог контролирует полноту и качество сбора информации: отработку на каждом режиме положенного количества часов, замер дебита специальными емкостями — мерниками, а не случайной тарой (замеры 200-литровой бочкой, например, совершенно недопустимы), замеры давления на забое, буфере, в затрубном пространстве образцовыми манометрами, замер газового фактора, качество записи кривых восстановления давления и индикаторных кривых, правильность замера пластового давления, отбор глубинных проб нефти, газа, воды и др.

По результатам опробования и исследования геолог составляет акт, в котором указывает все сведения о заложении, бурении, фактическом геологическом разрезе и его нефтегазодонности, продуктивных объектах, креплении, возбуждении, опробовании, исследованиях и прочих операциях и дает рекомендации о дальнейшем использовании скважины.

§ 7. ЗАВЕРШАЮЩИЕ ОПЕРАЦИИ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ

На поисковых и разведочных скважинах, выполнивших свое назначение или не выполнивших в силу тех или других причин, необходимо проведение соответствующих мероприятий для завершения их строительства и дальнейшего использования.

Поисковая и разведочная скважины со спущенной колонной, выполнившие свое назначение, могут быть а) переданы в эксплуатацию, если они вскрыли промышленные горизонты; б) законсервированы, если ими вскрыты не удовлетворяющие условиям горизонты или отсутствует промысловое обустройство для ввода скважин в эксплуатацию; в) переданы под наблюдение как пьезометрические, если они вскрыли такие части разреза, на которых необходимо вести постоянные исследования; г) ликвидированы. В скважинах, подлежащих ликвидации, может извлекаться обсадная колонна выше зацементированной части в том случае, если это допустимо по условиям охраны недр. Ликвидированные скважины заполняют до устья тяжелым буровым раствором, а на устье ставят заглушку.

В случае завершения бурения скважины без обсадки, что допустимо при соблюдении правил охраны недр, такая скважина при ликвидации заливается глинистым раствором.

К числу скважин, частично не выполнивших своего назначения, прежде всего относятся те из них, которые при доведении до проектной глубины не вскрыли намеченного горизонта. Для таких скважин в случае технической возможности составляется дополнительный проект для бурения их до намеченного горизонта. При отсутствии такой возможности скважина ликвидируется, как не выполнившая своего назначения.

Аварийные скважины в ряде случаев могут создавать угрозу недрам и окружающей среде на поверхности. Иногда они остаются необсаженными в части ствола или по всему стволу, поэтому ликвидация таких скважин представляет значительные трудности.

Переливающие водой скважины приводят к неоправданным потерям воды, часто являющейся целебной или содержащей полезные компоненты. Перелив вод, даже не представляющих ценности, ведет к порче угодий, вызывая заболачивание, а в отдельных случаях вызывает угрозу гибели животных. Открытые газовые и нефтяные фонтаны служат причиной потери этих полезных ископаемых, порчи угодий и загрязнения среды, особенно водоемов, вызывая в этих случаях гибель рыбы.

Ликвидация аварийных скважин представляет собой обычно сложный процесс. Основная задача при этом состоит в том, чтобы закрыть истекающие через устье воду, нефть и газ. В случае ограниченных дебитов обычно удается залить такие скважины тяжелым глинистым раствором. Ликвидация мощных открытых фонтанов производится путем бурения наклонных стволов с целью вскрытия пласта вблизи ствола аварийной скважины. Поступление жидкости или газа в новый ствол уменьшает аварийный выброс и облегчает его ликвидацию путем заливки аварийной скважины тяжелым глинистым раствором.

Скважины, оказавшиеся в результате опробования продуктивными, передаются промыслу по акту. К акту прилагается экземпляр всех документов, собранных в процессе бурения. Если промысел еще не создан, то скважина ставится в консервацию. Акт консервации согласовывается с территориальной горно-технической инспекцией и утверждается вышестоящей организацией.

При ликвидации непродуктивных скважин проводятся мероприятия по охране угодий. Накопленные при опробовании нефть и воду закачивают обратно в скважину, грязевые приемы и земляные амбары засыпают, территорию буровой очищают от всех металлических, деревянных, бетонных и прочих предметов и материалов, выравнивают, а затем передают по акту соответствующим местным организациям.

На ликвидацию скважин геолог составляет акт, который также согласовывается с территориальной горно-технической инспекцией и высылается на утверждение вышестоящим организациям

(геологоуправлению, объединению и т. п.). К акту ликвидации прилагаются описание разреза, каротажные диаграммы, справки о стоимости, акт опробования, закрытия устья и другие необходимые документы.

Глава VII

ОБРАБОТКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обработка геологических материалов при поисках и разведке сводится к обобщению получаемых сведений и созданию определенного представления о геологическом строении площади. Такое представление легче всего создать в форме модели залежи, которая изображается на графических документах: литолого-фациальных картах, профильных разрезах, структурных картах, картах распространения численных значений того или другого признака (мощности, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др.). Кроме того, модель характеризуется геологическими описаниями. Создание такой модели принято называть геометризацией месторождения (залежи).

В зависимости от объема полученных сведений, их качества и методов обработки модель будет характеризоваться различной степенью соответствия объекту изучения — месторождению, залежи, горизонту и т. д. Это соответствие в основном определяется полнотой охвата суммы изучаемых признаков, а также степенью достоверности представлений о каждом из них. Графические построения являются не только иллюстрацией к описаниям месторождений, но и методом анализа, позволяющим получить наиболее правильное представление о геологическом строении изучаемого объекта. В настоящей главе рассматривается методика создания моделей залежей и месторождений.

§ 1. СОСТАВЛЕНИЕ И КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Основным документом, в котором отражены все данные по исследованиям скважины, является разрез скважины. Он составляется в процессе бурения на специальном бланке. На бланк последовательно наносятся данные, позволяющие установить положение геологических границ, сведения о литологической характеристике пройденных пород, о глубинах вскрытия газонефтеносных горизонтов и их характеристике. Для нефтеносной свиты обычно принимается масштаб 1 : 500 или 1 : 200.

Обычно рядом с коротажной диаграммой наносят данные о керне (рис. 41). При этом слева от диаграммы отмечают интервалы проходки и вынос керна, а затем на колонку наносят результаты его описания. В случае неполного отбора керна отдель-

ные куски его привязывают в пределах выделенного интервала на каротажной диаграмме к участкам, геофизическая характеристика которых наиболее соответствует литологическим разностям пород. Учитывая возможное расхождение в глубинах привязки керна по каротажной диаграмме и по промеру инструмента, необходимо к работе по привязке керна к разрезу относиться особенно внимательно. Литологическая колонка строится как по данным керна, так и по данным промысловой геофизики, поэтому колонку по вертикали разделяют на две части. На левой стороне указывают части разреза, охарактеризованные по описаниям керна, на правой— строят всю колонку по данным керна и промысловой геофизики.

После нанесения всех данных на разрез скважины производится расчленение вскрытой толщи отложений с учетом комплекса всех проведенных исследований и наблюдений, прежде всего данных промысловой геофизики (чаще всего используются диаграммы стандартного каротажа и кривые ПС), керна, а также испытаний возможно продуктивных горизонтов. На разрезе на основе фаунистических определений выделяют стратиграфические границы свит и горизонтов с указанием их глубины залегания, углов падения и литологических характеристик. Наносят границы продуктивных и водоносных горизонтов. Важное значение при расчленении разрезов имеет опознавание и выделение маркирующих горизонтов.

Если какой-либо пласт незначительной мощности выделяется среди вмещающих его слоев по тому или иному признаку, позволяющему проследить его в разрезах скважин, то весь такой пласт в целом может быть принят за маркирующий горизонт. Для пластов значительной мощности в качестве маркирующего горизонта при сопоставлении разрезов принимают обычно кровлю или подошву такого пласта.

Стратиграфическое расчленение разреза дается слева от шкалы глубин и литологической колонки. Справа от диаграмм каротажа на разрез наносится литологическое описание выделенных пластов.

Сопоставление разрезов скважин или их корреляция позволяет выяснить характер распространения по площади отдельных свит, горизонтов, пластов и является основой для построений профильных разрезов и карт— важнейшей геологической документации, дающей представление о строении месторождения. Корреляция разрезов производится путем использования различных методов. Основными способами являются корреляция по внешним признакам, включая макрофауну, по показателям микроскопических исследований (в основном по микрофауне), по химическому составу пород, по геофизическим свойствам пород, по нефтепроявлениям и другим признакам.

Методы корреляции могут иметь местное или региональное значение, т. е. использоваться при корреляции разрезов в пределах площадей или регионов.

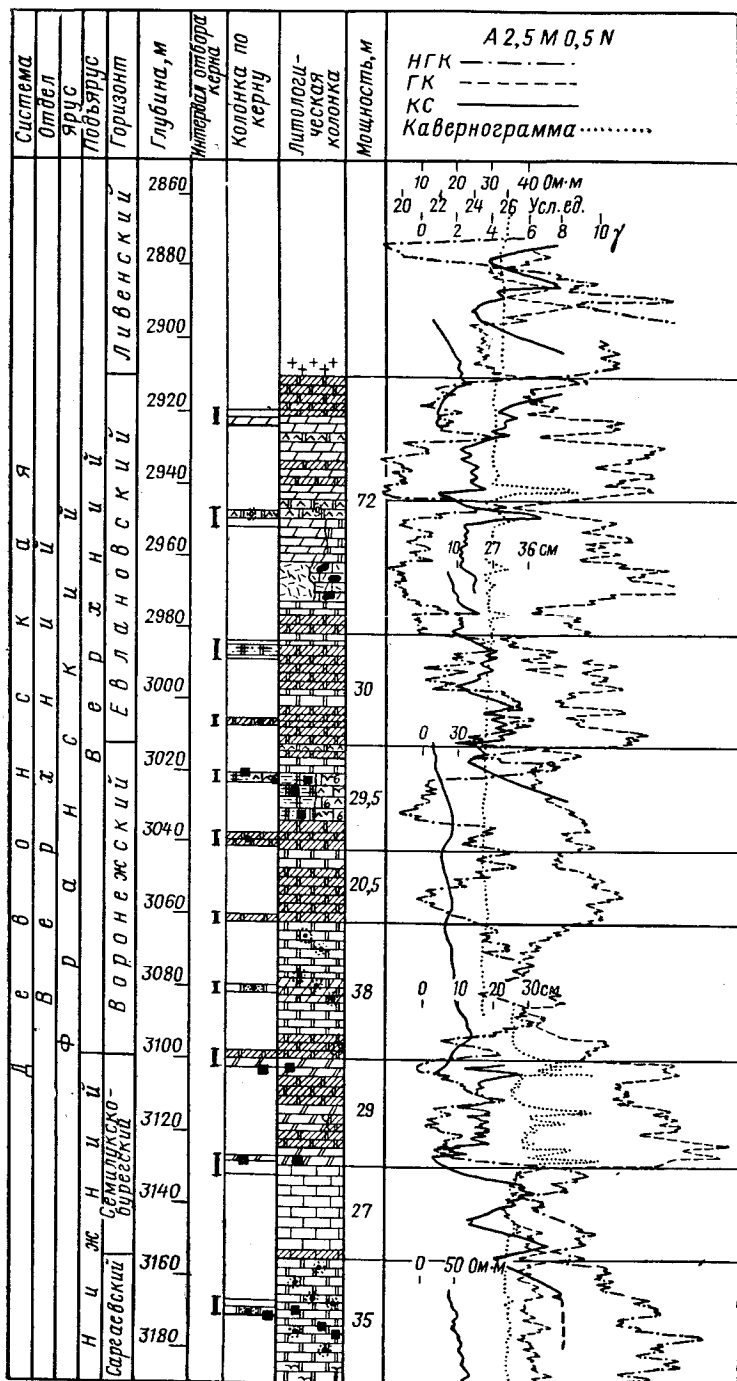


Рис. 41. Геолого-геофизический разрез девонских отложений по скв. 4 Реницкой площади, Белоруссия (по Ю. И. Марьенко и Д. С. Галустовой).

- I. Каменная соль
- II. Переслаивание мергелей, глинистых доломитов и доломито-ангидритов. Мергели темно-серые, плотные, крепкие, тонкослоистые
- III. В кровле пачки доломито-ангидриты темно-серые, тонкокристаллические. В средней части пачки переслаивание туфов и известняков. Туфы зеленые, кристаллические, тонкокристаллические, основную массу породы составляют полевые шпаты. Известняки темно-серые, тонкокристаллические, содержат обильную гальку туфов. В нижней части пачки по геофизическим данным переслаивание мергелей и доломитов
- IV. Доломиты глинистые, местами с алевроитовой примесью, зеленые и зеленовато-серые, слоистые и массивные, тонкокристаллические, слаботрещиноватые, в трещинах содержится битум
- V. Переслаивание доломитов и известняков. Доломиты глинистые, с алевроитовой примесью, серые до темно-серых, тонкокристаллические, слоистые. Известняки ангидритовые, брекчиевидные, местами онколитовые, преимущественно микрокристаллические, с сутурными швами, выполненными битумом
- VI. Доломиты глинистые, темно-серые до черных, с зеленоватым оттенком, тонкокристаллические, массивные
- VII. Доломиты глинистые, серые до темно-серых и черных, мелкокристаллические. В нижней части пачки отмечаются прослой известняков мощностью до 5 см. Известняки сильно глинистые, с обильной фауной брахиопод и зернами пирита
- VIII. Переслаивание доломитовых мергелей с глинистыми доломитами. Доломитовые мергели темно-серые до черных, зеленовато-серые, крепкие, массивные, местами неяснослоистые. Глинистые доломиты темно-серые тонкокристаллические
- IX. По геофизическим данным известняки, в нижней части пачки глинистые
- X. Доломиты светло-серые до темно-серых, тонкокристаллические, слабопористые, с зернами пирита, в нижней части пачки отмечаются сутурные швы с битумом

Сопоставление по внешним признакам производится в основном по керну, реже по шламу. При этом особенно важное значение имеет палеонтологический метод, основанный на изучении макрофауны, микрофауны (фораминифер, остракод и т. п.), а также на данных споро-пыльцевого анализа.

При корреляции разрезов скважин по петрографическому составу используется закономерная приуроченность определенных групп тяжелых и частично легких минералов к узким интервалам разреза при весьма широком региональном распространении минералов этих групп.

Для корреляции имеют особое значение рассеянные элементы, присутствующие в осадочных породах в малых концентрациях (Sr, Ba, V, Ni, Cu). Корреляция по химическому составу пород производится на основе химического и спектрального анализов. Определение рассеянных элементов химическими методами весьма затруднено и требует много времени и средств. С помощью спектрального анализа его можно производить быстро и в массовом порядке.

Методы корреляции, основанные на данных геофизических исследований скважин, являются основными в настоящее время ввиду того, что эти исследования производятся во всех скважинах и охватывают разрезы полностью, без перерыва.

Данные промысловой геофизики могут быть использованы в целях корреляции самостоятельно, например для сопоставления

разрезов скважин по регионально прослеживаемому реперу. Однако наилучшие результаты получаются при комплексном использовании геофизических данных и материалов исследования керна и шлама.

Технические методы корреляции отражают механическую сторону работы долота на забое скважины. При такой корреляции учитывается время, затраченное на чистое бурение (проходку) 1 м долотом определенного типа. Применение этого метода корреляции возможно в пределах одной площади при постоянстве литологического разреза.

Результаты корреляции разрезов наглядно изображаются на корреляционной схеме (рис. 42). На ней указываются глубины залегания и мощности всех стратиграфических подразделений, выделенных на каротажных диаграммах сопоставляемых скважин с учетом всего комплекса корреляционных признаков. При построении корреляционных схем горизонтальный масштаб не учитывается, а вертикальный — выбирается в зависимости от целей исследования. Если сопоставляются скважины, вскрывшие значительные по мощности толщи пород, то применяют масштаб 1:2000; для более детального изучения какой-либо части разреза применяют масштаб 1:1000 или 1:500, а для продуктивной части — 1:200.

Разрезы скважин на корреляционной схеме изображаются в виде колонок шириной 1—2 см, размещенных на одинаковых расстояниях друг от друга. Обычно расположение разрезов скважин на схеме соответствует таковому на изучаемой площади. В. А. Долицкий рекомендует выносить на края корреляционной схемы наиболее полные разрезы скважин. Разрезы скважин при сопоставлении выравниваются по уровню опорного пласта (репера), кровлю или подошву которого принимают за горизонтальную плоскость. Горизонтальная линия на чертеже, фиксирующая указанную плоскость, называется линией сопоставления.

Опорные реперы нужно выбирать в верхней части разреза из числа пластов, выдержанных по мощности и четко выделяемых на значительной территории. Если в разрезах скважин отмечается поверхность несогласия, то ее не следует принимать за линию сопоставления. В этих случаях лучше выбирать опорные пласты выше поверхности несогласия, но в непосредственной близости от нее.

По линии сопоставления на всех разрезах скважин выписывают глубины залегания сопоставляемой поверхности, а затем на каждой колонке последовательно выше и ниже опорного пласта откладывают в выбранном масштабе видимые мощности одноименных слоев и указывают их глубины. Границы одноименных слоев соединяют прямыми линиями так, чтобы каротажные диаграммы пересекались на соответствующих отметках; поверхности несогласия наносят волнистыми линиями. На одной-двух колонках

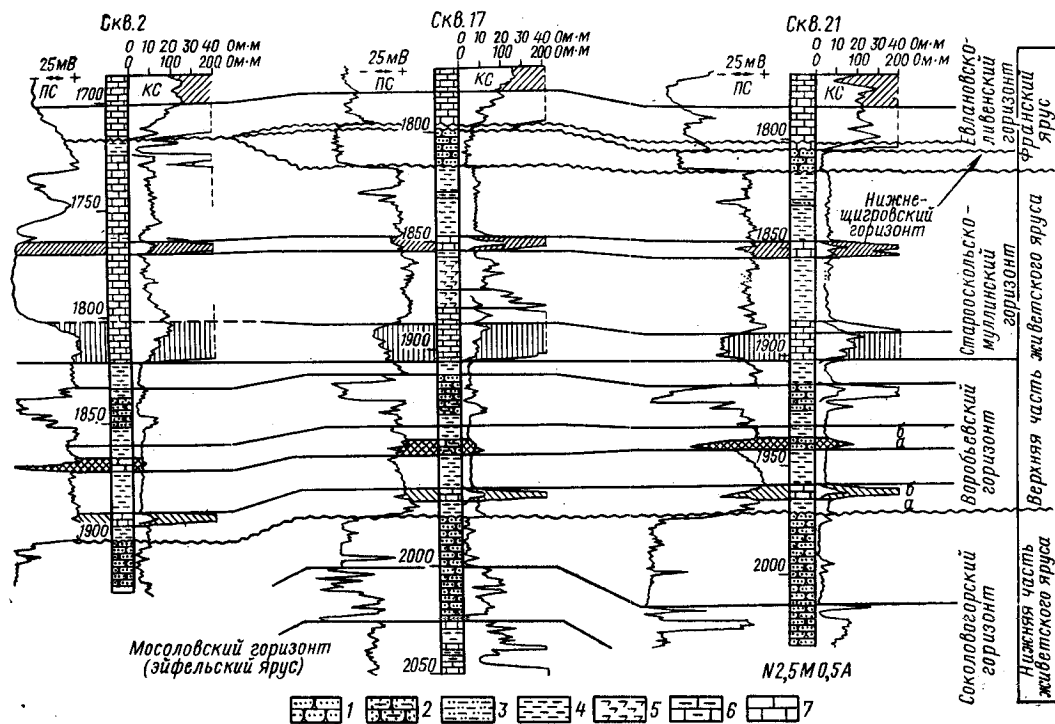
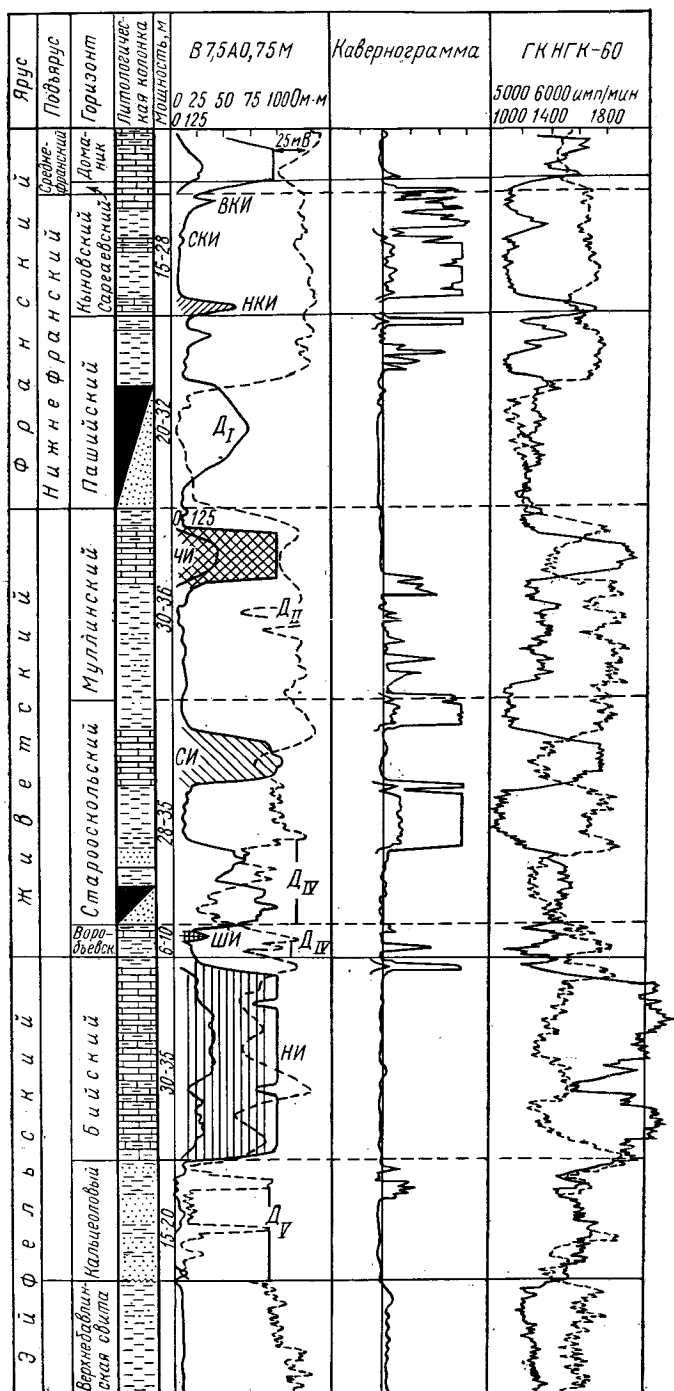


Рис. 42. Корреляционная схема разрезов среднего девона Советской площади, Саратовская область (по В. А. Долицкому).

1 — песчаники; 2 — песчаники глинистые; 3 — алевролиты; 4 — аргиллиты; 5 — мергели; 6 — известняки глинистые; 7 — известняки.



условными знаками наносят литологические разности пород. В правой части схемы вычерчивают стратиграфическую колонку, в которой указывают индексы и стратиграфическую принадлежность пластов.

§ 2. СОСТАВЛЕНИЕ ТИПОВОГО И НОРМАЛЬНОГО РАЗРЕЗОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ)

Одной из основных характеристик геологического строения является разрез отложений, развитых на площади. Разрезы отдельных скважин могут характеризовать отдельные участки площади, поэтому возникает необходимость в создании разрезов, характеризующих всю площадь. Такими разрезами являются типовой и нормальный; их составление производится на основе корреляции разрезов скважин и определения средних значений мощности сопоставляемых пластов.

Для построения типового разреза используются вертикальные мощности пластов; при незначительном искривлении скважин можно использовать видимые мощности пластов, что позволяет наносить на разрез электрокаротажную характеристику пород. Типовой разрез необходим при составлении проектных разрезов новых скважин, благодаря ему облегчается контроль за бурением.

На нормальный разрез наносят значения истинной мощности вскрываемых скважиной пластов. При его составлении предварительно пересчитывают видимые мощности пластов на истинные с учетом угла падения пластов и кривизны скважин (методика пересчета приведена ниже).

Типовые разрезы чаще составляют на промысловых площадях, а нормальные разрезы — на разведочных. Нормальные и типовые разрезы строят по литологическим (по керну) и по геофизическим характеристикам пород. Таким способом получают комплексный геолого-геофизический разрез.

При составлении типового и нормального разрезов учитываются особенности геологического строения площади, фациальная изменчивость пластов, изменчивость их мощности, характер взаимопереходов разных фаций в пределах одного стратиграфического комплекса (неоднородность пластов) и т. д. В случае выдержанного залегания пластов на месторождениях составляется один типовой или нормальный разрез. Если в ряде скважин наблюдается резко отличный характер отложений, то для этого участка площади составляется свой типовой или нормальный разрез. Пример типового разреза приведен на рис. 43.

Рис. 43. Типовой геолого-геофизический разрез терригенной толщи девона Шкаповского месторождения (по Г. П. Ованесову).

ВКИ — верхнекыновский известняк; *СКИ* — среднекыновский известняк; *НКИ* — нижнекыновский известняк; *ЧИ* — черный известняк; *СИ* — средний известняк; *ШИ* — шкаповский известняк; *НИ* — нижний известняк.

В условиях существенного изменения разреза отложений по площади наряду с несколькими типовыми разрезами целесообразно составлять сводный геолого-геофизический разрез.

В. А. Долицкий рекомендует следующую схему составления сводного разреза. Выдержанные пласты фиксируются одинаково

по обоим краям литологической колонки. Существенно изменяющиеся по мощности и литологии пласты изображаются следующим образом: по левому краю колонки откладываются минимальные мощности, а по правому краю — максимальные; концы отложенных отрезков соединяют наклонными линиями.

Поверхности несогласий наносят волнистыми линиями: горизонтальные поверхности изображают горизонтальными линиями, негоризонтальные — наклонными от правого края колонки к левому. Явления типа эрозийного вреза изображаются более сложными по конфигурации волнистыми линиями (рис. 44).

Особыми знаками на литологической колонке указывается характер продуктивности пластов. Справа от литологической колонки выписывают минимальные и максимальные значения мощности

Рис. 44. Сводный геолого-геофизический разрез отложений одной из площадей (по В. А. Долицкому).

отдельных стратиграфических подразделений, слева указывают интервалы отбора керна и места, в которых определена фауна. В левой части чертежа в масштабе вычерчивается шкала глубин, в правой части — стратиграфическая колонка.

Пересчет значений мощности видимой (наблюдаемой в скважине) в вертикальную и истинную (нормальную) производится на основе геометрических зависимостей с учетом падения пласта и направления искривления скважины.

Приблизительно истинные значения мощности горизонтов опре-

деляются по профильным разрезам, построенным вкрест прости-
рания пород.

Вычисление истинной мощности горизонта или пласта, прой-
денного вертикальной скважиной, производится по общеизвестной
формуле

$$m_{\text{и}} = m_{\text{в}} \cos \alpha,$$

где $m_{\text{и}}$ — истинная (нормальная) мощность;

$m_{\text{в}}$ — вертикальная мощность;

α — угол падения слоев.

Вертикальная мощность горизонта определяется по разрезу
скважины обычно по каротажной диаграмме, угол падения по-
род — по керну, структурной карте или
пластовым наклономером.

Определение истинной мощности пла-
ста, пересеченного искривленной скважи-
ной при наличии кернов, отобранных
из пласта или толщи, его включающей,
производится, исходя из замеров кажущегося (видимого) угла падения по керну
и видимой мощности пласта в разрезе
искривленной скважины (рис. 45).

Из рассмотрения рис. 45, на котором
изображен пласт, пройденный скважиной
с отбором керна, легко установить следую-
щую зависимость:

$$m_{\text{и}} = m_{\text{в}} \cos \beta, \quad (\text{VII.1})$$

где $m_{\text{и}}$ — истинная мощность пласта;

$m_{\text{в}}$ — видимая мощность пласта, т. е.
разность глубины залегания
кровли и подошвы слоя;

β — видимый (отнесенный к плоскости, перпендикулярной
к оси скважины) угол падения пласта, замеренный по
керну.

При бурении имеет значение угол встречи пласта α ($\alpha + \beta = 90^\circ$).

Определение истинной мощности толщи или пласта, пересекае-
мых искривленной скважиной, по структурной карте графическим
путем производится, когда истинные элементы залегания пород
могут быть установлены по структурной карте или другим спосо-
бом. На рис. 46, а показана структурная карта пласта, пересекае-
мого скважиной.

При наличии инклинограммы и каротажной диаграммы можно
определить пространственное положение кровли и подошвы пласта.
Плановое положение кровли и подошвы пласта на структурной
карте определяется точками А и В.

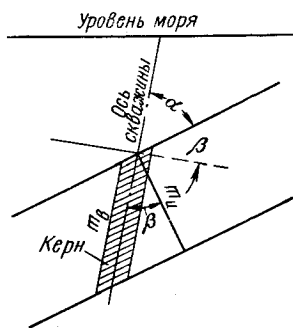


Рис. 45. Условия опреде-
ления истинной мощности
пласта по кажущемуся
углу падения в керне и
видимой мощности (сече-
ние пласта вкрест про-
стирания).

Снесем на структурной карте точку B на линию, перпендикулярную простиранию пласта, получим точку B_1 . Зная высотное положение кровли в точке A и подошвы в точке B_1 (B), а также угол падения α , определяемый по структурной карте, построим в масштабе профиль по линии AB_1 , т. е. по линии падения (рис. 46, б). Кровлю пласта проведем через точку A под углом α , подошву — через точку B_1 параллельно линии AA_1 . Истинная мощность толщи или пласта легко определяется по чертежу графически — это отрезок AC .

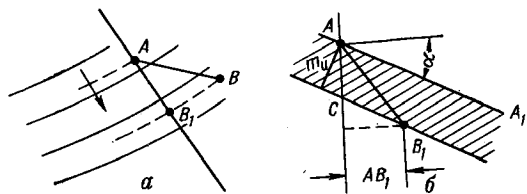


Рис. 46. Определение истинной мощности по структурной карте графическим способом.

a — структурная карта; $б$ — разрез пласта вкост простирания.

Для определения истинных мощностей толщ, вскрытых искривленной скважиной, применяют формулу

$$m_{\text{и}} = \pm l_1 \cos \varphi \sin \alpha \pm h \cos \alpha, \quad (\text{VII.2})$$

где α — истинный угол падения пород; в данном случае этот угол определяется по структурной карте, керну или пластовым наклонотером;

l_1 — расстояние в плане по линии, соединяющей точки в кровле и подошве толщи, т. е. в косом сечении (рис. 47);

φ — угол, образованный линией l_1 и направлением падения слоев; он определяется по структурной карте и инклинограмме;

h — превышение точки, лежащей в кровле толщи, над точкой, лежащей в подошве толщи, т. е. разность отметок этих точек.

Знаки перед слагаемыми выбираются в зависимости от соотношения оси скважины и направления падения пород. Выбор их производится на основе схем, построенных для каждого отдельного случая.

Зависимости между величинами формулы (VII.2) легко устанавливаются из рис. 48.

Если плоскость искривления скважины совпадает с плоскостью падения пласта, то на сечениях изображаются оси скважины различного направления искривления (рис. 27). Если же плоскость искривления скважины проходит в косом направлении или искривление скважины пространственное, то на сечении вкост простирания

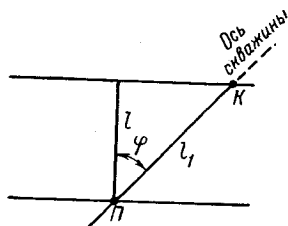


Рис. 47. Схема-план проекции оси скважины, пересекающей пласт.

l_1 — косое сечение; l — проекция отрезка l_1 на нормальную линию падения; φ — угол между нормальным и косым сечением; $K, П$ — точки пересечения соответственно кровли и подошвы пласта со скважиной.

рания изображают проекции осей скважин, а не сами оси, что не меняет положения, так как косое сечение в плане учитывается формулой $l = l_1 \cos \varphi$ (рис. 47). Что касается высотных отметок кровли и подошвы толщи, их берут из результатов обработки инклинометрических измерений, когда определяют отметки всех точек ствола скважины.

При искривлении скважины вверх по восстанию пласта (рис. 48, А) устанавливают следующие зависимости:

$$m_n = a + b = l_1 \cos \varphi \sin \alpha + h \cos \alpha; \quad (\text{VII.3})$$

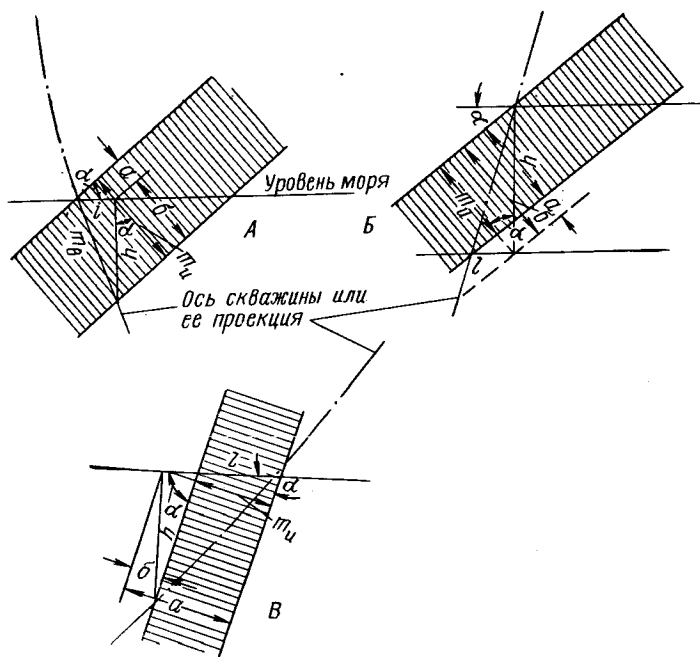


Рис. 48. Определение значений истинной мощности горизонтов и толщ, пересеченных искривленными скважинами, по формуле $m_n = \pm l_1 \cos \varphi \sin \alpha \pm h \cos \alpha$.

А, Б, В — различные условия пересечения толщи скважиной.

при искривлении в плоскости падения пласта слагаемое $l_1 \cos \varphi \sin \alpha$ превращается в $l \sin \alpha$.

При искривлении скважины вниз по падению (рис. 48, Б) формула принимает следующий вид:

$$m_n = b - a = h \cos \alpha - l_1 \cos \varphi \sin \alpha. \quad (\text{VII.4})$$

В случае (рис. 48, В), когда скважина пересекает сначала подошву пласта, а затем его кровлю и когда ее ось образует

с вертикалью угол больше, чем угол между вертикалью и пластом, формула видоизменяется следующим образом:

$$m_n = a - b = l_1 \cos \varphi \sin \alpha - h \cos \alpha, \quad (\text{VII.5})$$

Если линии простирания в точках вскрытия кровли и подошвы не параллельны, то угол φ следует принимать равным среднему значению из двух измерений.

Если искривленная скважина пересекает горизонтально залегающий пласт, истинная мощность равна разности отметок кровли и подошвы пласта в точках их пересечения скважиной.

§ 3. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ

Геологические профильные разрезы являются обычно первыми обобщающими документами, которые дают представление о строении месторождения (площади). Профиль является сечением площади, на котором в масштабе изображаются особенности строения всей толщи пород или только части разреза (обычно продуктивных горизонтов).

Наряду с профильными разрезами, построенными в пределах площади, строят региональные профильные разрезы, секущие структуры значительных размеров (части геосинклинальных зон, предгорные прогибы, части платформ и т. д.). Профильные разрезы обычно составляют вкрест простирания или по простиранию структурных элементов, реже по различным косым сечениям.

Такие разрезы в сочетании с картами (геологическими, структурными, литологическими и т. д.) дают возможность достаточно наглядно представлять себе форму залежей или крупных геологических тел, соотношение геологических элементов, характер размещения в пространстве свойств выделенных геологических подразделений, т. е. создают графическую модель месторождения или более крупного геологического элемента.

В зависимости от размеров объекта изучения (площадь, регион) и сложности его строения профильные разрезы строят либо в одном вертикальном и горизонтальном масштабе (складчатые области), либо в различных масштабах. В последнем случае горизонтальный масштаб бывает намного мельче вертикального (искаженные профильные разрезы); искаженные профильные разрезы строят для месторождений платформенных областей и больших регионов.

Профили вычерчивают с определенной ориентировкой в зависимости от направления относительно стран света, располагая слева направо: юг—север, юго-запад—северо-восток, запад—восток, северо-запад—юго-восток.

Вначале проводятся горизонтальная линия, соответствующая уровню моря или другой отметке, и рейки, служащие вертикаль-

ным масштабом и ограничивающие разрез с краев; на эту горизонталь наносят точки, фиксирующие положение скважин в выбранном направлении; через точки проводят вертикали, на которые наносят разрезы скважин или проекции разрезов. Разрезы скважин наносят в неизменном виде в том случае, если профильное сечение проходит через вертикальную скважину. Разрезы скважин, лежащих в стороне от профиля или искривленных скважин, проектируются на плоскость профиля. Под проектированием разрезов понимают чисто геометрические построения, когда разрез скважины переносится на плоскость профиля. При этом происходят изменения видимых значений мощности и наклона пластов. Такое геометрическое проектирование разрезов скважин на профильное сечение делают только в тех случаях, когда нормальный разрез отложений не меняется на расстоянии от скважины до профильного разреза.

В случае заметных изменений фациальных условий или мощностей свит и горизонтов в пределах указанных расстояний необходимо предварительно построить короткий профиль по двум-трем скважинам, секущий основной профиль. На нем найдет отражение изменение литологии или мощности вскрытых свит. На основной профиль в этом случае наносят разрез со вспомогательного короткого профиля. Такой разрез берут с линии пересечения короткого и основного профиля.

После нанесения на плоскость профиля разрезов скважин приступают к построению собственно геологического профиля путем проведения геологических границ с учетом представлений об особенностях строения площади.

При вычерчивании профильных разрезов не изображают всех данных, приводимых на разрезах скважин, а ограничиваются в основном проведением стратиграфических границ, границ отдельных пластов, изображением разрывов, а также залежей нефти и газа. Выделенные стратиграфические горизонты обозначают общепринятыми индексами, а в отдельных случаях раскрашивают или штрихуют. На крупномасштабных профильных разрезах обычно показывают конструкцию скважин.

При сопоставлении разрезов скважин на профильном разрезе особое внимание уделяют последовательности залегания слоев во всех разрезах скважин. Нарушение нормальной последовательности или выпадение из разреза отдельных слоев и пачек свидетельствуют о наличии тектонических нарушений или стратиграфических несогласий. Такие аномалии должны быть зафиксированы в каждой скважине (если они имеются), чтобы по сочетанию их положений в пространстве можно было установить характер нарушения или несогласия.

Следует учесть, что использование фактического материала позволяет иногда по-разному трактовать геологическое строение, в частности проводить линии нарушений, сопоставлять горизонты и т. д. В таких случаях в последующем при получении новых

данных необходимо уточнить проведенные построения. Пример профильного разреза приведен на рис. 49.

Проектирование разрезов скважин на плоскость профиля производится как по простиранию, так и по падению слоев. Тот или другой способ выбирают в зависимости от соотношения направления плоскости профиля и простирания пород. При

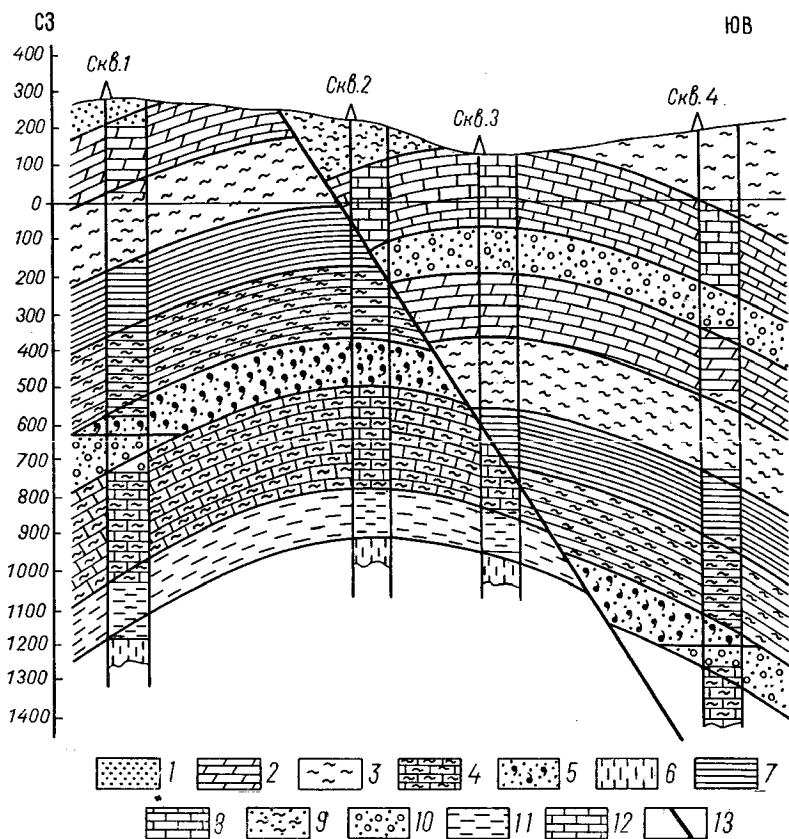


Рис. 49. Геологический профильный разрез (по М. А. Жданову).

1 — песок; 2 — доломит; 3 — глина; 4 — мергель; 5 — нефтеносный песок; 6 — гипс; 7 — битуминозный сланец; 8 — известняк; 9 — глинистый песок; 10 — водоносный песок; 11 — песчаник глинистый плотный; 12 — глинистый сланец; 13 — тектоническое нарушение.

проектировании по простиранию отметки всех горизонтов остаются неизменными; при проектировании по падению необходимо ввести поправку в отметках за счет падения пород.

При проектировании разрезов вертикальных скважин на профильный разрез по простиранию этот разрез в неизменном виде с сохранением отметок наносится на линию проектирования на

профиле, а при проектировании таких скважин по падению их разрез также переносится в неизменном виде, но с изменением отметок горизонтов. В этом случае поправка Δh вычисляется по формуле

$$\Delta h = \pm l \operatorname{tg} \alpha, \quad (\text{VII.6})$$

где l — расстояние от скважины до профиля по линии падения (восстания);

α — угол падения пород.

Проектирование разреза наклонной (искривленной) скважины на вертикальную плоскость профиля (рис. 50) сводится к проектированию характерных точек разреза скважины: различных реперов, границ отдельных толщ, поверхностей нарушений, водо-нефтяных контактов и т. д.

Положение ствола скважины на плоскости геологического профильного разреза в случае необходимости показывают условно по ряду спроектированных точек разреза. Проектирование характерных точек разреза скважины производится методом координат. На профиле за ось абсцисс принимают линию уровня моря, а за ось ординат — вертикаль, проходящую через устье скважины, если оно лежит на линии профиля, или проекцию устья скважины на линию профиля. Устье переносится на профиль путем проектирования его по простирианию или падению пластов.

По инклинограмме, на которую предварительно наносят положение профиля, определяют расстояние (в масштабе инклинограммы) от устья скважины или проекции устья скважины на профиль до проекции любой точки на линию профиля по простирианию или вкрест простирання.

Определенные таким образом абсциссы переносят на профиль в соответствии с его горизонтальным масштабом.

Ординаты y_1, y_2, \dots, y_i вычисляют по отметкам глубин, установленных по коротажной диаграмме или другими методами, и замерам кривизны согласно формулам

$$H_i = L_i - \Delta L_i, \quad y_i = H_i - z_i, \quad (\text{VII.7})$$

где H_i — вертикальная глубина любой точки скважины от ее устья;
 L_i — измеренная длина участка скважины от ее устья до данной точки;

ΔL_i — суммарная поправка за кривизну;

z_i — отметка устья скважины.

Поправку за кривизну находят для каждого интервала замера из таблиц (Брод И. О., Фролов Е. Ф., 1957, 661 с.; Фролов Н. Ф., Фролов Е. Ф., 1956, 164 с.), а затем суммируют в интервале от устья до нужной точки.

При использовании наклонных скважин для различных построений вначале необходимо по инклинограмме определить величину горизонтального смещения. Если величина смещения в горизонтальном масштабе профиля не превышает 2 мм, то им

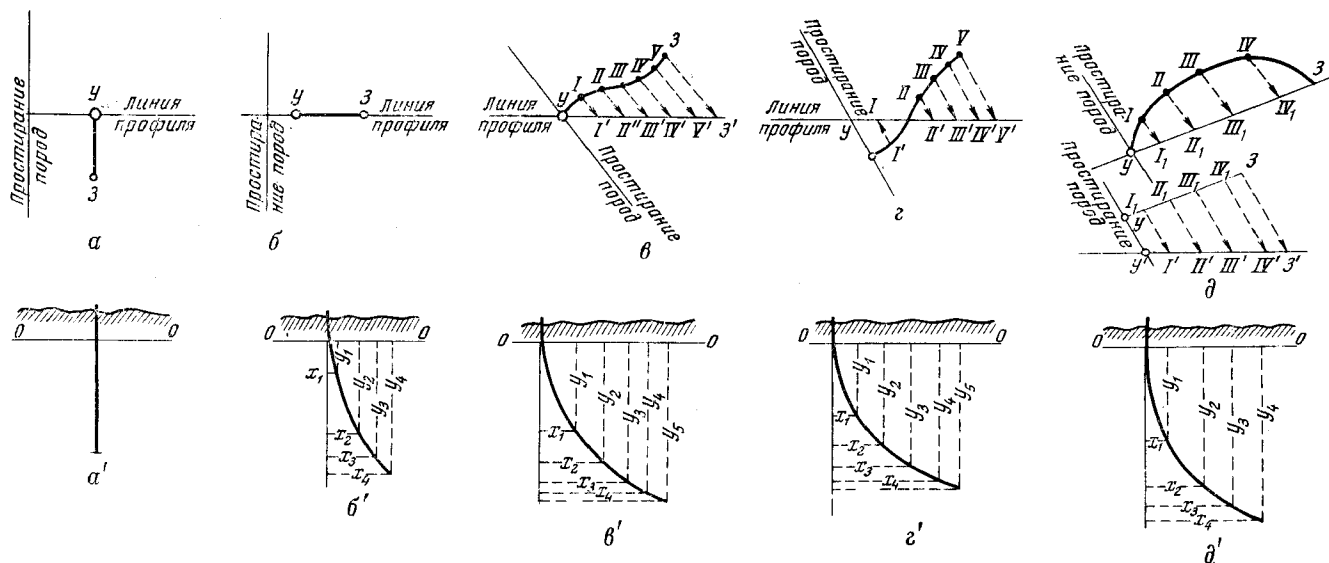


Рис. 50. Особенности проектирования разрезов наклонных скважин на плоскость профиля в зависимости от соотношения направления профиля, кривизны скважины и простирания пород.

$a, б, в, г, д$ — проекции стволов скважин в плане; $a', б', в', г', д'$ — то же на плоскости профиля; $У, З$ — устье и забой скважины в плане; I, II, III, IV, V — точки пересечения оси скважины с реперными поверхностями в плане; $У', З', I', II', III', IV', V'$ — проекции по простиранию на профиль устья, забоя и реперных точек ствола скважины; I_1, II_1, III_1, IV_1 — проекции реперных точек ствола скважины на базисную линию (линия горизонтального смещения); $x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n$ — координаты реперных точек на плоскости профиля.

можно пренебречь и скважину считать практически вертикальной. В значения глубин тем не менее необходимо вносить поправки за кривизну скважины.

При работе со значительно искривленными скважинами (горизонтальное смещение забоя около 1000 м) рекомендуется строить инклинограммы в масштабе 1:1000 или 1:2000 для получения компактных чертежей.

К построению профильных разрезов необходимо приступать после корректировки структурной карты путем учета всех имеющихся данных, в том числе и разрезов наклонных скважин. Неточное проведение изогипс обуславливает неправильное определение простирания, что при проектировании разреза скважин на линию профиля может привести к значительным ошибкам.

Особенности проектирования точек разреза скважин параллельно простиранию пород зависят от типа искривления скважины (в одной плоскости или пространственного), направления искривления и положения скважины относительно профиля.

При наличии искривления скважины в одной плоскости, параллельной простиранию, на геологическом профиле все точки разреза скважины проектируются с учетом поправок за кривизну на вертикаль, проходящую через устье скважины (рис. 50, а'), а в случае искривления скважины в одной плоскости, совпадающей с профильным сечением, точки разреза скважины, полученные проектированием методом координат, лежат в плоскости профиля на линии, соответствующей действительной форме кривой скважины (рис. 50, б').

В случае искривления скважины в одной плоскости, ориентированной произвольно, точки разреза скважины проектируются в соответствии со случаями, изображенными на рис. 50, в, в', г, г'.

При пространственном искривлении скважины абсцисса каждой точки определяется как расстояние от устья скважины (рис. 50, в, в') или от проекции устья скважины на линию профиля (рис. 50, г, г') до проекции проектируемой точки на линию профиля. Ордината определяется обычным способом по формуле (VII.7).

Когда искривленная скважина находится в стороне от профиля и когда на инклинограмму не представляется возможным нанести линию профиля в пределах границ проектирования из-за того, что инклинограмма охватывает незначительную часть плана, приходится проектировать разрез поэтапно с помощью дополнительной базисной линии, обычно проводимой через устье и забой, т. е. служащей линией горизонтального смещения забоя скважины (рис. 50, д). В этом случае надо на инклинограмму нанести направление простирания пород и параллельно этому простиранию с инклинограммы спроектировать точки реперных горизонтов I, II, III, IV на базисную линию. Получим проекции I_1 , II_1 , III_1 , IV_1 .

На карте на линию горизонтального смещения забоя скважины, принимаемую за базисную линию, наносим в соответствующую

щем масштабе полученные проекции точек. Эти проекции вторично проектируем на линии профиля I', II', III', IV' . Расстояние по профилю от проекции устья скважины до проекции реперных точек $y' - I', y' - II', y' - III', y' - IV'$ являются абсциссами интересующих нас точек x_1, x_2, \dots, x_n . Ординаты точек вычисляются обычным способом по формуле (VII.7).

Проектирование геологических разрезов искривленных скважин вкрест простирания производится способом, аналогичным проектированию по простиранию. Ось ординат (основная вертикаль) в этом случае на плоскости профильного сечения проводится через точку, соответствующую проекции на плане устья скважин на линию профиля вкрест простирания.

Ордината каждой точки определяется по значениям глубины с учетом поправки за кривизну скважины, а также поправки за наклон пласта, определяемой по формуле (VII.6).

На практике Δh часто определяют по структурной карте как разность в абсолютных отметках пласта между действительным положением точки и проекцией ее на профиль.

Все данные, необходимые для проектирования геологических разрезов скважин на профильное сечение, сводятся в таблицу (табл. 10).

Таблица 10

Данные для проектирования разрезов скважин на профильное сечение (скв. 815, отметка устья 37, 6 м, горизонтальное смещение забоя 496 м, суммарное удлинение 83,46 м)

Характерные точки	Глубина залегания, м	Поправка на кривизну скважины, м	Абсолютная отметка точки (ордината), м	Величина горизонтального смещения точки, м	Абсцисса точки на профиле при горизонтальном масштабе 1 : 25 000, см
Кровля палеоцена	610	10,67	561,7	54,0	0,20
Кровля маастрихта — дата	726	16,33	672,0	94,5	0,38
Кровля коньяка — сантона-кампана	700	18,88	713,5	108,0	0,43
Кровля турона	918	27,17	853,2	165,0	0,66
Кровля сеномана	962	28,97	895,5	179,0	0,71
Кровля апта — альба	1225	43,11	1144,3	269,5	1,08
Репер в толще апта — альба	1732	67,36	1627,0	416,0	1,66
Кровля кохайской свиты	1824	71,79	1714,9	440,0	1,76
Кровля готерива — баррема	1942	76,60	1827,8	463,0	1,85
Кровля пласта Б ₁	2179,0	83,25	2058,1	465,0	1,97
Подшова пласта Б ₁	2192,2	83,46	2071,1	496,0	1,98

Особенности построения и чтения искаженных профильных разрезов. Степень искажения n определяется отношением вертикального масштаба (B) к горизонтальному (Γ)

и выражается числами больше единицы: 2, 5, 10, 25, 100, реже 250, 500 и 1000.

На таких профилях действительные условия залегания могут весьма существенно искажаться за счет увеличения кажущихся углов падения и кажущегося уменьшения мощностей свит, если их измерять нормально к напластованию. Однако при соблюдении определенных правил искаженный профильный разрез пол-

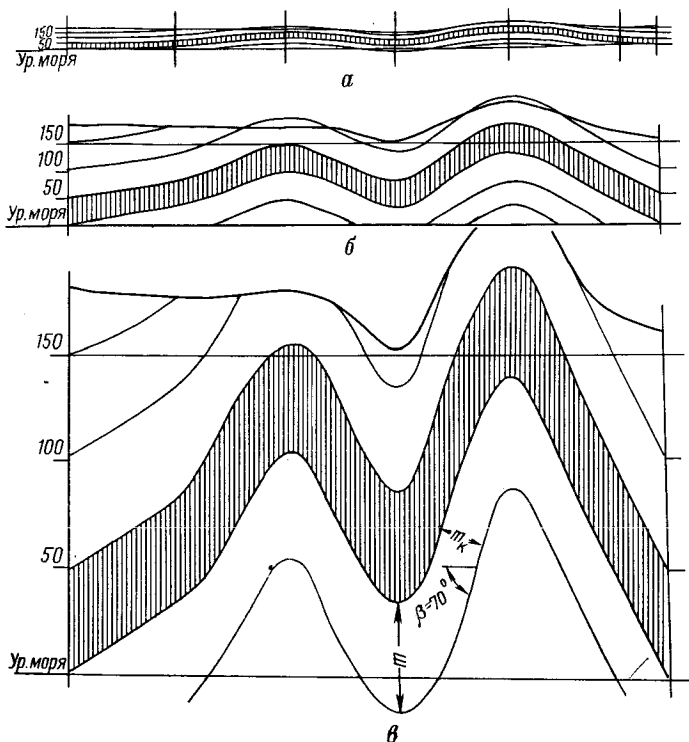


Рис. 51. Зависимость искажения на профильных разрезах от соотношения горизонтального и вертикального масштабов (слабодислоцированные слои).

а — неискаженный профиль ($n=1$); *б* — искажение допустимое ($n=5$); *в* — искажение выше допустимого ($n=20$).

ностью отражает фактические данные как об углах падения, так и о значениях мощностей свит.

Представление о характере искажения в зависимости от степени искажения дает рис. 51. На рис. 51, *а* приведен профильный разрез, составленный без искажения, на рис. 51, *б* тот же профиль вычерчен с незначительным искажением и на рис. 51, *в* профильный разрез сильно искажен. На профиле *а* условия залегания даются в нормальном соотношении, однако здесь не видны

детали разреза отложений ввиду ограниченной мощности слоев. Сильно искаженный профиль *в* дает возможность отразить на чертеже мелкие детали разреза, однако вместо спокойного залегания пластов на рисунке видим резкие дислокации, а мощности характеризуются пережимами на крыльях. Профиль *б* позволяет отражать детали разреза и не преувеличивает резко изгибов слоев.

Таблица 11

Допустимые искажения *n* в зависимости от истинных углов падения α при условии $m - m_k < 0,1 m$

α	0°01'—0°10'	0°10'—0°20'	0°20'—0°30'	0°30'—1°30'	1°30'—3°00'	3°—6°	6°—15°	15°—25°	Более 25°
<i>n</i>	200 и более	100	50	25	10	5	2,5	2	1

Таблица 12

Истинные значения угла падения α по искаженным углам β

(из формулы $\operatorname{tg} \alpha = \frac{\operatorname{tg} \beta}{n}$) и степени искажения *n*

<i>n</i>	β					
	1°	2°	5°	10°	15°	20°
2	0°30'	1°00'	2°30'	5°00'	7°35'	10°20'
5	0 10	0 25	1 00	2 00	3 05	4 10
10	0 05	0 10	0 30	1 00	1 30	2 05
25	0 02	0 05	0 10	0 25	0 40	0 50
50	0 01	0 02	0 05	0 10	0 20	0 25
100	} < 1'	0 01	0 03	0 05	0 10	0 15
250		} < 1'	0 01	0 02	0 05	0 05
500			} < 1'	0 01	0 02	0 03
1000				< 1	0 01	0 01

<i>n</i>	β							
	30°	40°	45°	50°	60°	70°	80°	90°
2	16°05'	22°45'	26°35'	30°45'	40°55'	54°00'	69°45'	} 90°00'
5	6 35	9 30	11 20	13 25	19 05	28 45	48 35	
10	3 20	4 50	5 45	6 50	9 50	15 20	29 35	
25	1 20	1 55	2 20	2 45	4 00	6 20	12 45	
50	0 40	1 00	1 10	1 20	2 00	3 10	6 30	
100	0 20	0 30	0 35	0 40	1 00	1 35	3 15	
250	0 10	0 10	0 15	0 15	0 25	0 40	1 20	
500	0 04	0 05	0 05	0 10	0 10	0 20	0 40	
1000	0 02	0 03	0 04	0 04	0 05	0 10	0 20	

Отсюда возникает понятие допустимого искажения n , которое определяется условием $m - m_k < 0,1 m$, т. е. отклонение на чертеже мощности по нормали к напластованию m_k от мощности по вертикали m должно быть меньше $0,1 m$.

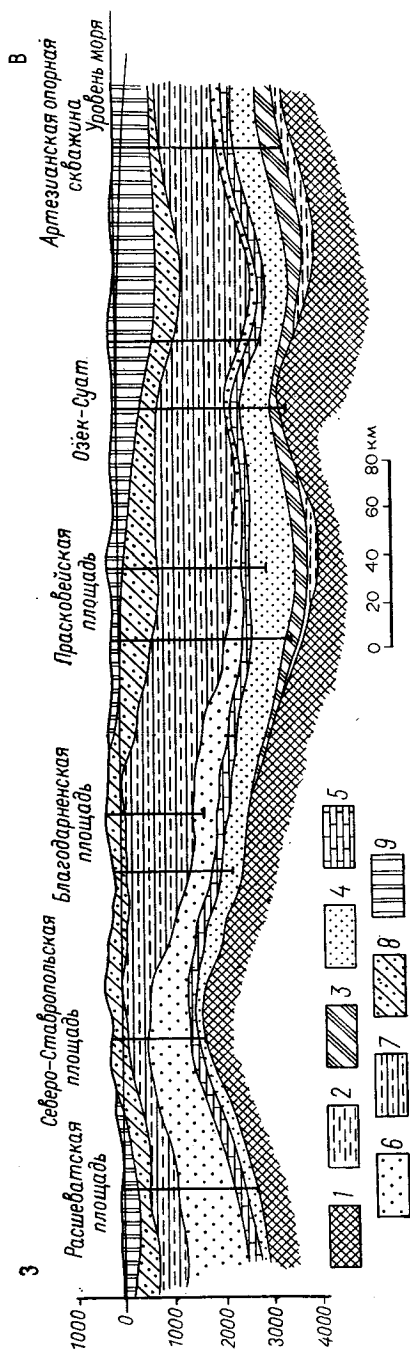
Допустимые искажения в зависимости от истинных углов падения приводятся в табл. 11.

Искаженный профильный разрез представляет собой чертеж, позволяющий определять истинные условия залегания пород, замерять истинные мощности и определять истинные углы падения. Истинная мощность для платформенных условий с малыми углами падения определяется по искаженному профилю по вертикали, а замеренные кажущиеся углы падения переводятся в истинные по табл. 12.

Для построения искаженных профильных разрезов по месторождениям или регионам на линии профиля в горизонтальном масштабе откладывают расстояния, соответствующие характерным точкам профильного разреза (своды, мульды, границы сбросов и пр.), через эти точки проводят вертикали. На вертикалях в вертикальном масштабе с учетом отметок наносят вертикальные мощности отложений. В случае платформенных условий, когда видимые вертикальные мощности соответствуют истинным, откла-

Рис. 52. Региональный геологический профиль через Центральное и Восточное Предкавказье.

1 — палеозой; 2 — нижняя юра; 3 — средняя юра; 4 — нижний мел; 5 — верхний мел; 6 — палеоцен—эоцен; 7 — олигоцен; 8 — миоцен; 9 — плиоцен и четвертичные.



дывают истинные мощности. Затем проводят границы отложений с учетом условий залегания пород (складка, сбросы и т. д.).

На искаженных профильных разрезах кажущиеся мощности уменьшаются пропорционально углам падения, и поэтому на сводах и мульдах мощности изображаются большими, чем на крыльях.

На практике, помимо точно построенных искаженных профильных разрезов — чертежей, такие разрезы часто строят по произвольным правилам. Истинные условия залегания пород по такому профилю-схеме не могут быть определены. Например, строят искаженные профильные разрезы с сохранением на чертеже неизменной мощности.

Для региональных профильных разрезов всегда применяют разные горизонтальные и вертикальные масштабы, т. е. такие профильные разрезы являются условно искаженными. Истинные мощности на них могут определяться только в определенных сечениях, зафиксированных на профиле (разрез скважин). Углы падения пород на таких профильных разрезах являются произвольными и не могут быть переведены в истинные. Примером может служить профиль через Центральное и Восточное Предкавказье (рис. 52).

§ 4. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ И КАРТ В ИЗОЛИНИЯХ ИЛИ УСЛОВНЫХ ЗНАКАХ

Ранее были рассмотрены графические построения, дающие представление о типовых и нормальных разрезах отложений и геологических профильных разрезах по плоским, обычно вертикальным, сечениям. Для получения полного пространственного представления об особенностях строения отдельных площадей и регионов строят также геологические карты и карты в изолиниях или в условных знаках.

Геологические карты характеризуют распространение стратиграфических подразделений на изучаемой поверхности. Сюда же следует отнести карты горизонтальных или наклонных срезов.

Карты в изолиниях или в условных знаках характеризуют изменчивость свойств пласта в плане; в случае неоднородного состава пласта по разрезу численная характеристика признака выражается его средним значением в наблюдаемых пересечениях. Например, значение пористости пласта в скважине применяется как среднее или средневзвешенное по мощности из имеющихся определений.

Геологические карты дают представление о характере отложений на земной поверхности, на стратиграфических и тектонических, а также условных срезах. Построение их сводится к выделению интервалов изучаемого разреза (стратиграфических, литологических) и проведению границ между этими интервалами. Кроме того, на крупномасштабных картах указывают элементы

залегания пород. Эти карты при поисках и разведке широко используют для создания представления об условиях залегания пород и возможных залежей. Геологическая карта, как известно, составляется по полевым наблюдениям, данным шурфов и скважин картировочного бурения.

Построение карт по поверхности стратиграфических и тектонических несогласий и по плоскости условных срезов производится в основном по материалам глубокого, а также структурного бурения. Такие карты строят по профильным разрезам, составленным вкрест простираения пород; при этом каждая из точек (скважина), лежащая между профилями, должна быть использована для контроля построений.

Методика составления карты горизонтального среза поясняется на рис. 53 и 54. На профилях I—I, II—II, III—III, IV—IV проведена горизонтальная линия на отметке 300 м, по которой дается карта среза. Выходы пластов на эту плоскость на профилях показаны на плане (рис. 54), на котором нанесено положение профилей. Выходы, соединенные плавными линиями, и дают карту среза. Положение границ между профилями уточнено по скважинам, расположенным между ними.

Карты среза дают возможность получать более наглядное представление о геологическом строении участка или региона, чем обычная геологическая карта. Особенно важное значение указанное обстоятельство имеет в условиях расчлененного рельефа на платформе. В этом случае геологическая карта может создать ложное представление о наличии синклиналей вместо антиклинальных сводов за счет распространения молодых отложений на повышенных отметках рельефа.

Карты горизонтального среза также помогают получать правильное представление о строении крупных территорий, когда рельеф осложняет чтение геологических карт. Примером может служить карта Волгоградско-Саратовского Правобережья, составленная В. А. Долицким и Е. В. Кучеруком (рис. 55). В промысловой геологии карты срезов часто называют пластовыми картами.

К группе карт в изолиниях и условных знаках относятся структурные карты и карты, характеризующие изменения свойств отдельных горизонтов.

Структурные карты пласта (горизонта) характеризуют форму его залегания, и строятся обычно для кровли или подошвы этого пласта. Структурные карты составляют также для поверхностей литологических разностей, стратиграфических несогласий, тектонических нарушений; их обычно называют картами подземного рельефа.

Форма залегания отображается изогипсами, т. е. линиями равных высот от уровня моря. Обычно изогипсы имеют отрицательные отметки, однако в горных областях при небольших глубинах скважин они будут иметь положительные отметки. На практике изогипсы часто называют горизонталями. Их проводят через определенные вертикальные интервалы, которые называют сечением.

Сечение принимается различным в зависимости от условий залегания пород и достоверности представлений о структурных формах. Для разведочных площадей складчатых областей, когда

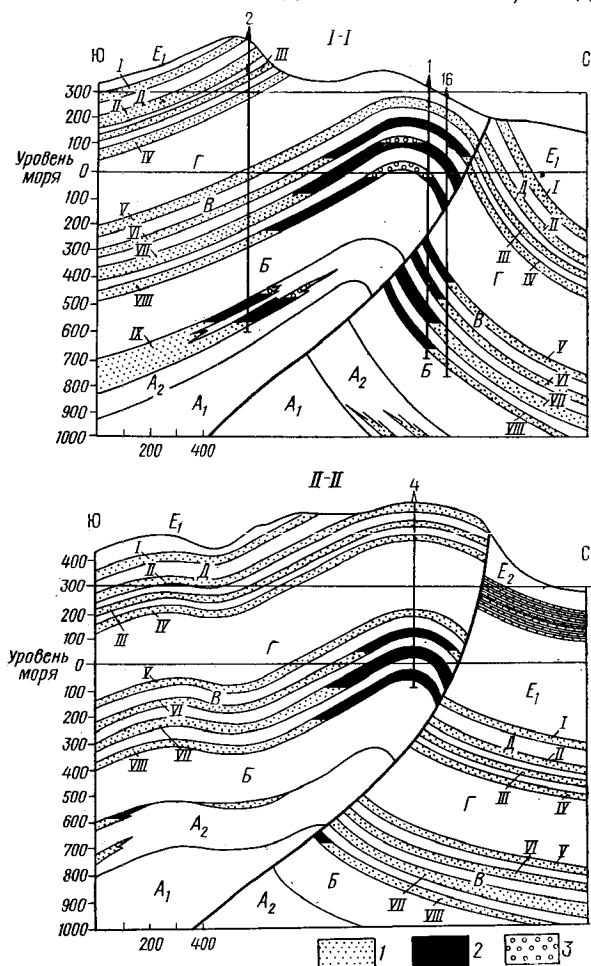
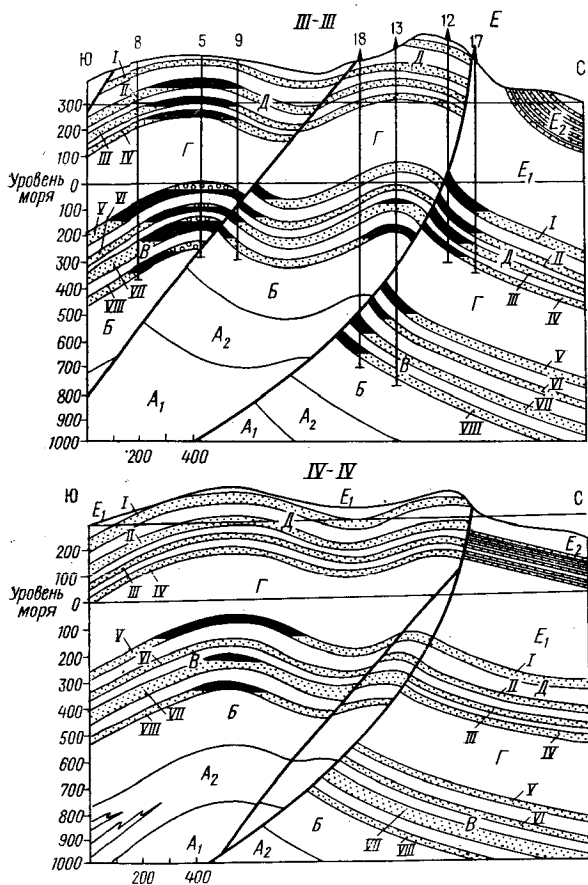


Рис. 53. Поперечные геологические профильные разрезы
профильных разрезов
I — водоносные пески;

пласты залегают круто, сечение изогипс принимают равным 50—25 м и при детальном изучении — до 10 м. В платформенных условиях при пологом залегании слоев сечение выбирают в 10 или 5 м. При выборе сечения в платформенных условиях учитывается также высота структур, которая часто бывает ограниченной (30—40 м).

Структурные карты имеют исключительное важное значение в процессе поисков и разведки. От того, насколько правильно представление о форме залегания слоев, полученное по результатам бурения первых скважин, зависит успех дальнейшей разведки.

Структурные карты в процессе поисков строят 1) по данным



площади по линиям I—I, II—II, III—III, IV—IV. Линии приведены на рис. 54.

2 — нефть; 3 — газ.

геологических карт, геофизических съемок, прежде всего сейсмических, и данным отдельных скважин: структурных, опорных, поисковых и т. д.; 2) по материалам структурного бурения. В процессе разведки структурные карты строят в основном по данным глубоких скважин с учетом результатов структурного бурения и сейсморазведки.

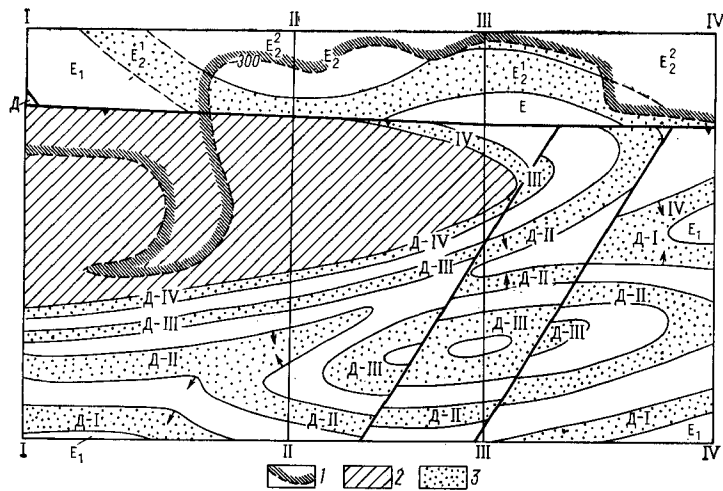
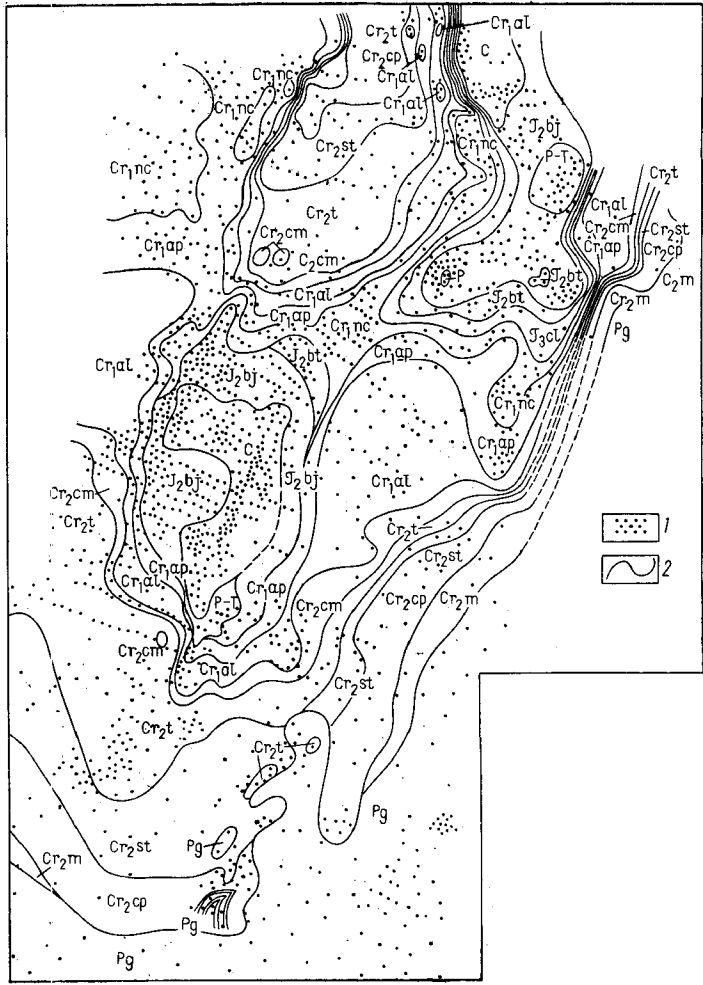


Рис. 54. Карта горизонтального среза на отметке 300 м.
1 — участок с отметками ниже 300 м, т. е. неразмытая поверхность;
2 — выход свиты Г на срезе; 3 — песчаные пласты.

Номенклатура пластов на карте соответствует номенклатуре пластов на профильных разрезах. Стрелками показано направление падения пластов.

Рис. 55. Карта горизонтального среза Волгоградско-Саратовского Правобережья (по В. А. Долицкому и Е. В. Кучеруку).

1 — скважины; 2 — геологические границы.



Структурные поверхности, отражающие форму залегания слоев, могут быть различными по сложности. Простейшие формы — ненарушенные антиклинали и синклинали, купола, чаши, своды, моноклинали — не требуют сложных приемов построения. Последние в значительной мере аналогичны изображению в горизонталях элементов рельефа.

Сложные структурные формы, возникающие в результате сочетания пликативных дислокаций с дизъюнктивными, такие как нарушенные сбросами антиклинали, опрокинутые складки и т. д., требуют применения более сложных приемов.

Простые формы изображаются путем проведения изолиний между точками (скважинами), для которых известны отметки данного горизонта. В этом случае необходимо проводить изолинии не механически, а учитывать возможное положение осевых линий, проходящих по перегибам. Разбивая всю поверхность на интерполяционные треугольники, нельзя допускать пересечения их сторонами осевых линий (рис. 56).

Структурные карты составляют также по методу профилей. В этом случае строят профильные разрезы по скважинам вкрест простирания структурной формы. На профильные разрезы наносят сетку горизонтальных параллельных линий с расстояниями, равными принятому сечению. Точки пересечения горизонтальных линий с поверхностью изображаемой формы переносят на план расположения профилей и через одноименные точки проводят изогипсы.

Метод профилей обычно применяют при построении структурных карт сложных форм (рис. 57).

При изображении некоторых сложных структурных форм изогипсы пересекаются (опрокинутая складка) или претерпевают разрывы в случае сбросовых нарушений. При построении структурных карт таких форм необходимо расчленить с помощью профилей сложную поверхность на поверхности одного топографического

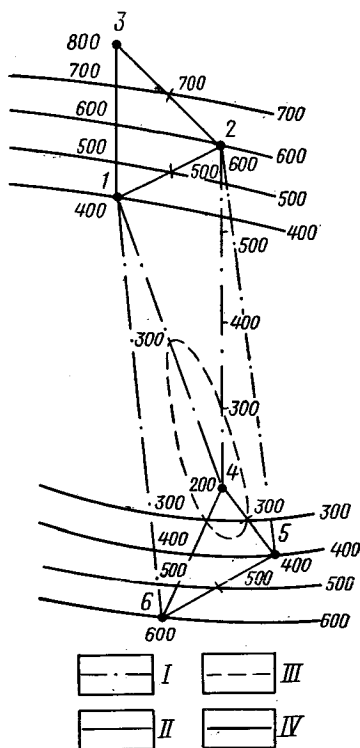


Рис. 56. Схема правильной и неправильной интерполяции при построении структурной карты.

I — линии неправильной интерполяции;
II — линии правильной интерполяции;
III — изогипсы неправильного построения;
IV — изогипсы правильного построения.

порядка, для каждой из которых горизонтالي не будут пересекаться.

На рис. 58 показана методика построения структурной карты опрокинутой антиклинали. На этом рисунке поверхность формы разделена на три зоны: зону нормального крыла, зону обращенного крыла и зону мульды. Для каждой зоны проводятся изогипсы с доведением их до разграничивающих линий; построенные в каждой зоне изолинии сопрягаются между собой на линиях разграничения зон.

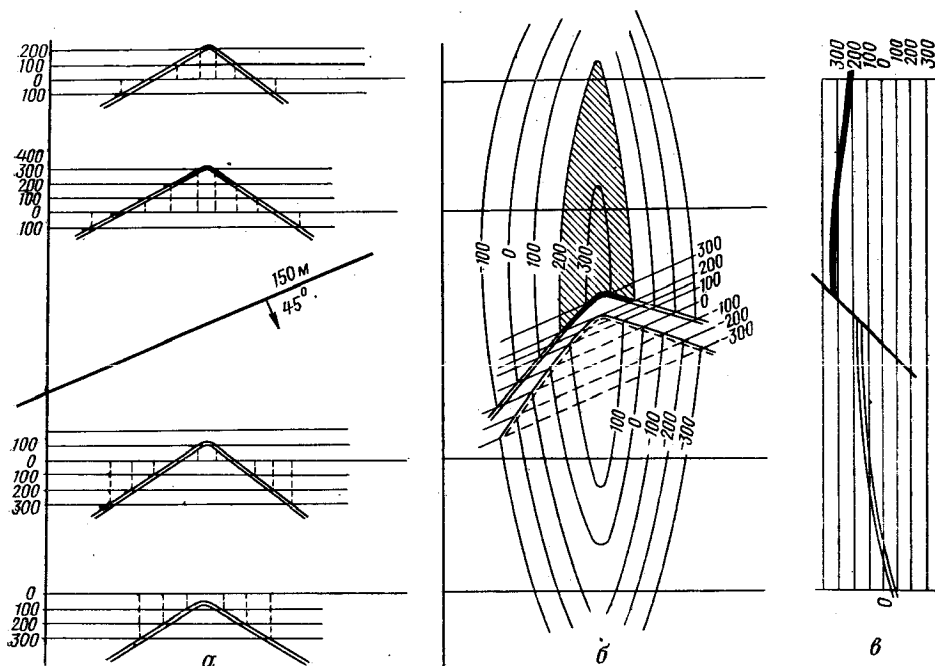


Рис. 57. Построение по профильным разрезам структурной карты брахиантиклинальной складки, осложненной поперечным сбросом.

a — профильные разрезы, совмещенные с планом по нулевым линиям; *б* — структурная карта (залежь заштрихована, линии разрыва пласта найдены по точкам пересечения одноименных горизонталей пласта и поверхности смещения); *в* — продольный профиль, построенный по структурной карте.

В случае изображения антиклинали, осложненной сбросом или взбросом, необходимо проводить изолинии отдельно для ненарушенных частей структуры и сбросовой поверхности. Точки пересечения одноименных изогипс структуры и сброса определяют положение линий сбросовых нарушений. В случае сброса образуется зона зияния, или отсутствия пласта (рис. 57); в случае взброса образуется зона перекрытия или сдвоенного пласта (рис. 59).

При наличии складки-надвига необходимо расчленить сложную поверхность на ее составляющие. Составляющими поверхностями

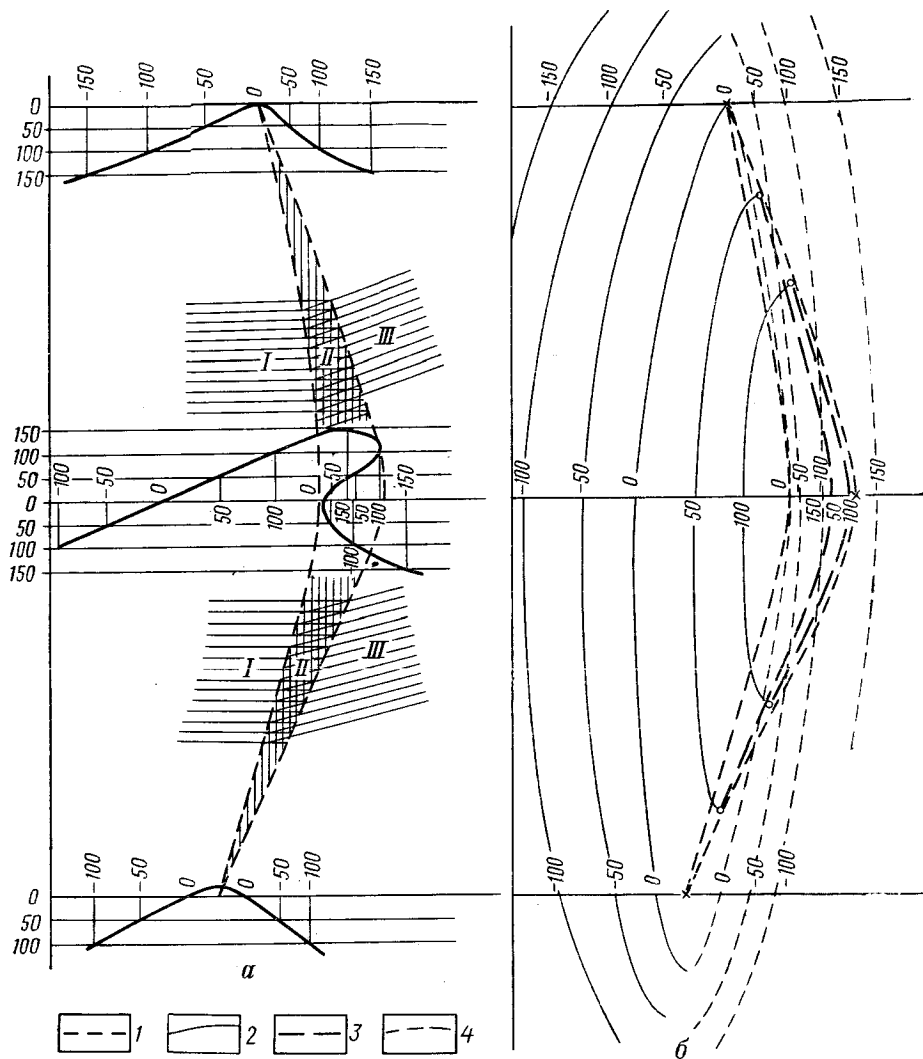


Рис. 58. Построение структурной карты опрокинутой антиклинали, разбитой на простые топографические поверхности.

а — профильные разрезы, совмещенные с планом по нулевым линиям; *б* — структурная карта; *I* — зона нормального крыла; *II* — зона обращенного крыла; *III* — зона мульд; *1* — границы зон; *2* — изогипсы I зоны; *3* — изогипсы II зоны; *4* — изогипсы III зоны.

являются надвинутая часть складки, взбросовая поверхность и зона поднадвигового крыла (рис. 60). На карте показано

распространение залежи в надвинутом и поднадвиговом крыле с нулевой отметкой ВНК.

Структурные карты строят как для отдельных площадей, так и для значительных участков (районов, регионов). Они используются при поисковых работах, а также при обобщении результатов разведочных работ на крупной территории. Примером может служить структурная карта южного окончания Доно-Медведицкого вала по подошве туронского яруса (рис. 61).

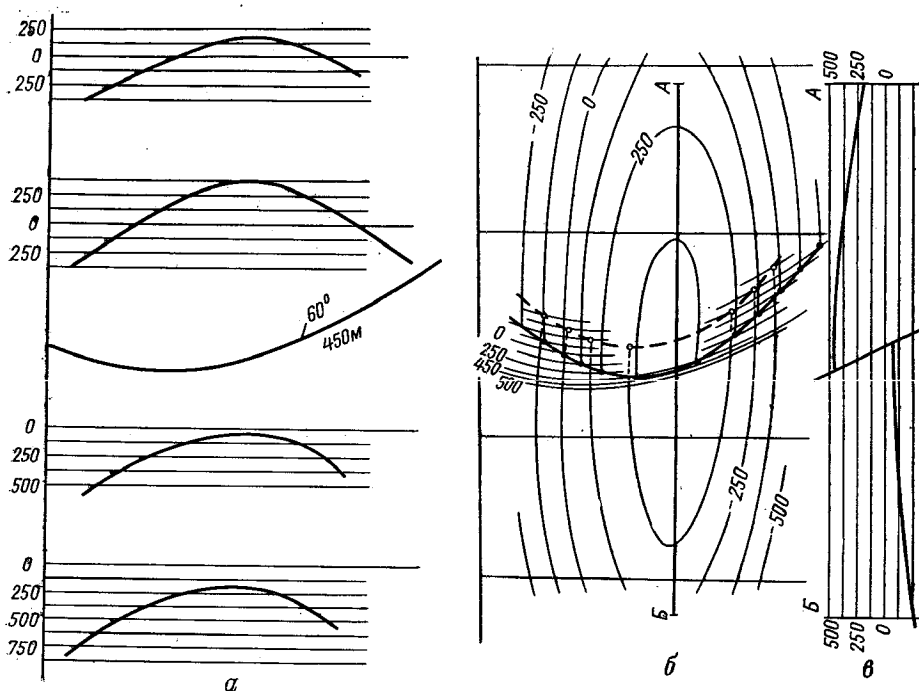


Рис. 59. Построение по профильным разрезам структурной карты брахиантиклинальной складки, осложненной поперечным взбросом.

а — профильные разрез, совмещенные с планом по нулевым линиям; б — структурная карта; в — продольный профильный разрез, построенный по структурной карте.

Иногда своды структур не совпадают, что обусловлено стратиграфическими несогласиями и неравномерным осадконакоплением на крыльях растущих (седиментационных) структур. В процессе разведки верхние горизонты пересекаются большим числом скважин (структурными и глубокого бурения), глубоко залегающие горизонты вскрываются меньшим числом скважин (поисковыми и ограниченным числом разведочных скважин). В результате структурный план верхнего горизонта изучается более детально, чем нижележащего. В этом случае по верхнему горизонту можно построить детальную структурную карту, а по нижнему —

только схематическую, иногда построение такой карты вообще невозможно.

В подобных случаях применяют метод схождения. Сущность его сводится к следующему. Вначале строят структурную карту по верхнему горизонту по большому числу скважин. Затем

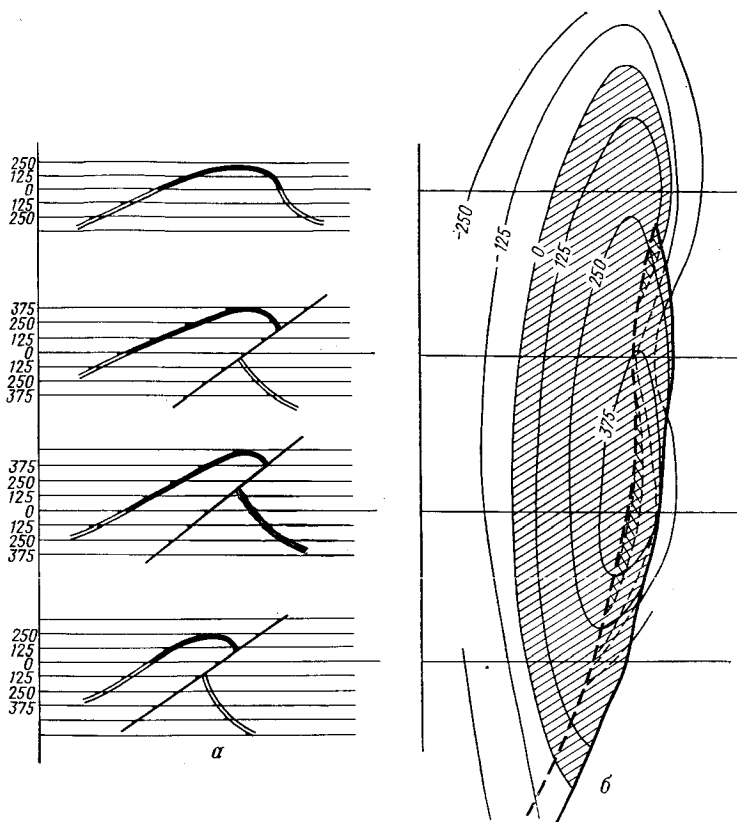


Рис. 60. Построение по профильным разрезам структурной карты антиклинальной складки, осложненной продольным взбросом, затухающим в одном направлении.

а — профильные разрезы, совмещенные с планом по нулевым линиям;
б — структурная карта (залежи заштрихованы).

строят карту изохор — вертикальных расстояний между этим верхним горизонтом и нижним маркирующим горизонтом, вскрытым ограниченным числом скважин. Карту изохор совмещают со структурной картой верхнего горизонта, затем в точках пересечения этих карт вычисляют отметки нижнего маркирующего горизонта путем вычитания значений изохор из значений отметок изогипс верхнего горизонта. По вычисленным таким образом отметкам строится

структурная карта нижнего маркирующего горизонта. Пример такой структурной карты приведен на рис. 62. Метод схождения применяется в основном для платформенных условий.



Рис. 61. Структурная карта южного окончания Доно-Медведицкого вала на подошве туронского яруса.

1 — изогипсы; 2 — скважины глубокого бурения; 3 — скважины структурного бурения; I—X — локальные структуры.

Построение обычных структурных карт в условиях платформы при ограниченных углах наклона слоев или при изображении поверхностей стратиграфических несогласий не дает возможности

познать ранее существовавшие на этих территориях условия залегания продуктивных отложений. С этой целью строят карты со снятием регионального наклона, возникшего после формирования залежей нефти и газа. Рассматривая современные условия залегания пород на платформе, в отдельных случаях

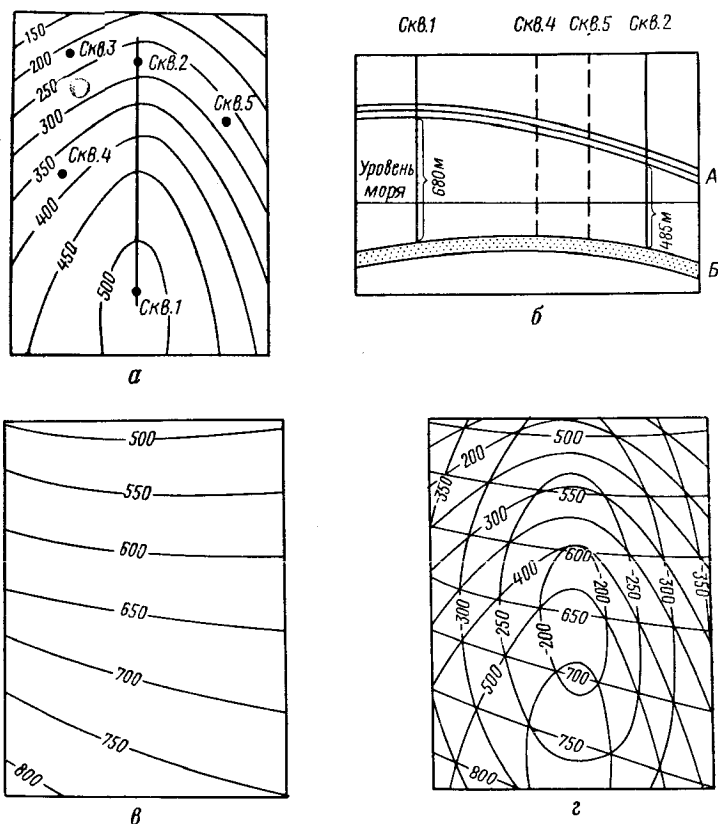


Рис. 62. Построение структурной карты через карту схождения.

а — структурная карта по кровле верхнего горизонта; *б* — профильный разрез с несогласным залеганием горизонтов *А* и *Б*; *в* — карта схождения (изменения мощности разделяющей толщи); *г* — структурная карта по кровле нижнего горизонта.

можно установить наличие структурных носов, к которым приурочены нефтяные залежи. Если снять влияние регионального наклона и построить структурную карту, соответствующую условиям залегания отложений до его возникновения, то будут видны сводовые поднятия. Методика построения структурных карт со снятием регионального наклона иллюстрируется рис. 63. Сплошными линиями показаны изогипсы, образующие структурный нос

в современных условиях. Региональный наклон устанавливаем проведением линий, соединяющих точки на этих изогипсах, лежащие за пределами структурного носа. Находим точки пересечения линий регионального наклона с изогипсами структурного носа. Соединив одноименные точки указанных пересечений, получим изолинии ранее существовавшей структуры до возникновения регионального наклона. Можно предполагать, что приуроченная к структурному носу залежь сформировалась ранее, когда на месте структурного носа существовал свод.

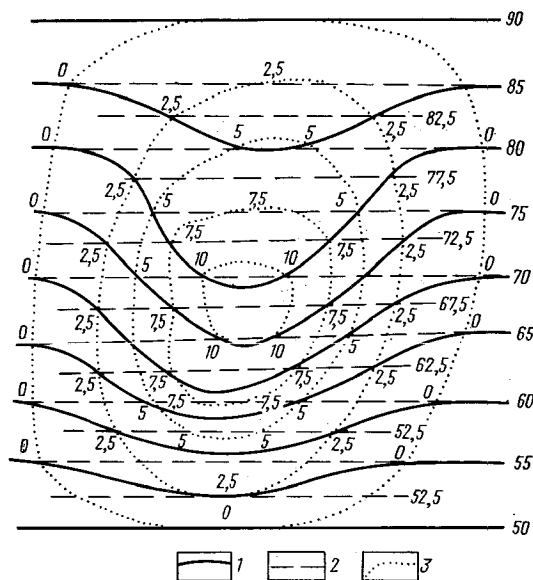


Рис. 63. Структурная карта, исключая региональный наклон.

1 — горизонталь рельефа опорного пласта; 2 — горизонталь поверхности регионального наклона; 3 — горизонталь структурной формы, отнесенные к уровню океана, до перемещения формы в пространстве.

Широко известны работы И. М. Губкина, в которых отражены условия залегания нефти в Нефтяно-Ширванском месторождении на Кубани. Здесь нефть залегает в песчаных отложениях, приуроченных к углублениям размытой поверхности фораминиферовых слоев. В настоящее время эти фораминиферовые слои залегают наклонно. Если снять региональный наклон и построить карту размытой поверхности фораминиферовых слоев, то видна закономерная картина распространения нефти в углублениях рельефа поверхности фораминиферовых отложений (рис. 64).

Структурные карты являются основным элементом моделей залежи. Они относятся на всех стадиях поисково-разведочного

процесса и последующей разработки залежей и позволяют решать ряд задач разведки и разработки. К числу основных задач относится изображение форм подземного рельефа (поверхностей горизонтов, литологических разностей, несогласий и тектонических на-

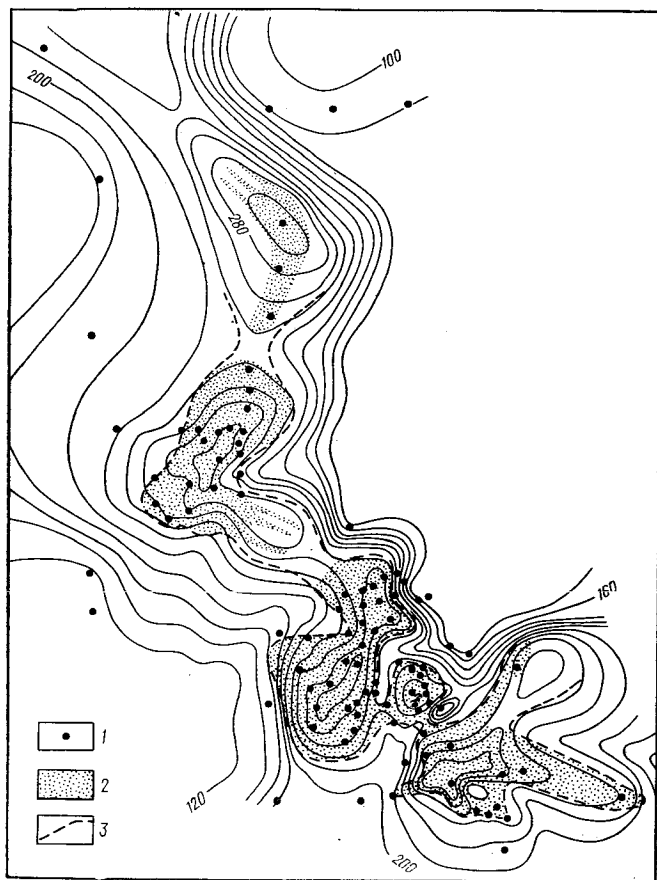


Рис. 64. Структурная карта поверхности размыва в фораминиферовых слоях Нефтяно-Ширванского месторождения нефти, составленная И. М. Губкиным.

1 — скважины; 2 — песчаные линзы с нефтью; 3 — граница залежи. Подземный рельеф изображен в линиях равной глубины залегания, отнесенных к условной нулевой поверхности, наклоненной к горизонту.

рушений). Структурные карты различных поверхностей (кровли, подошвы пласта, водонефтяного контакта) дают возможность выделить в пространстве объем, занятый залежью. При заложении новых скважин структурная карта позволяет вычислять глубины

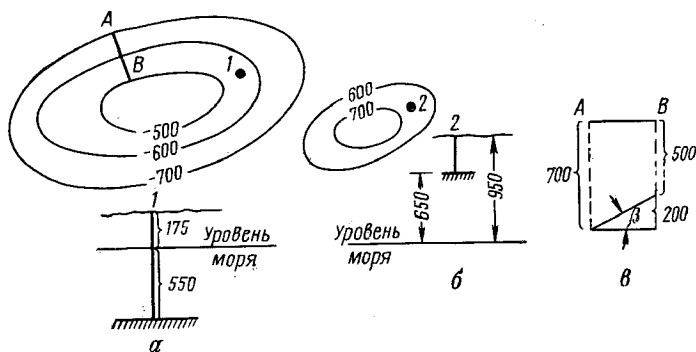


Рис. 65. Определение проектной глубины скважины и угла падения пластов по структурной карте (по М. А. Жданову).

a — маркирующий горизонт ниже уровня моря; *б* — то же выше уровня моря; *в* — определение угла наклона пласта β по разности отметок в точках *A* и *B*.

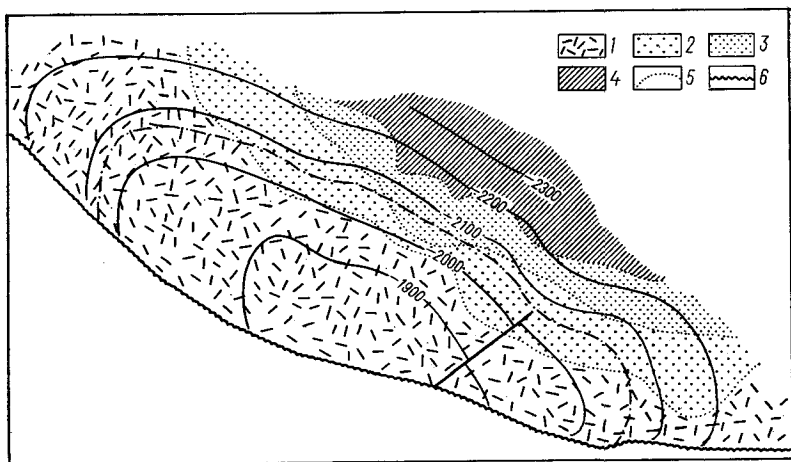


Рис. 66. Карта распространения зон формирования коллекторов III пачки задонского горизонта Речицкой площади в Белоруссии (по Ю. И. Марьенко и Д. С. Галустовой, 1970).

1 — зона, наиболее благоприятная для формирования трещинно-поровокавернозных коллекторов; *2* — зона, благоприятная для формирования коллекторов; *3* — зона, мало благоприятная для формирования коллекторов; *4* — зона, неблагоприятная для формирования коллекторов; *5* — границы зон; *6* — граница размыва.

скважин до горизонта, изображенного на карте (рис. 65). Эти глубины определяются с различной степенью достоверности в зависимости от точности структурной карты.

На структурных картах обычно проводят границы залежи по отметкам ВНК (ГНК), что позволяет определить ее размеры.

Если рассматривать геологическое тело с точки зрения его неоднородности, следует говорить о размещении значений того или другого признака в этом теле. В практике нефтяной геологии изучаемыми телами служат отдельные горизонты или пласты, т. е. геологические тела, размеры которых в плане существенно больше мощности. При этих условиях принято для отдельных точек пласта в плане вычислять среднее значение признака, например среднее значение пористости пласта в скважине. Таким образом, изучается размещение средних значений по пласту.

Если соединить линиями одинаковые значения признака, то получится карта в изолиниях. Изолинии проводят через определенные сечения. В этом случае под сечением подразумевается интервал изменения значения признака. Наиболее часто составляют карты значений мощности, реже карты пористости, нефтенасыщенности, проницаемости. Карты значений мощности и другие карты в изолиниях строят по точкам методом треугольников.

Карты в изолиниях строят при наличии численных значений признака в отдельных точках горизонта (скважинах). Если признак характеризуется качественно (литологический состав, интенсивность цементации, степень глинистости и др.), то вместо карт в изолиниях строят карты в условных знаках, и на них показывают поля различной качественной характеристики. Пример карты в условных знаках приведен на рис. 66.

ЧАСТЬ II

ПОИСКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава VIII

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Общее целевое назначение региональных исследований состоит в создании необходимой геологической основы для уверенной качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности недр крупных территорий или новых структурных этажей, для выделения вероятных зон нефте- и газонакопления и оценки вероятных масштабов нефтегазоносности этих зон. В итоге региональных работ должны быть определены:

- а) прогнозные ресурсы (запасы) нефти и газа в недрах изученной территории;
- б) первоочередные, т. е. наиболее перспективные и технически реальные направления поисковых работ;
- в) возможный экономический эффект реализации этих направлений, т. е. предполагаемые размеры роста запасов нефти или газа и объемов добычи их на ближайшие годы и в перспективе;
- г) состав эффективного в данных геологических условиях комплекса поисковых работ.

Для достижения этих целей региональные работы в комплексе с научно-исследовательскими работами должны обеспечить:

- а) изучение и выяснение основных особенностей и закономерностей геологического строения и развития седиментационного бассейна или его части;
- б) выделение и изучение возможных нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазонакопления с определением вероятных типов месторождений и ловушек в этих зонах;
- в) минимально короткие сроки изучения, необходимого для эффективного развития поисковых работ.

При выборе территорий для постановки региональных исследований на нефть и газ, определении задач и оценке результатов этих исследований руководствуются прежде всего некоторыми общими критериями и признаками нефтегазоносности, т. е. благоприятными показателями нефтегазоносности недр.

§ 1. ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ И ПРИЗНАКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Регионально нефтегазоносные осадочные бассейны отличаются тремя важными свойствами:

- а) способностью генерировать углеводороды;
- б) способностью концентрировать их в залежи;
- в) способностью консервировать их, предохраняя от разрушения.

Размещение и формирование различных по своему строению и развитию бассейнов, обладающих этими свойствами, а также масштабы их нефтегазоносности обусловлены совокупностью целого ряда историко-геологических, тектонических, гидрогеологических и других факторов. Основные из них следующие.

а. Преобладание процессов погружения в тектоническом режиме развития бассейна, которое справедливо рассматривалось И. О. Бродом в качестве основного закона нефтегазонакопления в земной коре и главного критерия нефтегазоносности крупных территорий. Диагностика прогибаний в различные отрезки времени развития осадочного бассейна, их положения, площадных и вертикальных размеров является одним из важнейших средств оценки возможных масштабов нефтегазоносности бассейна и его различных структурных этажей.

б. Распространение в составе осадочного чехла преимущественно субаквальных отложений и особенно толщ, обогащенных органическим веществом (угленосных и субугленосных, сапропелитовых сланцев, депрессионных фаций типа доманика и т. д.), а также коллекторских пластов и толщ песчаников, карбонатных пород, по которым могла бы обеспечиваться миграция углеводородов к ловушкам.

в. Наличие в разрезе регионально выдержанных и надежных нефтегазоводоупорных толщ и экранов, которые предотвращают рассеивание углеводородов в процессе их генерации и миграции и обеспечивают сбор их с обширных территорий.

г. Достаточно контрастная тектоническая дифференциация бассейна с образованием геоструктур, благоприятных для формирования разнообразных зон нефтегазонакопления.

Зонами нефтегазонакопления называются структурные элементы, с которыми закономерно связаны группы залежей и месторождений. Эта закономерная связь определяется, с одной стороны, положением данного структурного элемента в области и на путях региональной миграции нефти и газа, а с другой,— благоприятными условиями образования и сохранения ловушек.

В платформенных районах такие условия группирования ловушек создаются в связи со сводовыми поднятиями и уступами на их склонах, обращенных преимущественно к внутренней части

седиментационного бассейна, с протяженными валлообразными структурами.

В краевых прогибах и складчатых областях природные ловушки нефти и газа группируются в связи с бортовыми зонами прогибов и протяженными антиклинальными складками (антиклинориями) или покровно-надвиговыми складчатыми структурами. На платформенных склонах этих зон во многих случаях локализуются благоприятные для нефтегазоаккумуляции ассоциации или системы рифогенных массивов.

д. Относительная синхронность процессов региональной миграции и формирования ловушек в зонах нефтегазоаккумуляции или опережающее формирование последних, а также сохранность ловушек на последующих этапах геологической истории. В связи с изменением крутизны региональных склонов структурные и иные ловушки могут претерпеть полное или частичное переформирование, а при тектонических подъемах — эрозионный срез покровов или продуктивных толщ.

е. Гидрогеологическая закрытость предполагаемых нефтегазоносных комплексов и структурных этажей.

Промышленные скопления нефти и газа в подавляющем большинстве случаев образуются в водонасыщенных пластах или толщах-резервуарах, которые ограничены слабопроницаемыми породами. Подземные воды этих резервуаров образуют в той или иной мере обособленные гидродинамические или водонапорные системы. Они различаются по общей минерализации и солевому составу вод, их газонасыщенности, пластовым давлениям, приведенным к одному уровню. Эти показатели позволяют различать системы с застойным, затрудненным и интенсивным водообменом и степень проницаемости инфильтрационными водами тех или иных комплексов отложений. Наиболее благоприятны закрытые водонапорные системы с застойным или затрудненным водообменом и с элизионным режимом. Последний характеризуется движением вод из областей глубокого прогибания во внешние зоны, отличается аномально высокими пластовыми давлениями и наблюдается в областях и зонах с молодыми интенсивными прогибаниями.

К прямым признакам нефтегазоносности недр относится наличие естественных нефте- и газопроявлений и газопоказаний при проводке скважин и в пробах пластовых вод. Поверхностные нефтепроявления во всех случаях свидетельствуют о нефтеносности недр, но при этом далеко не всегда отражают масштабы их нефтегазоносности. Обширные битумопроявления, возникшие как результат излияний нефти на дневную поверхность, указывают на разрушение залежей, которые при разведке могут оказаться весьма незначительными, и наоборот, крупные месторождения нефти и газа могут не сопровождаться поверхностными нефтегазопроявлениями.

Выделение пузырьков газа в восходящих источниках воды далеко не всегда можно рассматривать в качестве признака газо-

ности недр. Последние могут содержать лишь слабо газонасыщенную воду, которая разгазируется, поднимаясь к поверхности. Но изучение газонасыщенности вод глубоко погребенных водонапорных систем с застойным режимом посредством отбора проб воды глубинными пробоотборниками дает определенные критерии для оценки газонасыщенности этих систем. Если воды системы в застойном режиме не содержат углеводородных газов, то эту систему можно с очень большой долей вероятности считать бесперспективной на газ. Если упругость растворенного газа в пластовых водах значительно ниже пластового давления воды, то в направлениях ее увеличения можно искать газовую залежь — источник ореольного рассеивания газа. Если пластовые воды перспективного горизонта повсеместно насыщены растворенным углеводородным газом до предела (упругость равна пластовому давлению), то в этом случае все ловушки должны содержать газовые залежи.

§ 2. ЗАДАЧИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Конкретные геологические задачи региональных исследований весьма многообразны. Их состав определяется а) объемом уже накопленной информации о геологическом строении и нефтегазонасыщенности региона; б) очередными задачами поисков в данном регионе; в) специфическими условиями его геологического строения и географо-экономическими условиями; г) масштабами объекта изучения.

В первом приближении необходимо различать задачи региональных исследований в новых перспективных на нефть и газ бассейнах, провинциях или районах, где поисковых работ практически еще не велось и о строении которых имеются очень ограниченные данные, и в старых, т. е. добывающих районах. Необходимость проведения или возобновления региональных исследований в старых нефтегазоносных районах, как правило, связана с предстоящим освоением больших глубин, новых структурных элементов и структурных этажей и с поисками более сложных типов залежей.

При выяснении основных особенностей и закономерностей геологического строения новых крупных территорий или акваторий рассматриваются и изучаются а) главные тектонические элементы территории, которые контролируют наиболее существенные изменения состава и мощности осадочной толщи, и основные структурные этажи этой толщи; б) формационный или фациальный и возрастной состав осадочных образований; в) прямые и косвенные признаки нефтегазонасыщенности и гидрогеологические условия перспективных на нефть и газ толщ.

В качестве главных тектонических элементов нефтегазоносных бассейнов и провинций платформенных территорий различаются обширные сводовые поднятия, гомоклинальные склоны, впадины, прогибы и их бортовые зоны. В складчатых районах к ним

относятся антиклинории и синклинории, межгорные впадины, системы антиклипальных складок окраинных частей горно-складчатых сооружений. В краевых прогибах выделяются внешние (платформенные) и внутренние склоны, а также центральные зоны с относительно обособленными мульдами (впадинами) и поперечными выступами.

При изучении особенностей строения перспективных или нефтегазоносных территорий платформ и краевых прогибов важное значение имеет выяснение основных черт рельефа поверхности фундамента. Оно важно во многих отношениях.

Во-первых, изучение рельефа поверхности фундамента как нижней границы распространения толщи осадочных пород позволяет оценить мощность этой толщи и картину изменения ее в границах региона.

Во-вторых, выделяя крупные элементы рельефа поверхности фундамента, мы получаем представление об общем тектоническом плане территории, членении его на внутренние впадины, прогибы, своды, региональные склоны, которые в свою очередь контролируют распределение зон нефтегазоаккумуляции.

В-третьих, изучение поверхности фундамента — это, как правило, надежное средство выявления погребенных структур нижних тектонических этажей осадочного покрова.

Наконец, знание рельефа поверхности фундамента, его вещественного состава и физических характеристик пород (плотность, намагниченность) необходимо для интерпретации региональных физических полей.

Ранее вещественный состав фундамента нефтегазоносных бассейнов представлял лишь общегеологический интерес или служил исходным материалом для интерпретации геофизических данных. Ныне положение меняется. Палеозойские осадочные толщи, лежащие на фундаменте молодых платформ, обнаруживают прямые признаки промышленной нефтегазоносности и уже рассматриваются в качестве перспективных объектов разведки. Так обстоит дело в Западной Сибири, где из палеозойского фундамента были получены промышленные притоки нефти. Рассматриваются перспективы разведки палеозойского фундамента и в ряде районов Средней Азии и Казахстана.

В последние годы в практике региональных исследований в нефтегазоносных бассейнах получили распространение специальные геофизические работы по изучению глубинного строения земной коры. Они осуществляются путем сейсмического прослеживания поверхности «базальтового» слоя коры (поверхность Конрада — 20—25 км) и поверхности мантии (поверхность Моховича — 30—70 км). Данные этих исследований используются для историко-геологических реконструкций, для интерпретации гравитационного и магнитного полей в поисковых целях.

Мощность осадочного покрова в нефтегазоносных провинциях и бассейнах изменяется в широких пределах — от 1,5—2 км до

10—15 и даже 20 км (Прикаспийская и Южно-Каспийская впадины и др.). Как правило, в составе мощного осадочного покрова выявляется ряд тектонических или структурных этажей с несовпадающими структурными планами и даже различными типами деформации слоев. Особенно четко тектоническая и структурная этажность осадочного выполнения фиксируется в областях и зонах глубоких прогибаний, где бывают развиты мощные соленосные толщи (Днепровско-Донецкая и Припятская впадины на Украине и в Белоруссии, Амударьинская в Средней Азии, Прикаспийская на юго-востоке Европейской части СССР, Восточно-Кубанская в Северном Предкавказье). В таких впадинах отчетливо выделяются один или целый ряд подсолевых структурных этажей с относительно спокойной тектоникой; соляной или соляно-купольный тектонический этаж с интенсивными дислокациями — соляными куполами и грядами; покровный структурный этаж с пологими структурами (рис. 67).

Изучение структурных планов и определение типов деформаций осадочной толщи, вмещающей и контролирующей залежи нефти и газа — наиболее важная задача региональных исследований. Ее решение в наибольшей мере предопределяет размещение поисковых работ последующих стадий. Естественно, что предпочтение при этом отдается изучению тех структурных этажей, которые находятся в интервале доступных для бурения глубин.

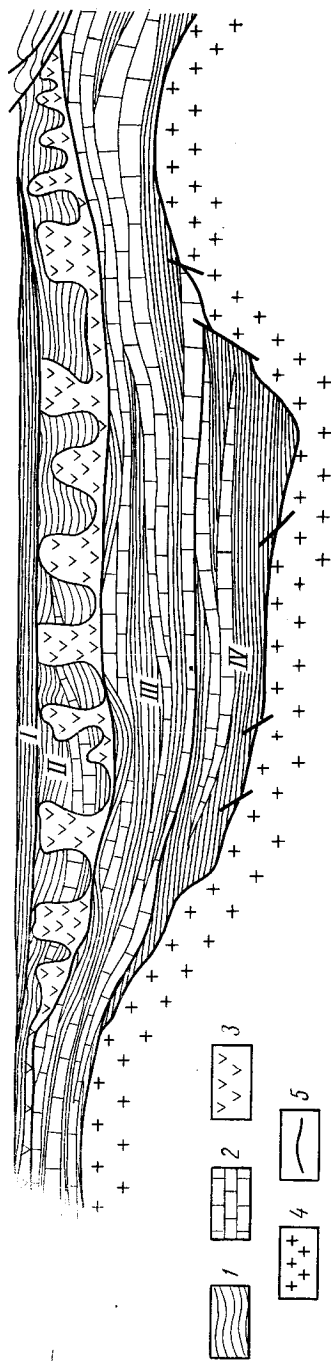


Рис. 67. Схема структурной этажности седиментационного бассейна с соляной тектоникой.

1 — песчано-глинистые толщи; 2 — карбонатные толщи; 3 — соляные толщи; 4 — фундамент; 5 — границы структурных этажей; I — покровный этаж; II — солянокупольный этаж; III, IV — подсолевые структурные этажи.

Вторая группа задач региональных исследований относится к изучению геологического и гидрогеологического разрезов территории. Эти задачи решаются с помощью бурения опорных и параметрических скважин, а также путем изучения естественных выходов пластов в горных районах, обрамляющих многие нефтегазоносные бассейны. При изучении разреза на стадии региональных исследований должны быть установлены

а) общая возрастная и литологическая последовательность наложений сверху вниз в геологических разрезах различных районов изучаемой территории;

б) формационная или фациальная принадлежность вскрытых осадочных толщ, характеризующая тектонические, палеогеологические, геохимические и климатические условия их образования.

в) положение в геологических разрезах территории водонапорных (гидрогеологических) систем, их характеристика, а также характеристика коллекторских свойств пород, вмещающих эти системы;

г) положение в геологических разрезах, мощность и распространенность основных водонефтегазоупорных толщ (глинистые, сульфатные, соленосные толщи);

д) характер, интенсивность и распространение прямых и косвенных признаков нефтегазоносности;

е) геотермическая характеристика разреза и ее изменение в связи с основными структурными элементами;

ж) характеристика (параметры) основных физических свойств пород — плотность, электропроводность, магнитная восприимчивость, акустическая жесткость, скорость прохождения упругих колебаний.

Опорные и параметрические скважины размещаются на основании общих геологических и геофизических данных и принятой рабочей гипотезы о строении района в наиболее перспективных согласно этой гипотезы районах. В отдельных случаях проводится бурение параметрических скважин по профилю или системе профилей.

В процессе региональных исследований не только решаются геологические задачи, но и отрабатываются методы исследований, отбираются, опробываются и совершенствуются наиболее эффективные из них. Это относится главным образом к геофизическим исследованиям — полевым и промысловым, а также геохимическим, гидрогеологическим, конструкции скважин и т. д. Данные геофизических, главным образом сейсмических, исследований на поледующей стадии поисковых работ, т. е. при подготовке площадей к поисковому бурению должны отличаться более высокой степенью надежности. Поэтому при проводке опорных и параметрических скважин на стадии региональных исследований производится определение тех физических свойств горных пород, от зна-

ния которых зависит точность интерпретации геофизических данных (плотность, скорость распространения упругих колебаний, удельное электрическое сопротивление).

Региональные исследования включают в себя комплекс определенных и научно-исследовательских работ, которые выполняются преимущественно в научно-исследовательских лабораториях и институтах. К ним относятся

а) аналитические определения состава, возраста, физических и коллекторских свойств пород геологического разреза территории, солевого состава подземных пластовых вод, свободного и воднорастворенного газа, нефти и органического вещества вод и пород;

б) расчленение и корреляция разрезов скважин с выделением поверхностей стратиграфических несогласий и зон литологического замещения и выклинивания;

в) комплексная интерпретация геофизических данных — аномальных физических полей и геофизических профилей, в ходе которой осуществляется районирование и трансформация полей, расчеты глубин аномалиеобразующих геологических тел, построение геолого-геофизических профилей, их взаимная увязка и увязка с разрезами скважин;

г) тектоническое районирование территории с выделением тектонических этажей и крупных структурных элементов, с построением соответствующих схем, карт и профильных разрезов;

д) изучение геологической истории развития территории, формирования ее основных тектонических элементов;

е) определение фациально-генетических типов органического вещества пород, степени его метаморфизма, закономерностей его распространения в разрезах и на этой основе выделение вероятных нефте- и газопродуцирующих формаций;

ж) выделение в разрезе водонапорных и нефтегазоносных комплексов с характеристикой их гидродинамических режимов;

з) нефтегеологическое районирование — определение вероятных пространственных закономерностей распределения залежей и месторождений нефти и газа и их ресурсов.

В итоге научного анализа и обобщения данных региональных исследований должны быть разработаны и рекомендованы для дальнейших поисковых работ

а) историко-геологическая и тектоническая модели исследованной территории или акватории;

б) прогноз нефте- и газоносности с оценкой прогнозных ресурсов нефти и газа различных стратиграфических подразделений, структурных этажей и тектонических зон;

в) размещение вероятных зон нефтегазонакопления, очерченность и методика поисков.

§ 3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Существуют некоторые общие принципы рационального проведения региональных исследований.

а. Региональные исследования в новых районах и на новых объектах планируются и ставятся на основе какой-либо заранее разработанной модели геологического строения этого района. Эта модель не должна противоречить уже накопленным геологическим сведениям и может носить гипотетический характер. Тем не менее она должна быть. Д. И. Менделеев писал: «Лучше пользоваться гипотезой, которая впоследствии может оказаться неверной, чем вообще не иметь никакой».

б. Многообразие задач, которые в каждом случае ставятся перед региональными исследованиями, требует применения целого комплекса различных методов изучения.

Для изучения приповерхностных тектонических планов используются геологическая и структурно-геологическая, в том числе дистанционная, съемки и структурное бурение. Структура различных этажей осадочной толщи изучается различными модификациями сейсморазведки отраженных волн, структурным бурением. При наличии в разрезе достаточно мощных толщ, обладающих высоким электрическим сопротивлением (известняки, ангидриты, соль), применяются различные виды электроразведки. Гравиметрия эффективна при исследовании солянокупольных районов и структур, а также при изучении погребенных поверхностей плотных карбонатных пород, если эти поверхности обладают достаточно резко выраженным рельефом. Поверхность фундамента и более глубоких разделов земной коры изучается различными модификациями корреляционного метода преломленных волн (КМПВ) и метода отраженных волн, менее точно различными видами электроразведки. Для исследования фундамента и его внутренней структуры используется бурение скважин, гравиметрические и магнитные съемки.

Комплекс методов исследования формируется сообразно поставленным задачам и конкретным геологическим условиям. При этом методы выбираются таким образом, чтобы каждый из них давал новую, отличную по своему содержанию информацию и не дублировал в этом смысле другие методы. Если какие-либо два метода оказываются в данных условиях равно эффективными при решении определенной задачи (например, сейсморазведка и структурное бурение или сейсморазведка и электроразведка), то предпочтение должно быть отдано наиболее дешевому методу. Таким образом, состав комплекса региональных исследований должен быть эффективен и экономически целесообразен.

в. Комплекс региональных исследований осуществляется по схеме, которая обеспечивает возможность взаимной увязки дан-

ных, получаемых различными методами, а также извлечение наиболее полной и точной геологической информации из материалов геофизических наблюдений.

Рациональная схема предполагает проведение региональных сейсмических и электроразведочных профилей через пункты бурения опорных или параметрических скважин. При такой взаимной увязке положения скважин и геофизических профилей создается, во-первых, возможность прямого использования точных физических параметров вскрытого разреза (скорость распространения упругих колебаний, плотность, электрическое сопротивление) для интерпретации геофизических материалов. Во-вторых, геологические данные бурения (положение в разрезе стратиграфических и физических границ) наносятся на геофизический профиль и распространяются таким образом на большую территорию.

Во многих случаях для правильной геологической интерпретации электроразведочных профилей могут быть использованы не скважины, а результирующие сейсмические профили, геологическое содержание которых уже известно по данным бурения. Сейсмические и электроразведочные профили с достаточно известным геологическим содержанием в свою очередь используются для интерпретации естественных физических полей — гравитационного и магнитного.

Таким образом, рациональная и эффективная схема региональных исследований включает в себе возможность последовательного расширения достоверной геологической информации о районе по отдельным точкам на большую площадь. Геологические границы, вскрытые скважиной, наносят на геофизический профиль или систему взаимоувязанных профилей. Если при этом устанавливаются какие-либо видимые закономерные связи между поведением геологических границ на этих профилях и характером изменения гравитационного или магнитного поля, то важная геологическая информация может быть распространена на значительную площадь.

Так, если крупный погребенный прогиб и ограничивающие его разломы или флексуры, установленные единичным сейсмическим пересечением, коррелируются в этом пересечении с региональным гравитационным минимумом (или максимумом) силы тяжести и гравитационными ступенями, то мы вправе наметить вероятное распространение прогиба в границах указанного минимума (или максимума) силы тяжести.

г. При проведении региональных исследований должна осуществляться определенная последовательность в решении задач, от более общих к более частным, т. е. своего рода цикличность.

На первых этапах главное внимание уделяется изучению общего тектонического плана и структурно-тектонической этажности, геологического разреза территории, его формационного состава, с выделением региональных нефтегазоупоров и возможно продуктивных комплексов отложений, оценке их геохимических

и гидрогеологических показателей, признаков нефтегазоносности и степени доступности.

На втором этапе выделяются, картируются и оцениваются бурением возможные зоны нефтегазонакопления, определяются вероятные типы месторождений, опробываются методы геофизического картирования.

§ 4. ПРИМЕРЫ ПЛАНИРОВАНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РАБОТ

Единые планы и проекты региональных геолого-геофизических исследований перспективных зон или нефтегазоносных регионов разрабатываются отраслевыми научно-исследовательскими институтами совместно с производственными организациями, как правило, на длительные периоды. Разработка плана осуществляется на основе определенного представления (гипотезы) о строении региона, четко сформулированных задач и трезвой оценки возможной геологической и экономической эффективности этих работ. Методика региональных исследований в немалой степени зависит также от физико-географических условий местности.

В качестве примера можно привести два плана региональных исследований в районах Урало-Поволжья, а также практику региональных исследований в Западной Сибири с ее особенными физико-географическими условиями.

Один из указанных планов относится к старым нефтедобывающим районам Татарии, Башкирии и смежных с ними областей. Он направлен на изучение системы Камско-Кинельских прогибов, которая рассматривается как самостоятельный объект поисковых работ, располагающий значительными перспективными и прогнозными запасами нефти.

Второй план содержит многолетнюю программу регионального изучения нового крупного тектонического элемента в Нижнем Поволжье — бортового уступа Прикаспийской впадины.

Камско-Кинельская система прогибов выделяется в верхне-франско-средневизейской части осадочного чехла востока Русской платформы и имеет сложные очертания (рис. 68). Прогибы этой системы на находят отчетливого выражения в терригенном девоне и по поверхности фундамента, а также в перекрывающих ее окских и более молодых отложениях. Прогибы выполнены мощными (до 1000 м) толщами терригенных пород нижнего карбона и обрамлены по бортам рифогенными сооружениями. Нефтяные месторождения, выявленные на отдельных участках системы, связаны с карбонатными рифогенными образованиями бортовых склонов и с антиклинальными структурами терригенной толщи нижнего карбона внутренних зон прогибов. Эти структуры, как правило, контролируют многопластовые месторождения нефти с весьма значительными запасами (Мухановское, Дмитриевское и др.). Еще более крупные залежи нефти, связан-

ные с рифогенными и терригенными отложениями нижнего карбона, выявлены на северо-восточном склоне Актаныш-Чешминского прогиба в Башкирии. Таким образом, изучение и разведка

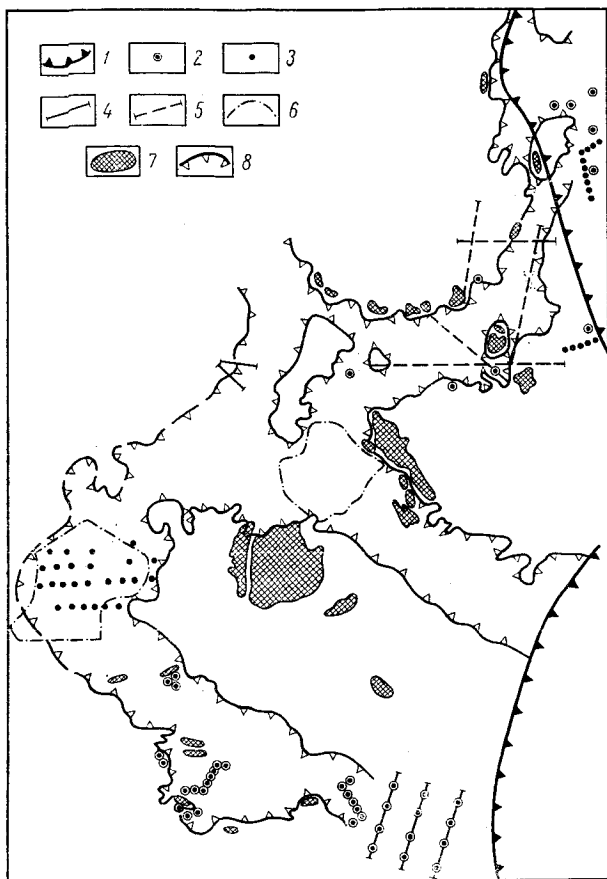


Рис. 68. Схема региональных геолого-геофизических работ по Камско-Кинельской системе прогибов.

1 — граница Предуральского прогиба; 2 — параметрические скважины; 3 — профильно-параметрические скважины малого диаметра; 4 — комплексные сейсмические профили (МОВ, РНП, АПФ, ОГТ); 5 — опорные геофизические профили (МОВ, высокоточная гравиметрия, МТП); 6 — границы площадей электроразведочных работ ЗСМ; 7 — нефтяные месторождения; 8 — границы распространения Камско-Кинельской системы прогибов.

Камско-Кинельской системы прогибов уже дали большой экономический эффект. По существу эта система представляет собой главный резерв прироста запасов и поддержания добычи нефти в старых районах Волго-Уральской области.

Система прогибов изучена и разведана весьма неравномерно. Региональные исследования планируются и осуществляются на участках, слабо или вовсе не изученных с несколько различными конкретными задачами.

С помощью намеченного комплекса региональных исследований необходимо определить продолжение или замыкания отдельных прогибов (например, восточное продолжение Мухановско-Ероховского прогиба), уточнить в отдельных районах положение и строение бортовых зон, выяснить литологический состав и строение терригенного выполнения, наметить участки поисков различного типа ловушек (массивные, пластовые сводовые, литологически экранированные) и оценить масштабы нефтеносности возможных зон нефтенакпления.

В качестве основных видов работ предложены высокоточная гравиметрия и электроразведка. Эффективность этих методов в данном случае определяется развитием в прогибах мощной терригенной толщи. Породы этой толщи обладают пониженной плотностью и соответственно этому создают отрицательный гравитационный эффект. В то же время они отличаются от обрамляющих и подстилающих карбонатных пород повышенной электропроводностью, что дает возможность картировать электроразведкой борта и днища прогибов.

Более дорогие сейсмические работы планируются в модификациях МРНП и ОГТ лишь на отдельных участках со сложным строением. Там же осуществляется бурение профильно-параметрических и параметрических скважин. Так, юго-восточное продолжение Мухановско-Ероховского прогиба с его богатыми месторождениями нефти намечено проследить сейморазведкой и параметрическими скважинами, размещенными по трем профилям. Электроразведка в этом районе менее эффективна или вовсе не эффективна из-за наличия соли в пермских отложениях. Достаточно сложны и сейсмогеологические условия. Поэтому для получения совершенно надежных данных возникла необходимость в бурении системы параметрических скважин.

Бортовая зона Прикаспийской впадины — это особенный и очень протяженный (несколько сот километров) тектонический элемент, с которым связано представление о самостоятельной крупной зоне нефтегазонакопления в Нижнем Поволжье. Имеющиеся данные свидетельствуют о весьма сложных соотношениях литолого-стратиграфических комплексов в этой зоне. Поверхность подсолевого (докунгурского) палеозоя опускается в этой зоне от 2—2,5 до 5—6 км и более. Одновременно происходит резкое сокращение мощности карбонатной подсолевой толщи нижней перми и карбона (от 1200 до 25 м), столь же резкое увеличение терригенной толщи верхнего палеозоя, аномальное сокращение разреза нижнего карбона и верхнего девона.

Во внутренней полосе бортовой зоны на погруженный докунгурской палеозой накладывается мощный солянокупольный текто-

нический этаж. Он образован солевой толщей кунгура и мощными преимущественно терригенными образованиями верхней перми, триаса и мезозоя. Солевая толща перераспределена в контрастные штоки и солевые гряды. Перекрывающие соль отложения выполняют глубокие межкупольные мульды, а над штоками образуют куполовидные поднятия, нарушенные сбросами.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности в бортовой зоне очень широк и простирается от девонских до юрских отложений включительно.

Региональные работы нацелены на решение следующих задач:

а) выяснение условий распространения, залегания и закономерностей изменения состава девонских и верхнепалеозойских отложений во внешней и особенно внутренней частях бортовой зоны;

б) определение типов ловушек нефти и газа в различных литолого-стратиграфических комплексах палеозоя и зон распространения этих ловушек;

в) определение масштабов нефтегазонакопления в бортовой зоне и вероятных размеров залежей нефти и газа;

г) определение литологического состава отложений пермотриаса межкупольных мульд, закономерностей его изменения, возможных типов ловушек и размеров залежей в них.

Размещение региональных исследований показано на рис. 69. Основу комплекса этих исследований составляют сейсморазведка МПОВ и МОВ по системе профилей, секущих бортовую зону вкрест простирания, и бурение параметрических скважин на этих профильных пересечениях. Основная часть скважин проводится на глубины 5 км, несколько скважин — на глубины 7 км. Кроме того, в комплекс исследований входит электроразведка МТЗ для определения присутствия соли и ее остаточной мощности в межкупольных мульдах и сейсморазведка МОВ для изучения структуры межкупольных мульд и соляных куполов.

На обширных пространствах Западной Сибири развит мощный покров четвертичных образований, а ее поверхность покрыта труднопроходимыми болотами, таежными лесами и озерами. Структурно-геологическое картирование здесь практически не осуществимо, а бурение скважин и проложение системы прямолинейных региональных геофизических профилей сопряжено с очень серьезными техническими трудностями.

В состав первоначального комплекса региональных исследований Западной Сибири были включены аэромагнитная съемка, а также гравиметрические съемки и точечные сейсмические зондирования с использованием вертолетов. Одновременно развивались сейсмические работы по руслам судоходных рек в морском варианте с плавающей сейсмической косой. Первые опорные и параметрические скважины закладывались в окраинных, наиболее доступных районах. Этот комплекс исследований постоянно сопровождался специально организованным широким и глубоким научным анализом и обобщением поступающих материалов. На

их основе разрабатывалась и непрерывно совершенствовалась общая геологическая модель впадины и ее отдельных районов. Первоначальные региональные исследования завершились открытием первых газовых и нефтяных месторождений на западе впадины и

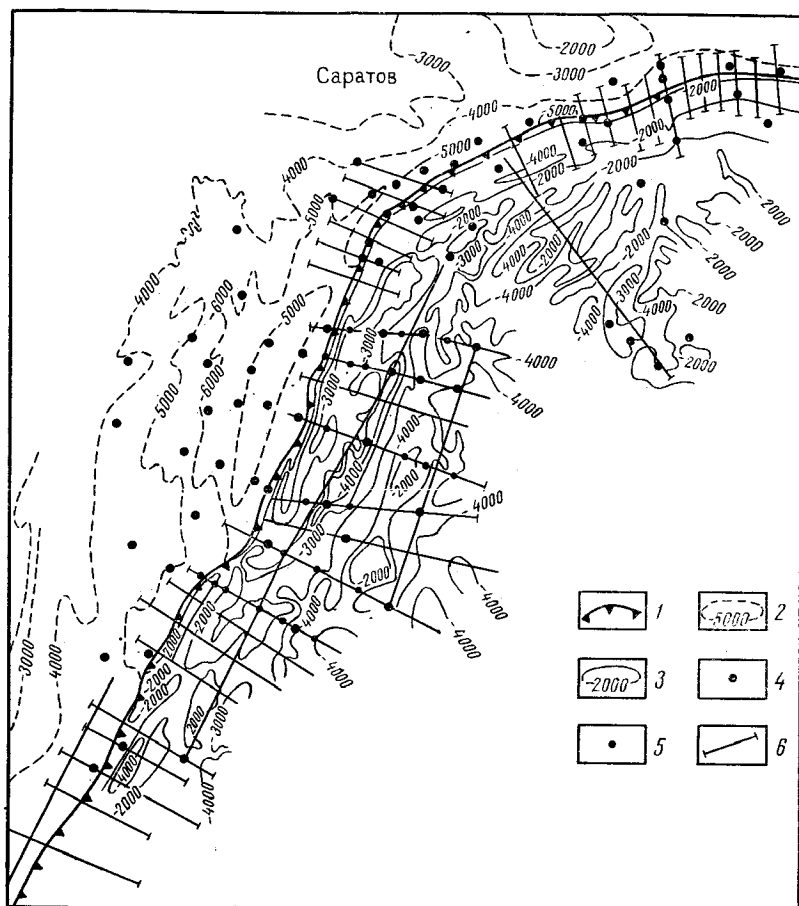


Рис. 69. Схема региональных геолого-геофизических работ по Нижнему Поволжью.

1 — борт Прикаспийской впадины; 2 — изогипсы поверхности фундамента (внешняя часть зоны); 3 — изогипсы поверхности соли (внутренняя часть зоны); 4 — параметрические скважины; 5 — профильно-параметрические скважины; 6 — комплексные сейсмические профили МПОВ—МОВ.

потом в ее внутренних районах. Эти открытия и своевременная разработка удовлетворительной геологической модели низменности позволили сразу же оценить грандиозные масштабы нефтегазоносности недр Западной Сибири. Сейсморазведка и ныне яв-

ляется наиболее эффективным методом геофизических региональных и детальных исследований в Западной Сибири, что определяется особенностями ее разреза. Но в настоящее время она осуществляется уже на новой технической базе, с использованием вездеходного транспорта и преимущественно в зимний период, когда болота и озера промерзают.

§ 5. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Долгосрочное и перспективное планирование выступает в наше время и особенно в социалистическом обществе, которое развивается на плановых началах, как очевидная экономическая необходимость.

Все большее значение приобретает прогнозирование развития технических средств, технологических процессов, сырьевых и энергетических ресурсов на достаточно отдаленные сроки — 10—20 лет и более. Прогноз ресурсов нефти и газа становится серьезной и ответственной задачей и это находит отражение в организации и проведении систематических исследований по оценке ресурсов этих полезных ископаемых как в нашей стране, так и в других странах.

Прогнозная оценка ресурсов нефти и газа осуществляется на основе геолого-геофизических данных, характеризующих строение и развитие бассейна, зоны, комплекса, и уточняется по мере увеличения степени изученности указанных объектов. При этом используются общие геологические критерии или благоприятные показатели нефте- и газоносности, которые выработаны в результате обширной практики геологоразведочных работ в разнообразных районах, и метод аналогии — сравнения данного объекта с подобными, но уже разведанными.

Имеется несколько различных методов оценки прогнозных ресурсов: сравнительного геологического анализа, объемно-генетический, в среднем на структуру и др. Наиболее широко распространен метод сравнительного геологического анализа, основанный на определении плотности запасов нефти и газа на 1 км² территории.

Этот метод заключается в подборе сходных по своему строению территорий или зон в пределах какой-либо нефтегазоносной провинции, одна из которых, эталонная, достаточно разведана и содержит разведанные запасы нефти и газа, а другая пока не разведана и ее ресурсы подлежат оценке. По эталонной территории вычисляется удельная плотность запасов нефти и газа на 1 км² площади или 1 км³ объема пород, и полученная цифра применяется для оценки перспективной территории.

Оценка ресурсов производится первоначально по отдельным продуктивным толщам, стратиграфическим подразделениям или нефтегазоносным комплексам, а затем суммируется для всего разреза.

На стадии региональных исследований важное значение имеют а) прогноз, точнее оценка перспектив открытия крупных месторождений нефти и газа, как необходимой основы достижения высоких темпов развития добычи этих полезных ископаемых;

б) прогноз и выяснение зональности распределения ресурсов нефти и газа в недрах бассейна или провинции. Общегосударственное раздельное планирование потребления и добычи нефти и газа предопределяет необходимость и раздельного прогноза ресурсов этих полезных ископаемых.

Прогноз крупных месторождений. Давно замечено, что распределение запасов нефти и газа в недрах бассейнов, провинций и целых континентов крайне неравномерно. Большая часть разведанных ресурсов нефти и газа каждого континента и каждого нефтегазоносного бассейна сосредоточена в пределах очень небольшого числа месторождений. Установлено, что около 88% начальных доказанных запасов нефти всех пяти континентов сосредоточено всего лишь на 71 месторождении. Из них всего лишь шесть месторождений супергигантов содержит около половины запасов нефти капиталистических стран. Извлекаемые запасы нефти и газа некоторых гигантских месторождений достигают соответственно нескольких миллиардов тонн и нескольких триллионов кубометров.

В СССР свыше 50% выявленных запасов нефти приурочено к 29 месторождениям (1,5% всех выявленных месторождений) и свыше 65% разведанных запасов газа сосредоточено на 7 месторождениях (менее 2% общего числа газовых месторождений). СССР обладает наиболее крупными месторождениями газа и наибольшим их числом.

Показательно и важно, что 85% мировой добычи нефти дают менее чем 5% разведанных месторождений. Из этого следует, что современные масштабы добычи нефти и в равной мере газа, а также темпы ее роста обеспечиваются ресурсами главным образом крупных и гигантских месторождений. Поэтому при прогнозировании нефтегазоносности в масштабе нефтегазоносных бассейнов, провинций и зон важно оценить в каждом случае не только общие размеры вероятных ресурсов нефти и газа, но и возможность открытия крупных и крупнейших месторождений.

Различные авторы, исследовавшие проблему прогноза крупных месторождений, называют ряд факторов, обуславливающих формирование месторождений-гигантов. К ним относятся:

а) обширные размеры нефтегазоносного бассейна, большая мощность осадочного выполнения, повышенный геотермический градиент;

б) наличие в составе этого выполнения обогащенных органическим веществом толщ (субугленосных, сланцев, пород доманикового типа и др.), перемежающихся с коллекторскими пластами, по которым обеспечивается миграция углеводородов к ловушкам;

в) наличие в разрезе надежных и регионально выдержанных нефтегазоупоров;

г) наличие емких ловушек, расположенных на путях региональной миграции.

Учет этих и некоторых других общих факторов позволяет оценить масштабы нефтегазоносности бассейна и соответственно вероятность обнаружения крупных и гигантских залежей нефти и газа, но они недостаточны для прогноза конкретных крупных месторождений и залежей.

В практике разведки прежде всего обращается внимание на наиболее крупные и контрастные структуры. Разведка таких структур нередко приводит к открытию крупных месторождений. Но, как правило, действительные размеры залежей обнаруживаются только в ходе разведки.

На рис. 70 отображена динамика открытий крупных месторождений нефти и газа в США и применяемые при этом методы. График иллюстрирует наличие определенных подъемов и спадов в истории открытий крупных месторождений и значение введения новых методов поисков.

Первоначальные успехи (1900—1910 гг.) были связаны с бурением скважин в районах с естественными нефтепроявлениями.

В последующий период (1910—1923 гг.) крупные открытия были сделаны главным образом благодаря структурно-геологическому картированию. Затем в конце 20-х и начале 30-х годов последовала новая вспышка открытий, продолжавшаяся до 1952 г. Она связана с интенсивным развитием новых геофизических, главным образом сейсмических, методов поисков.

Начиная с 1952 г., результативность нефтепоисковых работ резко понизилась. Некоторые американские геологи считают, что это вызвано отсутствием каких-либо новых идей и эффективных

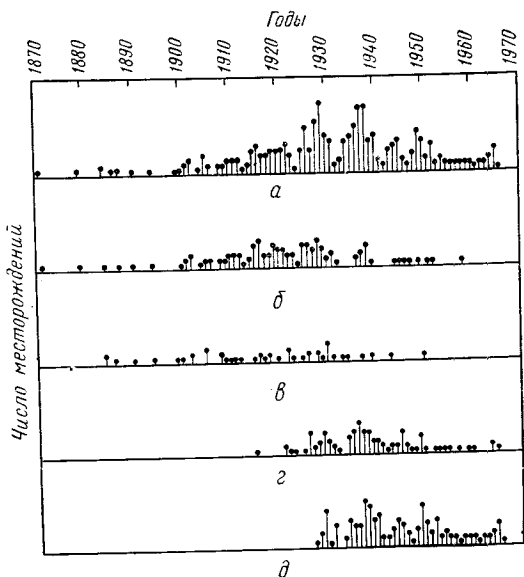


Рис. 70. Динамика открытий крупных месторождений нефти и газа в США и применяемые при этом методы (по М. Хэлбаути).

Запасы нефтяных месторождений более 15 млн. т, газовых — более 30 млрд. м³.

а — общее число месторождений; методы поисков: б — геологическое картирование; в — бурение наугад; г — интерпретация глубинных данных; д — геофизическое картирование.

методов поисков, скрытых глубоко погребенных и преимущественно стратиграфических ловушек.

Прогноз и изучение зональности в распределении нефти и газа. Подавляющая часть разведанных в мире ресурсов нефти и газа содержится в чисто нефтяных или в чисто газовых (газоконденсатных) залежах. Запасы свободного газа и нефти в газонефтяных залежах составляют лишь незначительную долю этих ресурсов. При этом нефтяные месторождения или газовые месторождения образуют достаточно обособленные группы, составляющие зоны преимущественного или даже исключительного газонакопления или нефтенакопления. Аналогичным образом обособляются нефтеносные и газоносные районы, комплексы, провинции и даже бассейны.

Однако в большинстве случаев мы сталкиваемся с нефтегазонасными бассейнами, в которых намечаются отчетливые признаки той или иной региональной зональности в распространении нефтяных и газовых залежей и ресурсов. При ближайшем рассмотрении выясняется, что видимая зональность в распространении нефтяных и газовых месторождений контролируется определенными структурными элементами, формациями, глубинами залегания продуктивных толщ, распространением региональных газонефтеупорных толщ и т. д.

Немалую роль в формировании этой зональности играют процессы региональной миграции и перераспределения нефти и газа, нарушения фазовых равновесий, изменения сохранности ловушек, гидрогеологического и микробиологического разрушения залежей. Тем не менее в конкретных сложных или относительно простых формах зональности устанавливаются некоторые достаточно универсальные закономерности.

Многие признаки указывают на то, что в каждом случае в основе формирования видимой зональности нефти и газа лежат генетические процессы — активность или интенсивность газообразования или нефтеобразования, которые в свою очередь определяются фациально-генетическим типом органического вещества пород, региональным изменением термодинамических условий преобразования этого вещества.

Фациально-генетическая зональность находит выражение в закономерной пространственной и генетической связи газонасности с угленосными или субугленосными формациями и нефтеносности с преимущественно морскими толщами, в которых преобладает сапропелевый тип органического вещества. Наиболее ярко этот тип зональности выражен в Западно-Сибирском нефтегазонасном бассейне. Угленосные и субугленосные формации мела северной части бассейна содержат преимущественно или исключительно газовые залежи, причем гигантских размеров. Смена этих формаций в южном направлении морскими песчано-глинистыми формациями нижнего мела, многие толщи которого отличаются очень высоким содержанием органического вещества

сапропелевого типа, сопровождается сменой газоносности нефтеносностью, причем также крупного масштаба. Региональная газоносность нижней перми Северного моря генетически связана с подстилающими угленосными формациями карбона. Предполагается, что преимущественная газоносность Амударьинской впадины и мезозоя Северо-Западного Кавказа находится в прямой генетической связи с субугленосной формацией нижней — средней юры, заключенной в недрах впадин.

Как показывают природные данные и экспериментальные исследования, на определенных стадиях превращения гумусового органического вещества угленосных формаций образуются и нефтяные углеводороды. Однако главная продукция этих формаций во всех практически интересных термодинамических зонах — это метан.

Существует также глубинная зональность. Фактические данные показывают, что верхние (до 1000—1500 м) преимущественно кайнозойские, реже мезозойские толщи осадочного чехла многих нефтегазоносных бассейнов содержат преимущественно залежи метана. В интервале глубин от 1000—1500 до 3500—4000 м размещается подавляющая часть выявленных нефтяных ресурсов и большая часть ресурсов газа и конденсата. На глубинах свыше 5 км в палеозойских бассейнах и свыше 6 км в кайнозойских бассейнах залежи нефти, как правило, исчезают. Они сменяются залежами метана, а эти последние с глубиной обнаруживают в некоторых районах повышенные концентрации двуокиси углерода. Глубинная зональность достаточно отчетливо проявляется в бассейнах с мощным осадочным покровом, 8—10 км и более. В частности, она устанавливается или намечается в Днепровско-Донецкой впадине, Азербайджане, Западной Туркмении, Сахалине. Несомненно, что она имеет генетическую природу и характеризует процесс газообразования как наиболее универсальный по сравнению с процессом нефтеобразования, который заключен в достаточно узком интервале глубин. В образовании верхней газовой зоны определяющим фактором являются преимущественно биохимические процессы, в формировании последующих нефтегазовой, метановой и метаново-углекислой зон — термokatалитические при возрастающем значении теплового потока из внутренних зон земли и времени пребывания толщ в соответствующей температурной зоне.

Геологическая и геотермическая истории седиментационных бассейнов различны, различны фациально-генетические типы исходного органического вещества и степень обогащенности им пород, интенсивность нефте- и газообразования и наконец глубинное положение региональных нефтегазоупорных толщ. Поэтому абсолютные глубины современного положения зональной границы нефть — газ могут существенно различаться. Массы глубинного, или горячего, метана, как правило, «выплескиваются» за пределы областей и зон их генерации в недрах глубоких впадин и образуют крупные и гигантские залежи в бортовых зонах этих впа-

дин или на смежных с ними сводовых поднятиях на совсем небольших глубинах. В качестве ярких примеров этого явления можно привести Оренбургское газоконденсатное месторождение на северном борту глубокой Прикаспийской впадины, крупнейшее месторождение в США Пенхендл-Хьюгтон на борту глубокой впадины Анадарко, залежи газа Каракумского свода в Туркмении, ставропольского свода в Предкавказье и др. Естественно, что и газы угленосных формаций, так же как и зон глубоких погружений, образуют скопления не только в родоначальных формациях и зонах. Перемещаясь, они формируют залежи в перекрывающих и смежных формациях и структурных зонах.

В результате регионального перемещения газа и газовых растворов, происходящего вверх по разрезу и восстанию слоев, сменяются зональные границы распространения нефтяных и газовых залежей, вступают в действие механизмы дифференциального улавливания, выделения газа в свободную фазу из газонефтяных и газоконденсатных растворов и многие другие процессы, которые определяются конкретными геологическими и историко-геологическими условиями. В итоге формы проявления зональности существенно усложняются и становятся разнообразными. Усложняется также раздельный прогноз нефтеносности и газоносности, который требует анализа и учета всей совокупности геологических и историко-геологических особенностей строения и развития региона. Прогноз промышленной газоносности, в частности, должен опираться на некоторые общие геологические показатели и признаки. К ним относятся значительная мощность осадочного покрова бассейна (8—10 км и более), повышенный геотермический градиент, застойный элизионный режим водонапорных систем, газонасыщенность пластовых вод. Необходимым условием газонакопления, особенно образования крупных газовых месторождений, является присутствие в разрезе достаточно надежных и регионально выдержанных газоупорных толщ — мощных глинистых или соленосных пачек и свит.

Глава IX

ПОДГОТОВКА ПЛОЩАДЕЙ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ

§ 1. ЗАДАЧИ ПОДГОТОВКИ ПЛОЩАДЕЙ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ

Геологическое строение любого месторождения нефти и газа характеризуется присутствием природных ловушек жидких и газообразных углеводородов. Прогнозирование нефтяного или газового месторождения — это прежде всего прогноз вероятных в данном случае ловушек.

По степени важности факторы, определившие образование ловушки, разделяются на два класса — структурные и неструктур-

ные. К последним относятся ловушки, образовавшиеся в результате литологического замещения проницаемого пласта или проницаемой зоны в массиве пород, их несогласного перекрытия (срезания). Однако формирование и распространение ловушек нефти и газа того и другого класса связано с теми или иными достаточно определенными тектоническими структурами. Так, литологически и стратиграфически экранированные ловушки возникают в связи с моноклинальными склонами или непосредственно на куполовидных поднятиях и складках; рифогенные массивы развиваются в связи с бортовыми зонами глубоких прогибов и впадин или изолированных выступов и сводами тектонических структур и т. д. Поэтому нефтяные или газовые месторождения — это прежде всего тектонические структуры или тектонические зоны того или иного типа, с которыми могут быть связаны единичные или многочисленные ловушки и залежи. Соответственно этому типы нефтяных и газовых месторождений различаются по типам вмещающих и контролирующих структур (месторождения солянокупольного типа, типа пологих платформенных структур, сложно построенных антиклинальных складок и т. д.). Различным геотектоническим зонам (складчатые области, краевые прогибы, платформы и т. д.) соответствуют определенные типы структур и месторождений нефти и газа. Тектонические структуры, таким образом, являются основой для прогнозирования различных типов залежей, важнейшим признаком нефтегазовых площадей, на который ориентируются и которым руководствуются при поисках и разведке промышленных скоплений нефти и газа.

Выявление и подготовка таких площадей к заложению поисковых скважин означают

а) прогноз и поиски благоприятных для образования залежей структур;

б) надежное изучение этих структур, обеспечивающее точное попадание поисковых скважин в контуры ловушек и залежей, наметившихся в воображении геолога.

Решение этих задач и составляет содержание второй стадии поисков нефтяных и газовых месторождений. Эта стадия является важнейшей в геологоразведочном процессе. Она оказывает непосредственное влияние на темпы поисков и их конечные результаты.

§ 2. ПОИСКИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР И ЛОВУШЕК

Первоначально поиски благоприятных структур в новом районе ориентируются на наиболее доступные перспективные территории, структурные этажи и тектонические зоны с контрастными и крупными структурами. Затем поиски последовательно и

неуклонно распространяются практически на всю перспективную территорию и охватывают обширные моноклиналильные склоны, прогибы и впадины. При этом происходит переориентация на малоамплитудные поднятия, различного рода седиментационные структуры и ловушки (риффы, биогермы, зоны выклинивания и литологического замещения коллекторов) и наконец на более глубокие структурные этажи с погребенными поднятиями и ловушками. Такова общая схема поисковых работ, которой сопутствуют, как правило, усложнение задач и соответственно изменения в составе методов выявления и картирования структур и ловушек.

В принципе следует различать поиски и картирование структур и ловушек по маркирующим (геологическим или физическим) горизонтам непосредственно в продуктивной толще и по горизонтам в перекрывающих или подстилающих ее образованиях. Первые можно назвать прямыми поисками структурных и неструктурных объектов, вмещающих залежи нефти и газа, вторые — соответственно косвенными поисками сверху и косвенными поисками снизу.

Прямые поиски объектов конечно предпочтительнее, так как обеспечивают наиболее рациональное размещение поисковых и разведочных скважин. Во многих случаях они являются и единственно возможными. Так обстоит дело при поисках погребенных структур в промежуточных тектонических этажах, рифогенных и эрозионных выступах, ловушек литологического и стратиграфического типов на моноклиналильных склонах. Во всех этих и других случаях, когда названные структуры и ловушки не находят прямого и четкого отражения в перекрывающих и подстилающих толщах, неизбежно применение методики прямых поисков продуктивных структур и ловушек.

При поисках погребенных тектонических структур, связанных с промежуточными и нижними тектоническими этажами, используется главным образом сейсморазведка МОВ в ее различных модификациях. В тех случаях, когда она оказывается недостаточно эффективной, прибегают к бурению глубоких структурно-поисковых скважин непосредственно до продуктивных горизонтов. На эти скважины возлагаются не только структурные, но и поисковые задачи. Бурение их производится по системе определенно ориентированных профилей вкрест предполагаемого простирания погребенных структур или по очень разреженной сетке в комплексе с сейсморазведкой. Выявленная залежь или структура разведывается затем поисковыми и разведочными скважинами. Экономически это наименее рентабельный путь, особенно при значительных глубинах. Но при отсутствии других эффективных и более дешевых методов его применение в старых районах является во многих случаях оправданным.

Еще более сложна проблема поисков месторождений нефти и газа в связи с моноклиналильными склонами, где создаются усло-

вия для образования литологически, стратиграфически и тектонически экранированных ловушек и залежей.

Планомерные поиски таких месторождений могут осуществляться лишь в достаточно разведанных районах после того, как устанавливается факт регионального выклинивания, литологического замещения или стратиграфического срезания какой-либо продуктивной свиты или пачки в связи с определенным региональным тектоническим элементом.

Как известно, ловушки экранированного типа на моноклинальных или гомоклинальных склонах создаются лишь при определенных соотношениях поверхности экрана и пласта, когда обеспечивается козырьковое замыкание изолиний пласта на линию его

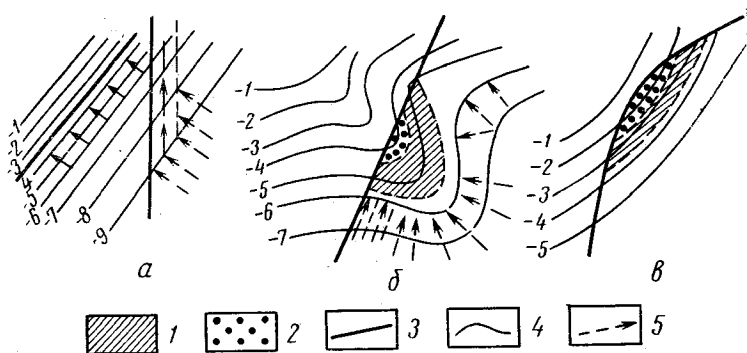


Рис. 71. Условия образования залежей нефти и газа, связанных с экранированием.

а — залежи не образуются; *б, в* — образование залежей возможно; 1 — нефть; 2 — газ; 3 — линии экранов; 4 — изогипсы пласта; 5 — направление миграции.

пересечения с экраном (рис. 71). Для выявления этих соотношений требуется достаточно точное картирование и пласта, и поверхности экрана. Решение этой задачи одной сейсморазведкой возможно лишь в районах с исключительно благоприятными сейсмогеологическими условиями. Такие условия существуют в Западной Сибири, в некоторых районах Предкавказья. Но и здесь сейсморазведка комплексировается с бурением глубоких параметрических или структурно-поисковых скважин, с тщательным изучением и корреляцией их разрезов.

В отдельных случаях целесообразно комплексирование различных геофизических методов. Так, при поисках погребенных рифогенных структур в Предуралье с успехом использовался комплекс электроразведки и детальной гравиметрической съемки. Применение их оказалось эффективным потому, что только определенное сочетание показаний этих методов, фиксирующих различные признаки погребенных рифогенных массивов, позволяло безошибочно их обнаруживать.

Поиски продуктивных структур по маркирующим горизонтам в толщах, перекрывающих или подстилающих перспективные горизонты и свиты, имеют характер косвенных поисков, хотя вероятность совпадения выявленных таким образом структур со структурами продуктивных горизонтов может быть и очень велика, иногда практически гарантирована. При хорошей обнаженности или неглубоком залегании надежных маркирующих горизонтов и установленном соответствии их форм залегания тектоническим формам перспективных толщ структурно-геологическое картирование и структурное бурение наиболее эффективны и в геологическом, и в экономическом отношении. При этом морфологическая выраженность или контрастность структур мало влияют на результаты. Но при значительном увеличении глубин

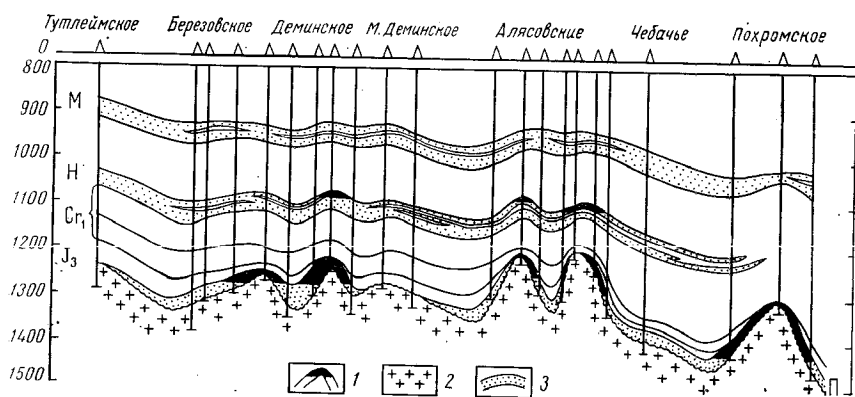


Рис. 72. Геологический разрез через группу газовых месторождений Березовского газосносного района Западной Сибири (по О. К. Макарову).

1 — залежи газа; 2 — породы фундамента; 3 — песчаные пласты-коллекторы.

залегания маркирующих горизонтов (800—1000 м и более) структурное бурение становится дорогим. И если в данном районе также эффективны сейсморазведка и электроразведка, то следует отдать предпочтение этим методам, как экономически более выгодным. Если же указанные методы недостаточно эффективны, то они дополняются бурением глубоких структурно-поисковых и параметрических скважин.

Так, в большинстве районов Урало-Поволжья структуры, продуктивные в среднем и нижнем карбоне, а во многих случаях и в девоне успешно выявлялись и картировались по отложениям верхнего карбона, нижней перми и даже мезозоя (Саратовско-Волгоградское Поволжье). Поиски и подготовка этих структур производились структурно-геологическим картированием и неглубоким структурным бурением. Так осуществляются поиски структурных объектов сверху.

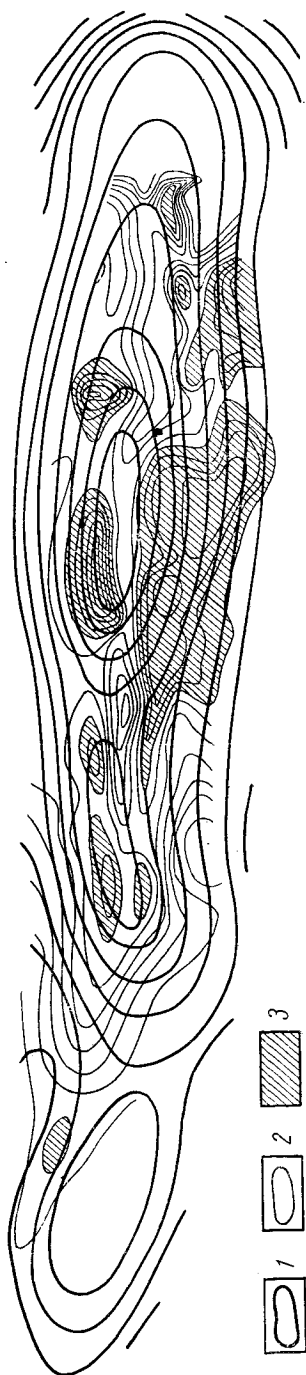
Поиски структурных объектов снизу также широко распространены. Они используются для выявления погребенных структур в нижней части осадочного чехла, где эти структуры контролируются рельефом поверхности фундамента. Неровности фундамента даже небольшой амплитуды могут контролировать и погребенные структуры, и непосредственно ловушки нефти и газа в неравномерно распределенных базальных пачках проницаемых пород. Наглядными примерами могут служить газовые месторождения Березовского газоносного района Западной Сибири. Как видно на рис. 72, ловушки основных залежей этого района контролируются структурами базальной свиты юры, облекающей выступы фундамента.

Поверхность фундамента, особенно кристаллического, характеризует очень резкую смену физических свойств пород и поэтому, как правило, успешно картируется различными геофизическими методами. Наиболее эффективно применение корреляционного метода преломленных волн (КМПВ). В последние годы успешно используется метод отраженных волн (ОГТ). Применяются также магнитно-теллурические и электрические зондирования и профилирования.

Таким же образом снизу выявляются погребенные солянокупольные структуры. Они фиксируются в гравитационном поле относительными или абсолютными минимумами силы тяжести, которые создаются соляными штоками. Из других геофизических методов эффективна электроразведка методом теллурических токов и электрических зондирований, сейсморазведка КМПВ

Рис. 73. Соотношение соляных гряд кунгура с погребенной валообразной структурой Оренбургского газоконденсатного месторождения.

1 — изолинии поверхности подсолевого палеозоя; 2 — изолинии поверхности соляной толщи кунгура; 3 — соляные гряды.



по поверхности соли. Дальнейшее уточнение строения этих, как правило, очень сложных, разбитых сбросами структур производится структурным бурением (картирование сверху), сейсморазведкой МОВ (по опорным горизонтам в продуктивной толще) или их разумным комплексированием.

При поисках сверху и снизу перспективных структур в продуктивных толщах руководствуются не только прямыми показаниями, т. е. замкнутыми куполовидными формами, но и некоторыми косвенными признаками таковых. В перекрывающих отложениях к ним относятся структурные носы, террасы, флексуры, зоны уменьшения мощностей или размыва различных горизонтов и толщ.

В районах развития соляной тектоники во многих случаях удается установить закономерные пространственные соотношения между соляными структурами и структурами подсолевого ложа. В частности, они выражаются в совпадении протяженных валообразных структур или контрастных антиклинальных складок со столь же протяженными соляными грядами. На рис. 73 показано соотношение соляных гряд кунгура с погребенной валообразной структурой Оренбургского газоконденсатного месторождения.

При изучении поверхности фундамента привлекают внимание зоны тектонических уступов, узких грабенообразных прогибов и грядовых возвышенностей. Выделенные по этим признакам участки выдвигаются в качестве объектов поисков структур в продуктивных толщах методами сейсморазведки или структурно-поискового бурения.

На этих и других примерах можно убедиться в том, что прямые и косвенные поиски благоприятных структур и ловушек применяются и раздельно, и совместно в определенной последовательности с использованием одних и тех же или различных поисковых методов. Выбор тех или иных методов и методики поисков структур и ловушек определяется двумя факторами: 1) геологической результативностью в данных геологических условиях; 2) сравнительной экономической эффективностью.

Таким образом, рациональная методика поисков структур и ловушек может быть определена как совокупность и последовательность определенных поисковых методов, геологически и экономически наиболее эффективная в данных геологических и географо-экономических условиях.

§ 3. ПОДГОТОВКА ПЛОЩАДЕЙ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ

Подготовка площади к поисковому бурению означает ту степень детализации ее геологического строения, при которой надежно устанавливаются контуры вероятной ловушки или системы ловушек в недрах этой площади и обеспечивается заложение поисковых, а затем и разведочных скважин в оптимальных усло-

виях. Подготовка площадей осуществляется, как правило, наиболее точными методами изучения структуры — структурным бурением и сейсморазведкой МОВ в различных ее модификациях. По материалам этих исследований должна составляться структурная карта изучаемой площади в масштабе не менее 1:50 000, которая и является обоснованием для постановки поискового бурения.

Проведение сейсмических и других геофизических исследований на стадии подготовки площадей существенно отличается от проведения этих работ на стадии региональных исследований. Резко сокращаются размеры объекта исследования (локальная структура) и столь же резко возрастают требования к достоверности и точности результатов. Повышение степени достоверности и точности геофизических данных достигается

а) применением аппаратуры с более высоким классом точности;

б) использованием наиболее трудоемких видов и методик геофизических работ;

в) сгущением сети наблюдений;

г) повышением точности интерпретации геофизических измерений путем более полного учета физических параметров и многовариантной машинной обработки материалов по различным подходящим программам.

Детальное изучение площадей с различными типами тектонических структур имеет свои особенности.

Куполовидные структуры платформ. Эти структуры характеризуются, как правило, небольшими амплитудами (первые десятки метров) и разнообразными размерами и формами. Во многих случаях они объединены общим основанием — сводовым поднятием платформы — или соподчинены протяженным валообразным структурам, резко асимметричным в поперечном сечении. Куполовидные структуры включают в себе главным образом пластовые сводовые и массивные ловушки. Известны районы (Березовский в Западной Сибири) и площади, где на склонах куполовидных структур развиты стратиграфически и литологически экранированные ловушки. Значительно реже встречаются связанные с ними пластовые тектонически экранированные ловушки.

При подготовке к поисковому бурению куполовидных платформенных структур должны быть надежно установлены положение сводовой части структуры, возможные ундуляции ее длинной оси, крыльевые и периклинальные замыкания. При этом особое внимание должно быть обращено на строение и замыкание структуры в области ее «критического» склона, направленного в сторону общего регионального подъема слоев. При наличии крутого флексурообразного крыла последнее должно быть протрассировано с большой точностью. Опыт показывает, что такое крыло, часто сопровождающееся разрывными нарушениями,

не испытывает сколько-нибудь существенного смещения на глубине и является естественным ограничением залежей нефти и газа. Поэтому детализация строения крутого крыла позволяет впоследствии сократить число разведочных (оконтуривающих) скважин.

Детализация платформенных структур при подготовке их к поисковому бурению осуществляется структурным бурением или сейсморазведкой. В сложных геологических условиях при наличии разрывных нарушений и отсутствии достаточно выдержанных опорных сейсмических горизонтов детальные сейсморазведочные работы сопровождаются бурением единичных структурных и параметрических скважин.

Плотность сейсмических профилей или профилей структурных скважин должна соответствовать размерам структуры и ее положению в системе региональных тектонических элементов. На небольших структурах площадью $1,5 \times 2$ км и амплитудой 20—30 м, расположенных на моноклинальных или гомоклинальных склонах, плотность сейсмических профилей до 5—7 км на 1 км^2 площади. В этих случаях сейсмические профили проводятся через несколько сот метров.

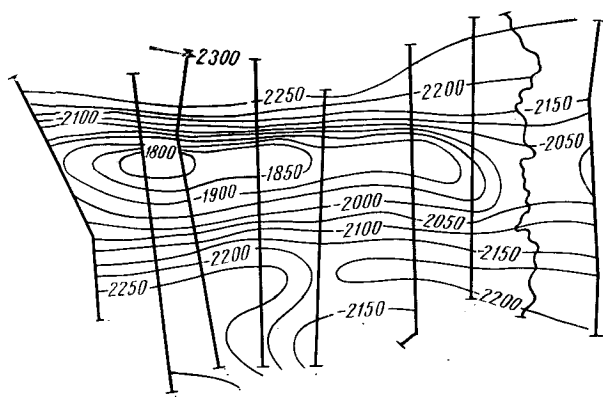
Иногда можно избежать сгущения сейсмических профилей за счет привлечения данных других геофизических исследований и их комплексной количественной интерпретации при совместном рассмотрении с материалами единичных сейсморазведочных исследований.

На рис. 74, а дана структурная карта, построенная исключительно по материалам сейсморазведочных профилей (один из них выполнен по реке). На рис. 74, б изображена карта того же участка, построенная по результатам комплексной количественной интерпретации гравиметрической и магнитной съемок и сейсморазведки лишь по некоторым профилям. Легко заметить высокую сходимость карт при сокращении количества сейсмических пересечений почти втрое. Сейсмические профили размещаются, как правило, по прямоугольной сетке. Основная часть их ориентирована вкрест простирания структуры. Меньшую часть составляют связующие профили. При изучении малоамплитудных глубоко погребенных структур отрабатывается равномерная сеть профилей.

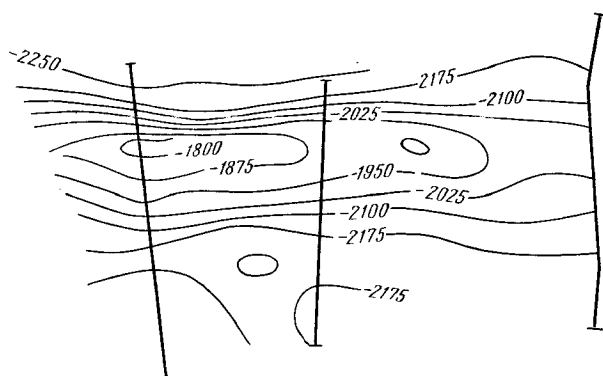
В сложных физико-географических условиях такая стройная система расположения сейсмических профилей нарушается. Наиболее яркие примеры этому дает практика сейсмических работ в Западной Сибири, где из-за сильной заболоченности, обилия озер часто невозможно проложить равномерную и строго ориентированную сетку сейсмических профилей. На рис. 75 показана система сейсмических профилей и построенная по ним структурная карта одной из площадей Западной Сибири.

Если малоамплитудные локальные структуры представляют собой частные осложнения более крупной замкнутой структуры — сводового поднятия или вала, то большая детализация каждой

из них может оказаться излишней. Следует всегда иметь в виду возможность расширения контуров залежей до границ этих крупных вмещающих структур. В этом случае детальные работы должны быть подчинены изучению строения вмещающей струк-



a



б

Рис. 74. Структурные карты одной из площадей, построенные по данным сейсморазведки (а) и результатам комплексной количественной интерпретации данных гравиметрии, магнитометрии и части сейсморазведочных профилей (б).

туры в целом, ее контуров. Аналогичным образом при подготовке ранее выявленных парных структур должно быть обращено внимание на строение и относительную амплитуду седловины, разделяющей эти структуры.

Современные модификации сейсморазведки позволяют во многих случаях изучать на стадии детальных исследований и более

сложные ловушки, в образовании которых большую роль играет литологический фактор. Так, в некоторых случаях целесообразно и возможно построение карт разности времен регистрации сейсмических волн от смежных опорных горизонтов. Такие карты могут интерпретироваться либо как карты изменения мощности отложений, заключенных между этими горизонтами, либо как характеристика изменения литофациального состава пород. И то,

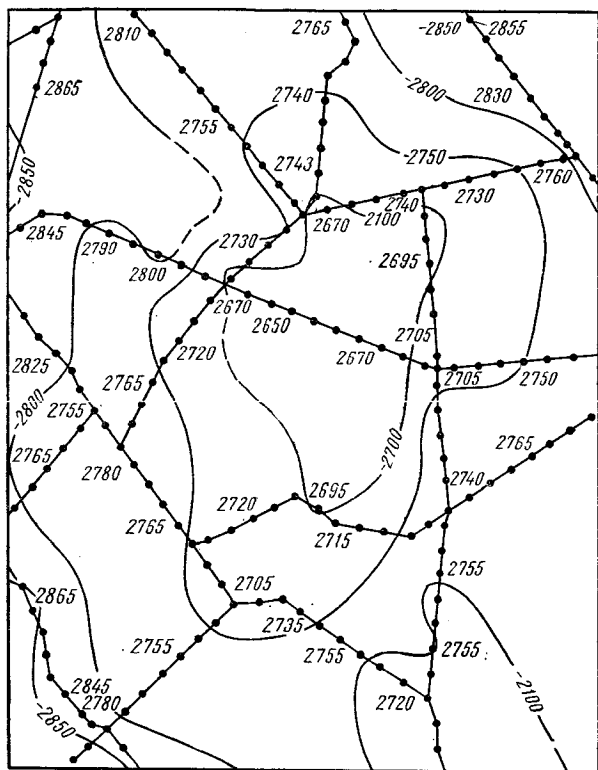


Рис. 75. Система сейсмических профилей и построенная по ним структурная карта одной из площадей Западной Сибири.

и другое имеет значение для прогнозирования сложной ловушки нефти и газа в недрах площади.

На рис. 76 приведена карта изопакит продуктивной толщи одного из крупных месторождений Северной Луизианы в США, построенная по данным сейсморазведки. Разведанный на площади причудливый контур обширной залежи нефти обнаружил совпадение с зоной уменьшенной мощности продуктивной толщи. Структурная форма продуктивного пласта выглядит значительно

проще, и положение контура нефтеносности очень слабо согласуется с конфигурацией изогипс.

Солянокупольные структуры. Эти структуры, широко распространенные в Прикаспийской и Днепровско-Донецкой впадинах и в ряде других районов, отличаются в подавляющем большинстве случаев очень сложным строением. Соляные купола, как правило, разбиты многочисленными сбросами с образованием

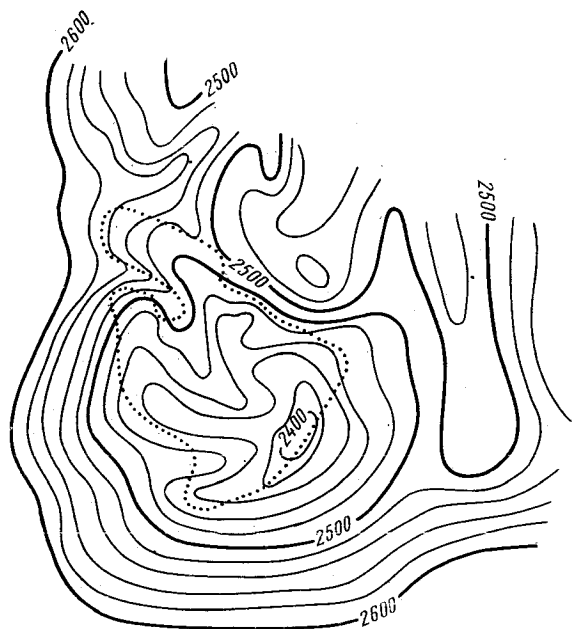


Рис. 76. Карта изопакит продуктивной толщи и контур нефтяной залежи (отмечен точками) на месторождении Биг-Айленд (США, Луизиана).

центральных грабенов и различно приподнятых крыльевых блоков, каждый из которых включает свою систему тектонически и литологически экранированных ловушек. Подготовка соляных куполов осуществляется сейсморазведкой в комплексе со структурным бурением. Последнее необходимо при сложной сейсмической картине для стратиграфической привязки сейсмических горизонтов и опознания различных тектонических блоков, их относительных амплитуд, выделения участков прорыва соли и т. д.

Существенно упрощается строение и соответственно подготовка куполов с глубоким положением соляного штока. Такие купола значительно менее нарушены сбросами, а иногда и вовсе лишены их и контролируют пластовые сводовые ловушки. Подготовка таких структур при благоприятных сейсмогеологических условиях

осуществляется исключительно сейсморазведкой МОВ. На рис. 77 показано размещение сейсмических профилей на одном из куполов Днепровско-Донецкой впадины и построенная по этим профилям структурная карта, достаточно детальная для заложения скважин.

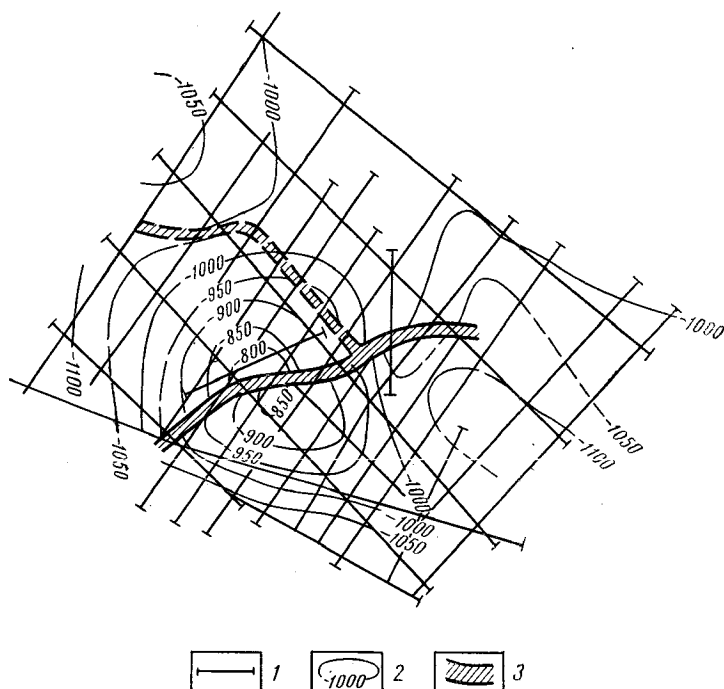


Рис. 77. Система сейсмических профилей и построенная по ним структурная карта одного из погребенных соляных куполов Днепровско-Донецкой впадины.

1 — сейсмические профили; 2 — изогипсы опорного горизонта; 3 — сбросовое нарушение.

Антиклинальные складки краевых прогибов и окраинных частей горно-складчатых зон. Эти структуры представляют собой узкие, сильно вытянутые антиклинальные складки, нарушенные продольными надвигами и разбитые поперечными сбросами. Надвиги простираются или на одном из крыльев складки или в ее присводовой части. Степень нарушения поперечными сбросами и взбросами может быть различной, от совершенно незначительной до весьма существенной, определяющей расчленение складки на многочисленные блоки, часто с различными условиями нефтегазоносности. Амплитуды складок

весьма велики, достигают 1000—2000 м. Складки группируются в протяженные цепочки, сочленяясь между собой седлообразными прогибами. Такие структуры широко распространены в Азербайджане, Западной Туркмении, на Северном Кавказе, в Предкарпатье. В Азербайджане сейсморазведка на суше и в море комплексирована со структурным бурением. Картирование более сложных структур Грозненского района и Предкарпатья, особенно глубинное картирование, наиболее успешно осуществляется сейсморазведкой МРНП.

§ 4. СОСТОЯНИЕ ПОИСКОВ И ПОДГОТОВКИ ПЛОЩАДЕЙ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ В ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНАХ СССР

Современное направление и содержание поисков новых нефтяных и газовых месторождений во многих нефтегазоносных районах Европейской части СССР и в Средней Азии определяется тем, что почти повсеместно в этих районах фонд высокоамплитудных структур в верхних тектонических этажах до глубины 3000 м, которые картировались структурной съемкой и структурным бурением, практически выявлен и разведан. На платформенных территориях выявлены и разведаны структуры, связанные с вершинами крупных сводовых поднятий и обрамляющих эти своды линейных дислокаций типа валов, флексур и зон поднятий. Поэтому поисковые работы на этих территориях перестраиваются в новых направлениях.

Первое и наиболее раннее из них — это поиски малоамплитудных структур и ловушек неструктурного типа, связанных с зонами выклинивания коллекторов и рифогенными образованиями в разведанных тектонических этажах, на моноклинальных тектонических склонах и в прогибах. Это направление реализуется главным образом в Волго-Уральской нефтегазоносной области, в Предкавказье, Средней Азии.

Второе и наиболее радикальное направление — поиски месторождений и залежей в более глубоких тектонических этажах. В ряде районов Северного Предкавказья поиски переключаются на подсолевые юрские, а также триасовые отложения. Те же комплексы отложений вовлекаются в разведку на Мангышлаке и в смежных районах Узбекистана и Туркмении. Погребенные этажи складчатых структур скибовой зоны Карпат являются ныне главным объектом поисковых работ в Западной Украине. В Восточной Украине практически все поисковые работы переключены на поиски глубоко залегающих погребенных структур в карбоне и девоне. Разведка подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины определена в качестве главной задачи в этом обширном и наиболее перспективном регионе Европейской части

СССР. Вовлекаются в разведку миоцен-олигоценные и меловые структурные этажи Азербайджана.

В связи с перестройкой направлений поисков в перечисленных районах в комплексе поисковых работ возрастает значение сейсморазведки. Однако сейсморазведка МОВ — главный метод картирования структур в осадочном чехле — во многих районах оказалась недостаточно эффективной при решении новых поисковых задач. В регионах со сложными сейсмогеологическими условиями (Урало-Поволжье, Украина, Предкавказье, Средняя Азия) в среднем до 20% (а в Урало-Поволжье до 50%) структур, выявленных сейсморазведкой, не подтверждается бурением. В этой связи в ряде районов (Поволжье, Предкавказье, Украина, Центральная Туркмения) распространено бурение профилей глубоких скважин, главное назначение которых состоит в выявлении погребенных структур и ловушек. Начались планомерные поиски ловушек, связанных с зонами выклинивания коллекторских пластов.

Возникшие методические и технические затруднения в решении новых поисковых задач сказались в ряде районов на конечной эффективности и результативности поисков, приросте запасов нефти и газа (Поволжье, Предкавказье). Вместе с тем достаточно строгие прогнозные оценки ресурсов нефти и газа глубоких горизонтов этих и других рассматриваемых районов вселяют уверенность в том, что будут открыты новые месторождения со значительными запасами. Средние глубины поисковых скважин существенно возросли и в ряде районов превысили 3000 м. В Поволжье, на Украине, Северном Кавказе значительная часть скважин бурится на глубины 4,5—5 км. Намечился и определенный прогресс в совершенствовании сейсморазведки МОВ, в развитии новых, более эффективных, модификаций этого метода (ОГТ, МРНП, МОПВ и др.).

При подготовке площадей к поисковому бурению ведущую роль играют геофизические методы. Доля подготовленных сейсморазведкой структур достигает 70%. Второе место по количеству подготовленных структур (около 25%) занимает структурное бурение, которое используется в Урало-Поволжье, Узбекской и Таджикской республиках, на Сахалине. За периоды 1961—1965 гг. и 1966—1970 гг. структурным бурением подготовлено в Башкирской АССР соответственно 40 структур из 68 и 66 из 106, в Пермской области 42 из 62 и 51 из 102, в Куйбышевской области 36 структур из 86 и 37 из 83 и т. д.

На третьем месте стоят комплексные методы подготовки. На Украине, в Азербайджане, на Северном Кавказе и в других местах, где залежи обнаруживаются на значительных глубинах и имеется несовпадение структурных планов, для поисков ловушек применяется сейсморазведка в различных модификациях и структурное бурение.

ПОИСКОВОЕ БУРЕНИЕ

§ 1. РОЛЬ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

Основной задачей поискового бурения является открытие месторождений или новых залежей нефти и газа на ранее открытых месторождениях и их предварительная геолого-экономическая оценка на основе запасов, подсчитанных по категориям C_1 и C_2 .

Выполнение указанной основной задачи поисковых работ складывается из решения ряда частных задач, главными из которых являются изучение геологического строения площади, выявление в разрезе продуктивных и перспективных на нефть и газ горизонтов и приближенная оценка параметров для предварительной геолого-экономической оценки месторождения (залежи) и подсчета запасов.

Эти частные задачи решаются в полном объеме и в указанной последовательности только в случае открытия на площади залежей нефти и газа промышленного значения. При отсутствии таких залежей необходимо в результате поисковых работ обосновать заключение о бесперспективности площади.

Стадия поискового бурения содержит в себе важный момент, определяющий дальнейшую судьбу разведочной площади, — это открытие залежей нефти и газа. В случае высокой эффективности поисков залежь может быть открыта первой же поисковой скважиной. В случае неудачного ведения поисковых работ или сложного строения месторождения число поисковых скважин бывает значительным.

Анализ практики поисковых работ в разных районах СССР показывает, что особенно много поисковых скважин бурится на непродуктивных, пустых площадях. При разбуривании структур платформенного типа, не содержащих залежей нефти и газа, затрачивается до пяти-шести и более скважин прежде, чем структура признается бесперспективной.

Отрицательные результаты первых скважин объясняются в таких случаях недостаточной подготовленностью структуры под поисковое бурение, выдвигаются предположения о возможном смещении свода с глубиной или о наличии на площади залежей несводовых типов (литологических, стратиграфических и др.) и тем самым обосновывается необходимость заложения дополнительных поисковых скважин.

Отношение числа продуктивных площадей к числу разбуренных называется коэффициентом удачи и используется для характеристики эффективности поискового бурения. Известно, что в США из трех-четырех выявленных и подготовленных к бурению структур только одна оказывается продуктивной. В СССР коэффициент удачи выше. Так, для некоторых районов Европейской

части страны в 1961 г. он достигал 0,49. Высокий коэффициент удачи достигнут за последние годы в Западной Сибири. Вместе с тем многие площади выводятся из бурения с отрицательными результатами, и именно на разбуривание этих площадей затрачивается наибольшее число дорогостоящих поисковых скважин.

Следовательно, своевременная оценка бесперспективности площади или структуры по минимальному числу скважин является не менее важной задачей поискового этапа, чем геолого-экономическая оценка открытого месторождения. Решение ее и определяет методику проведения поискового бурения в разных геологических и экономических условиях.

§ 2. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

Поисковое бурение при современных требованиях к этому этапу по своим задачам и методике их решения существенно приблизилось к последующему этапу поисково-разведочного процесса — разведке открытого месторождения. Поэтому многие вопросы методики поискового бурения, в частности вопросы размещения поисковых скважин при поисках залежей разных типов, целесообразно рассматривать совместно с методикой размещения разведочных скважин.

Вместе с тем в методике поискового бурения имеются свои особенности, связанные с этажностью поисковых работ, а также с выбором системы заложения и последовательности бурения скважин.

Бурение поисковых скважин осуществляется в основном тяжелыми буровыми установками, предназначенными для бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Однако в отдельных случаях применяются и более легкие установки типа БА-2000, БУ-50Бр-1. В таких случаях поисковые (структурно-поисковые) скважины иногда проходятся малыми диаметрами.

При наличии технических возможностей бурение поисковых скважин в платформенных условиях должно производиться до фундамента, а в геосинклинальных областях с мощными осадочными толщами — до технической доступной глубины. В последнем случае в осадочном разрезе выделяется этаж поисков, мощность которого определяется возможностями имеющихся станков. В дальнейшем с усовершенствованием техники бурения осваивается более глубокая часть разреза.

Однако иногда даже и при наличии условий для бурения скважин до фундамента или до значительных глубин поиски залежей в разных частях разреза производятся раздельно.

Так, система поэтажного проведения поисковых работ возникает в тех случаях, когда имеется значительное несовпадение структурных планов глубоких частей разреза со структурными планами вышележащих отложений при сравнительно небольших

размерах структур. В этих условиях часто намечаются разные системы заложения поисковых скважин на верхние и нижние части разреза.

В другом случае, когда диапазон нефтегазоносности охватывает значительную мощность, например в Тимано-Печорской провинции, также может осуществляться поэтажное проведение поисковых работ. Широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности от силура до триаса и большая разница в глубинах залегания продуктивных пластов (от 1000 до 4000 м) обуславливают этажность поискового бурения в этом районе. В поисковых скважинах на среднедевонские и силурийские отложения глубиной 4000—4500 м применяются тяжелые многоколонные конструкции, затрудняющие возможность нормального изучения верхней части осадочной толщи с отбором керна и проведением опробования перспективных горизонтов.

В этих условиях поиски и предварительная оценка залежей нефти и газа в верхней части разреза до глубин 2000—2300 м нередко осуществляются поисковыми скважинами, бурящимися легкими станками. При этом не допускается значительного разрыва во времени проведения поисков в разных частях разреза.

Поэтажные поиски целесообразно проводить и в тех случаях, когда верхний этаж содержит крупные или уникальные залежи, например на севере Западной Сибири. Это обусловлено необходимостью скорейшего ввода таких месторождений в разработку.

Иногда поиски залежей в нижних горизонтах отстают от поисков залежей в верхних частях разреза и представляют собой по существу поиски новых залежей на разведываемом или даже разрабатываемом месторождении.

Во всех случаях при выборе этажности поискового бурения необходимо ориентироваться на экономическую целесообразность с учетом следующего. Остановка первых поисковых скважин для испытания верхних вскрытых горизонтов может привести к затягиванию сроков открытия залежей, которые могут находиться в более глубоких горизонтах, тем самым отодвигаются сроки оценки запасов открытого месторождения. Отсутствие сведений о нефтегазоносности глубоких горизонтов перспективной территории затрудняет правильный выбор методики проведения дальнейших поисково-разведочных работ и может привести к тому, что значительный объем бурения будет необоснованно затрачен на оконтуривание и разведку залежей, открытых в верхних горизонтах, а богатые залежи нижних горизонтов останутся не вскрытыми.

В то же время слабая изученность глубоких горизонтов разведочных площадей и месторождений может в ряде случаев создавать видимость высоких перспектив, связанных с этими горизонтами, и сдерживать работы по подготовке новых площадей к поисковому бурению. Если высокие перспективы глубоко залегающих отложений не подтвердятся, геологоразведочные

организации окажутся в затруднительном положении с выявлением залежей и подготовкой запасов.

В практике поискового бурения существуют две тенденции в системах заложения и в порядке бурения поисковых скважин. Первая тенденция сводится к заложению на подготовленных к поисковому бурению площадях одиночных глубоких скважин. Целесообразность бурения последующих скважин в таких случаях устанавливается в зависимости от результатов опробования, полученных в первых скважинах. Вторая тенденция заключается в заложении на площадях групп скважин обычно по системе перекрещивающихся профилей с бурением их несколькими станками одновременно или почти одновременно. Расстояния между скважинами на профилях выбираются с учетом размеров подготовленной структуры и ожидаемых залежей.

Методика заложения на площади одиночных скважин дает возможность при одном и том же парке станков охватить большее количество площадей, что позволяет быстро оценить перспективы большого числа структур и выбрать из них лучшие для развертывания на них поисково-разведочных работ. Однако применение такой методики связано с риском пропустить залежи промышленного значения на отдельных площадях. В этом случае, возможно, придется в последующем возобновить поисковые работы на некоторых оставленных площадях, если их перспективность будет пересмотрена.

При групповом заложении поисковых скважин число площадей, охваченных бурением в короткое время, намного меньше, чем при методике заложения одиночных скважин, но зато меньше и вероятность пропустить продуктивные горизонты, если они имеются на площадях.

Выбор той или иной системы заложения поисковых скважин определяется в основном геологическими и организационно-экономическими условиями.

Систему поисков залежей одиночными скважинами можно применять в районах относительно простого геологического строения, на достоверно выявленных структурах замкнутого контура, при наличии на месторождениях пластовых или массивных сводовых залежей.

В этих условиях нефтегазоносность площади устанавливается в большинстве случаев одной-двумя скважинами. При получении промышленных притоков нефти или газа поисковое бурение продолжают в соответствии с современными требованиями к этому этапу. В случае отрицательных результатов на площади методика бурения одиночных скважин позволит дать заключение о прекращении поисков без излишних затрат. Следовательно, экономический выигрыш будет получен за счет своевременного вывода из бурения пустых площадей.

В пользу применения такой методики в ряде районов свидетельствует сопоставление результатов поискового бурения по

двум группам площадей. На площадях первой группы поиски проводились одной-двумя скважинами, а на площадях второй — тремя-пятью скважинами. Анализ данных табл. 13 указывает на определенные экономические преимущества метода бурения одиночных поисковых скважин в некоторых районах.

Таблица 13

Результаты поискового бурения на территории Саратовской области, Краснодарского и Ставропольского краев (по Н. Т. Линдтуну, 1960)

Показатели поискового бурения	Площади первой группы	Площади второй группы
Число площадей, законченных поисковым бурением	41	24
Число открытых месторождений	26	6
Коэффициент удачи в открытии месторождений, %	63,5	25
Количество пробуренных скважин	46	111
Эффективность бурения, %	56,5	5,4
Число скважин, приходящихся на одно открытие залежи	1,77	18,5
Число скважин, приходящихся на одну площадь	1,12	4,62

Методика бурения одиночных поисковых скважин на структурах нашла широкое применение в последние годы на территории Томской и Новосибирской областей. В этих районах имеются благоприятные геологические условия для ее внедрения. Сейсморазведка дает надежные результаты. Почти все структуры, подготовленные этим методом, хорошо подтверждаются глубоким бурением. Залежи нефти и газа приурочены к сводам структур. Продуктивные пласты, особенно в юрских отложениях, обладают лучшими коллекторскими свойствами в наиболее высоких частях поднятий. В тех случаях, когда на своде нет хороших коллекторов, их нет и на крыльях структур.

Правильный учет геологических условий при выборе методики поискового бурения обеспечил высокую эффективность работ. За сравнительно короткий срок (1962—1968 гг.) было открыто 26 нефтяных и газовых месторождений, 22 из них открыто первой скважиной.

В сложных геологических условиях, при несовпадении структурных планов, наличии несводовых типов залежей, тектонической нарушенности, обуславливающей в некоторых случаях отсутствие залежей на своде поднятия, целесообразно применять групповое заложение скважин.

Несовпадение структурных планов существенно влияет на количество скважин, обеспечивающих открытие залежей, что хорошо видно из табл. 14.

*Зависимость количества поисковых скважин, затрачиваемых на установление нефтегазоносности площади, от величины несоответствия структурных планов на примере Оренбургской области
(по Т. Л. Весниной и И. М. Мельнику)*

Структура	Смещение сводов поднятий по отношению к своду по калиновской свите верхней перми, км		Количество скважин, затраченных на установление нефтегазоносности структуры	
	в нижнекаменноугольных отложениях	в девонских отложениях	в нижнекаменноугольных отложениях	в девонских отложениях
Журавлевская	0	0	1	1
Пронькинская	0	0	1	1
Пономаревская	0	0	1	1
Домосейкинская	0	0	1	1
Родинская	0	0	1	1
Самодуровская	0	0	1	1
Хомутовская	3,5	3,5	7	7
Аркаевская	3,5	—	4	—
Садкинская	4,5	4	7	7
Никольская	4	—	5	—
Гремячевская	—	4,5	—	4
Шалтинская	3,5	—	5	—
Покровская	4	—	3	—
Ашировская	3	5	2	5
Бобровская	7	—	3	—

О влиянии несовпадения структурных планов на этажность поисков и методику размещения скважин можно судить по опыту проектирования и проведения поисково-разведочных работ в девонских отложениях Коробковской площади Волгоградской области. На этой площади, несмотря на открытие ряда нефтегазовых и газовых залежей в каменноугольных отложениях, девонские отложения оставались неизученными и характеризовались как перспективные.

В ходе анализа изменения мощности верхнедевонских отложений на ряде площадей, в том числе и на Коробковской, с помощью структурных карт, построенных на основе карт схождения, была показана возможность смещения свода Коробковского поднятия по франским и нижележащим отложениям на 5—7 км к западу.

Это обстоятельство учтено в проекте поисково-разведочных работ, основная идея которого отражена на рис. 78. Для поисков залежей в девонских отложениях запроектирован профиль из четырех скважин (скв. 1, 2, 3, 4). Самая восточная скважина намечена на своде каменноугольного поднятия и должна выяснить нефтегазоносность фаменских и верхнефранских отложений. Другие скважины профиля размещены в сторону возможного смеще-

ния свода на расстоянии 5, 7 и 9 км к западу от первой скважины и должны быть доведены до кристаллического фундамента. Их задачей является обнаружение структуры в более глубоких франских и живецких отложениях и поиски в них залежей нефти и газа. В случае обнаружения залежей для их предварительной геолого-экономической оценки запроектировано бурение еще нескольких скважин (скв. 5, 6, 7 и 10 на верхний структурный этаж и скв. 8, 9 на нижний).

Разведочными организациями был пробурен профиль из четырех скважин, расположение которых в основном соответствовало профилю проектных поисковых скважин. В результате установлен антиклинальный перегиб в нижнем структурном этаже в 5—7 км к западу от свода структуры по каменноугольным отложениям и открыта небольшая нефтяная залежь только в верхнем структурном этаже в фаменском ярусе.

Возможное наличие в разрезе поисково-разведочной площади литологически экранированных залежей, залежей в выклинивающихся пластах и других типов также обуславливает применение групповой методики бурения поисковых скважин. Характерным примером в этом отношении является поисковое бурение в Западной Сибири.

Практика разведки месторождений нефти и газа в этой нефтегазоносной провинции показала, что в разрезах месторождений встречаются залежи следующих типов: 1) пластовые сводовые, полного контура или частично литологически ограниченные; 2) литологически экранированные, заливообразные или полосообразные; 3) в выклинивающихся пластах, заливообразные и кольцевые, приуроченные к склонам выступов фундамента.

Учитывая широкое распространение литологически ограниченных залежей во всех нефтеносных районах Западной Сибири и по всему разрезу осадочных отложений, в поисковый период на крупных высокоамплитудных поднятиях необходимо бурить несколько (четыре-пять) поисковых скважин с доведением их до

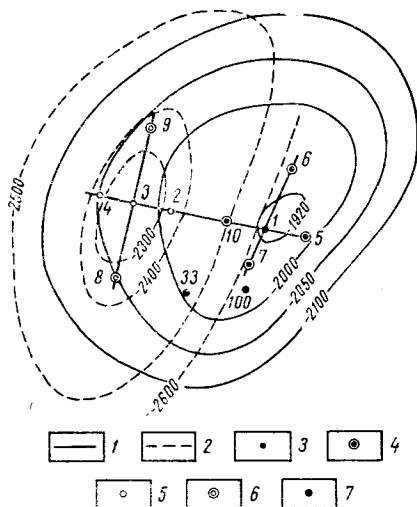


Рис. 78. Схема размещения поисково-разведочных скважин на девонские отложения Коробковской площади по рекомендации б. ВНИИНГ, 1960.

1 — изогипсы по кровле задонско-елецкого горизонта; 2 — изогипсы по кровле еланово-ливенского горизонта; 3 — поисковые скважины на фаменские отложения; 4 — окопывающие скважины на фаменские отложения; 5 — поисковые скважины на франско-живецкие отложения; 6 — окопывающие скважины на франско-живецкие отложения; 7 — пробуренные к моменту проектирования скважины.

фундамента. Первую скважину следует закладывать в своде поднятия, последующие на крыльях и переклиналях структуры. Такая система расстановки скважин позволит дать приближенную оценку площади сводовых залежей и установить наличие литологически экранированных залежей.

Характерная особенность распределения нефтегазонасыщения по разрезу многих месторождений Западной Сибири, в частности Среднеобского нефтегазонасного района, состоит в том, что самостоятельные залежи верхних продуктивных горизонтов, приуроченные к отдельным поднятиям, по основным более глубоким горизонтам сливаются в залежи огромных размеров с единым контуром нефтеносности. Так, при разведке Мамонтовского месторождения поисковые скважины были заложены на ряд поднятий (собственно Мамонтовское, Очимкинское, Карьеганское, Среднебалыкское и др.) и вскрыли самостоятельные залежи в верхних горизонтах. В дальнейшем разведочные работы показали, что залежь нефти в продуктивном горизонте B_{10} валанжинского яруса является единой в пределах всех указанных поднятий.

Важно уже на поисковом этапе выявить характер сочленения смежных структур и установить, имеется ли слияние залежей. Решение этой важной задачи позволяет методически правильно подойти к проектированию разведки месторождения.

Совершенно очевидно, что решение такого широкого круга задач на поисковом этапе возможно только по результатам бурения серии скважин. Даже при отрицательных результатах первой поисковой скважины необходимо пробурить еще несколько скважин, так как на высокоамплитудных структурах больших размеров можно обнаружить крупные залежи несводового типа.

Организационно-экономические условия также имеют существенное значение при выборе системы распределения поисковых скважин по отдельным площадям. Групповое заложение скважин имеет определенные преимущества в части организации бурения. Так, авария в одной из скважин в этом случае не вызовет существенной задержки в поисках, в то время как при бурении одиночных скважин всякая тяжелая авария приводит к существенной задержке в открытии залежей.

В удаленных и труднодоступных районах, когда для развертывания поискового бурения создаются изолированные базы, целесообразно на подготовленных и наиболее перспективных площадях закладывать группы скважин. В условиях обжитых районов с хорошими коммуникациями и укрупненными техническими базами выбор порядка проведения поискового бурения определяется в основном геологическими условиями.

После открытия залежей нефти или газа на площади в результате бурения поисковых скважин по системе одиночного или группового размещения поисковый этап продолжается до момента предварительной геолого-экономической оценки месторождения. Количество и порядок заложения дополнительных поисковых

скважин зависят от типов и размеров залежей и месторождения в целом. Проектирование разведки осуществляется в период завершения поисков, когда может быть установлена промышленная ценность месторождения.

§ 3. УСТАНОВЛЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЦЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

Месторождение оценивается на протяжении всего процесса поискового и разведочного бурения. Принципиально важной является первая промышленная оценка, которая и дается по результатам поискового бурения. По такой оценке месторождение может быть отнесено либо к промышленно ценным, либо к не имеющим промышленного значения, более того, площадь может быть охарактеризована как пустая, не содержащая залежей нефти и газа.

Отсюда возникает исключительная ответственность геолого-разведочных организаций за результаты бурения поисковых скважин. При этом необходимо особенно тщательно производить исследования в скважинах и их опробование, а также обобщение результатов с целью подсчета запасов нефти и газа и определения параметров залежей.

При бурении поисковой скважины очень важно учитывать все ~~прямые наблюдения, которые могут свидетельствовать о наличии~~ залежи: разгазирование бурового раствора, газовые выбросы, обогащение глинистого раствора нефтью, наличие в отобранном керне запаха нефти, установление зон поглощения или провалов инструмента и др., причем отсутствие этих признаков при бурении еще не говорит об отсутствии во вскрытых пластах нефтяной или газовой залежи.

В поисковых скважинах производится поинтервальный отбор керна по всему разрезу, не изученному бурением, и сплошной отбор в интервалах возможных продуктивных горизонтов и на границах стратиграфических подразделений.

Заключение о перспективности тех или иных горизонтов, вскрытых поисковой скважиной, и выбор объектов опробования производится на основе комплексного учета всех прямых признаков и данных промыслово-геофизических исследований.

Учитывая, что комплекс промыслово-геофизических работ в новых районах может быть еще не отработанным, требуется проведение этих работ в поисковых скважинах в более широких объемах, позволяющих наметить рациональный комплекс.

В практике поискового бурения нередко случаи, когда проводимые комплексы работ не дают возможности уверенно выделять продуктивные горизонты (в карбонатных отложениях, в низкоомных терригенных коллекторах и т. д.). Отсюда возникает необходимость в опробовании горизонтов с неясной перспективностью, а также малоперспективных по промыслово-геофизическим данным.

При выборе объектов опробования в поисковой скважине

необходимо прежде всего учитывать особенности геологического строения площади, установленные как по региональным исследованиям, так и по результатам бурения на данной площади.

Так, в условиях карбонатного разреза наиболее перспективными считаются горизонты, залегающие под мощными покровными крышками. К ним часто бывают приурочены залежи массивного типа. Первыми скважинами необходимо вскрывать и детально изучать карбонатный разрез на полную мощность с целью выявления в нем коллекторских толщ и толщ-покрышек. Под мощной покровной крышкой есть основание встретить массивную залежь. Путем опробования небольших интервалов разреза можно установить водонефтяной или газоводяной контакты. Детальное изучение опробованием всех проницаемых горизонтов ниже контакта нефть — вода или газ — вода проводить не следует. Количество опробований ниже контакта должно обеспечивать изучение гидрохимических, гидродинамических, температурных и других условий месторождения.

Поисковыми скважинами может быть вскрыт разрез с большим числом горизонтов, подлежащих опробованию. Эффективное опробование многих горизонтов в поисковых скважинах достигается применением всех известных методов испытания пластов: пластоиспытателем в открытом стволе в процессе бурения или по завершении бурения значительного интервала или всей скважины; пластоиспытателем в обсаженной скважине с перфорацией колонны, но без установки цементных мостов и, наконец, опробованием в колонне с установкой мостов и вызовом притока различными способами.

В некоторых районах, в частности в Прикумском нефтегазовом районе Ставропольского края, применяется комбинированный способ опробования в обсаженной скважине, учитывающий местные геологические условия и заключающийся в следующем. Разрез поисковой скважины при составлении плана опробования разбивается на ряд пачек. Верх каждой пачки должен быть приурочен к пласту, залегающему под поверхностью размыва или перерыва в осадконакоплении, поскольку замечено, что именно такие горизонты являются промышленно продуктивными.

В каждой пачке полные исследования проводятся только для верхних пластов, в которых ожидаются притоки нефти, газа или интенсивные притоки воды. Такие пласты после перфорации опробуются обычным способом через насосно-компрессорные трубы. Остальные пласты в пачке опробуются пластоиспытателем. Опробование пачек производится снизу вверх, а пластов в пачках сверху вниз.

Испытав первый верхний объект нижней пачки через насосно-компрессорные трубы, задавливают приток из него переходом на глинистый раствор. Все нижележащие пласты в этой пачке опробуются пластоиспытателем. При переходе на каждый нижележащий пласт приток из уже испытанных пластов задавливается

выравниванием плотности глинистого раствора. Производится перфорация против очередного пласта и опускается пластоиспытатель с установкой пакеров над новым объектом, но ниже испытанного пласта.

В случае получения притока нефти или газа через пластоиспытатель следует произвести более длительные испытания пласта на разных штуцерах. Опыт показывает, что испытатель остается в рабочем состоянии в течение нескольких суток.

После испытания всех объектов пачки над ней устанавливают цементный мост, испытывают его герметичность и переходят к опробованию пластов следующей, вышележащей пачки.

Такая методика позволяет испытывать большое количество объектов (20—25) при незначительном количестве цементных мостов и испытаний их герметичности, что дает существенный выигрыш времени и средств.

Следует, однако, иметь в виду, что вследствие кратковременности испытания и недостаточного совершенства пластоиспытателей результаты опробования этими приборами можно считать надежными только в бесспорных случаях. К таким случаям относится получение притока нефти, газа или интенсивного притока воды из пласта, геофизическая характеристика которого также указывает на его водонасыщенность. Во всех сомнительных случаях, особенно в первых поисковых скважинах, данные опробования пластоиспытателями должны проверяться опробованием пласта в колонне.

Вызов притока и исследование обсаженных скважин осуществляется по методикам, охарактеризованным в главе VI. В данном случае отметим лишь особую значимость экспресс-методов для исследования пластов в поисковых скважинах, особенно в мало обустроенных районах, например в Западной Сибири. В этих районах длительные исследования пластов зачастую невозможны из-за отсутствия условий для сбора нефти и опасности загрязнения водоемов.

В процессе опробования поисковых скважин существенное значение придается способам вскрытия пластов и интенсификации притока. Известны случаи, когда на основе некачественных испытаний принимались отрицательные заключения о продуктивности пластов, и только последующие повторные работы приводили к получению промышленных притоков нефти. Причины недостоверных результатов при опробовании могут зависеть как от свойств пласта-коллектора, так и от несоблюдения необходимых условий его вскрытия и вызова притока.

Длительные промежутки между перфорацией колонны и освоением скважины могут привести к глинизированию призабойной зоны. В этих случаях, если смена глинистого раствора на воду не обеспечивает притока из пласта в скважину, понижают забойное давление путем снижения уровня свабированием, а чаще компрессированием; прибегают к повторной перфорации и т. д. Для

обеспечения притока или его интенсификации в малопроницаемых терригенных коллекторах производят гидropескоструйную перфорацию или гидроразрыв. В карбонатных коллекторах при слабом притоке или полном его отсутствии обрабатывают призабойную зону раствором соляной кислоты иногда в комплексе с гидроразрывом.

Поисковые скважины, давшие при опробовании воду, подлежат обязательному изучению. В комплекс исследований водяных скважин после достижения постоянства минерализации воды по всему стволу входит отбор проб воды и растворенного в ней газа глубинными пробоотборниками, замер температуры и давления в пласте, замер статического уровня и другие исследования.

Обработка результатов гидрохимических и гидрогеологических исследований поисковых скважин дает ценные сведения для выбора и обоснования направления дальнейших поисковых работ.

По результатам поискового бурения и опробования дается предварительная геолого-экономическая оценка месторождения или площади, на которой производились поиски. В случае отсутствия на площади промышленных скоплений нефти и газа дальнейшие поисково-разведочные работы прекращаются.

При наличии залежей, не удовлетворяющих кондиционным требованиям, поисково-разведочные работы также прекращаются, а залежи консервируются. Запасы таких залежей, если их удастся оценить, относятся к забалансовым.

В случае открытия залежей нефти или газа и получения промышленных притоков в поисковых скважинах производится сравнительная оценка продуктивности разных горизонтов и выявляются наиболее перспективные залежи. Такое сопоставление необходимо для составления проекта разведки месторождения, оно делается на основе обобщения всех сведений о геологическом строении месторождения и промышленной ценности отдельных залежей.

В процессе обобщения данных поискового бурения производится изучение вскрытого разреза месторождения, разбивка его на отдельные горизонты и пласты, корреляция отложений, выделение продуктивных и возможно продуктивных горизонтов.

На основе корреляции изучаются структурные условия месторождения, выявляется соотношение структурных планов, приближенно устанавливается степень тектонической нарушенности и т. д. Такое изучение сопровождается различными структурными построениями (карты, профили); при этом используются как данные бурения, так и результаты детальных геофизических, например сейсмических, работ.

Характеристика выявленных и возможно продуктивных горизонтов по результатам поисковых работ выражается в создании представлений или рабочих гипотез о типах, форме и ориентировочных размерах приуроченных к ним залежей. По основным залежам месторождения приближенно оцениваются такие параметры, как площадь, мощность, пористость, нефтенасыщенность,

проницаемость; по глубинным и поверхностным пробам характеризуются свойства нефти, газа и воды. При недостаточном количестве данных или в случае получения сомнительных результатов допускается обоснование некоторых параметров (пористости, нефтегазонасыщенности) по аналогии с другими месторождениями. Наличие сведений об указанных параметрах позволяет произвести подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 .

Таким образом, по результатам поискового бурения создаются приближенные представления о месторождении в целом и о типах основных его залежей. Представления о типе месторождения позволяют подобрать аналогичные, хорошо изученные месторождения и использовать эту аналогию для проектирования разведки данного месторождения.

Если в процессе поискового бурения будет установлено более сложное геологическое строение площади, чем это предполагалось при постановке поискового бурения, то дается заключение о проведении на ней дополнительных геолого-геофизических работ.

ЧАСТЬ III

РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава XI

РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ¹

§ 1. РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ КАК ОСНОВА ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основной задачей разведки нефтяных месторождений является подготовка их к разработке с подсчетом запасов по промышленным категориям. Результаты разведочных работ должны быть достоверными и обеспечивать составление надежных проектов разработки. В современных условиях существует несколько стадий проектирования разработки, наиболее важны три из них.

Первая стадия — это составление плана или проекта пробной эксплуатации залежи (месторождения) или технологической схемы эксплуатации опытно-промышленного участка. Для этой стадии проектирования разработки разведочными работами должны быть подготовлены исходные данные, необходимые для составления соответствующего проекта. В этом случае для залежи в целом (для части залежи или многопластового месторождения) материалы разведки должны обеспечить геологическую характеристику объекта, а также сведения о продуктивности пласта по результатам опробования отдельных разведочных скважин. Эти данные позволяют подсчитать запасы по категориям C_1 и C_2 и являются основой для корректирования дальнейших разведочных работ, составления проекта размещения первоочередных (опережающих) эксплуатационных скважин, а также для проектирования первоочередных мероприятий по обустройству площади и в первую очередь по сбору нефти и газа, которые будут добыты при реализации проекта пробной эксплуатации.

¹ Основные положения разведки нефтяных месторождений относятся и к газовым месторождениям, особенности разведки газовых и газоконденсатных месторождений описаны в следующей главе.

Вторая стадия проектирования разработки нефтяного месторождения (или его части) имеет своей задачей создание комплексной технологической схемы разработки. Она составляется после завершения разведки и реализации проекта пробной эксплуатации месторождения или его части, заканчиваемых примерно одновременно. В результате завершения этапа разведки к моменту составления комплексной технологической схемы разработки дается приближенная, но достаточная для проектирования разработки характеристика отдельных параметров и объекта в целом. К этому времени должны быть подсчитаны запасы нефти и газа по категориям C_1 или $C_1 + B$ в соотношениях, предусмотренных классификацией запасов месторождений нефти и горючих газов.

Третья стадия проектирования разработки предусматривает составление комплексного проекта разработки по результатам разведочных работ, бурения эксплуатационных скважин по технологической схеме и данным первого этапа разработки. В этом случае задача состоит в уточнении деталей геологического строения месторождения и достаточно точном определении всех параметров в соответствии с методиками, изложенными в главах XIII и XIV. К этой стадии проектирования разработки все запасы нефти или часть их могут быть подсчитаны по категории А.

Для крупных многопластовых и однопластовых месторождений составляются генеральные схемы разработки всего месторождения и технологические схемы отдельных объектов (частей залежей). В этих случаях задача разведки состоит в получении таких сведений о крупном однопластовом или многопластовом месторождении, которые обеспечили бы составление генеральных схем. При этом для первоочередных объектов разработки (отдельных залежей, частей залежей, блоков месторождения естественных или обусловленных разрезанием) они должны быть более обширными и достоверными, чем для второочередных объектов.

При таком сочетании разведочных работ со стадиями проектирования разработки разведочные работы должны обеспечить надежное и своевременное проектирование строительства нефтегазодобывающего предприятия (промысла или совокупности промыслов на крупном месторождении).

Требования к разведке выражаются в требованиях к степени подготовленности запасов различных категорий при вводе месторождения в разработку. Так, в соответствии с существующей классификацией запасов нефти и газа составление технологической схемы разработки залежи простого строения в освоенных районах допускается на базе запасов категории C_1 и 20% запасов категории В. В новых, неосвоенных районах для тех же целей требуется наличие на месторождении 30% запасов по категории В.

Проектирование разработки сложно построенного месторождения на уровне технологической схемы может производиться на основе запасов, подсчитанных только по категории C_1 без запасов категории В.

Правила разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин также предусматривают определенные требования к подготовке месторождений к разработке, главным образом в виде перечня необходимых исследований и порядка их проведения.

В современных условиях представляется необходимым иметь более конкретные требования к разведке. В основе таких требований лежит представление о связи надежности технико-экономических показателей разработки со степенью достоверности параметров залежей. Надежность проектирования разработки выражается в том, что проектные показатели подтверждаются на практике или незначительно отличаются от фактических.

Требования к разведке представляют собой достаточно сложную систему, включающую в себя общие требования к степени изученности залежи, изложенные в инструкции ГКЗ, в правилах разработки нефтяных месторождений и других официальных документах; требования к детальности и точности создаваемых моделей залежи, на основе которых производится проектирование разработки, и требования к степени достоверности определяемых параметров. При этом предполагается возможность в процессе поисков и разведки определять параметры с различной степенью достоверности: сначала по аналогии, затем приближенно и наконец достоверно.

Определение значений некоторых параметров по аналогии производится путем подбора из изученных залежей возможных аналогов разведываемого объекта. Аналогия устанавливается по общим чертам геологического строения площади, характеру разреза, сходству тектонических форм, возрасту, возможным условиям формирования структур, залежей и др. Надежность аналогии может быть различной в зависимости от того, как выбирается аналог (в пределах разных районов, внутри одного региона или на соседних площадях). Установленные по аналогии значения параметров в одних случаях могут быть сравнительно близки к действительным, в других — эти значения могут не подтверждаться. Определять параметры по аналогии допустимо на этапе поисковых работ или в начале разведки.

Приближенное определение параметров допускает возможность отклонения полученных значений от истинных на величину, составляющую 30—40%, что дает возможность производить подсчет запасов по категории C_1 .

Достоверное (надежное) определение параметров характеризуется тем, что вычисленные значения показателей отклоняются от истинных значений не более чем на 15%, поэтому надежное определение производится только по результатам всех разведочных работ, а по некоторым параметрам может быть сделано только по результатам эксплуатационного бурения. В табл. 15, 16, 17 рассматриваются требования не только к разведке, обеспечивающей составление проектов пробной эксплуатации и

Общие требования к комплексу работ, проводимых на месторождении (залежи) нефти в связи с разработкой

Разведочные работы, проводимые к моменту составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	Разведочные и другие работы, проводимые к моменту составления комплексной технологической схемы разработки	Результаты работ, осуществление которых необходимо к моменту составления комплексного проекта разработки и для последующего анализа процесса разработки
--	--	---

Регион

В комплексе с геофизическими, геохимическими, геолого-поисковыми работами подготовка запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ в количествах, обеспечивающих запланированную добычу при условии рациональной разработки каждого, отдельно взятого месторождения и залежи и своевременного ввода в разработку новых залежей и месторождений. Эта задача должна решаться путем 1) научно обоснованного распределения уровня добычи по регионам; 2) рационального распределения средств на поиски и разведку; 3) проведения разведки в соответствии с принципами рациональной подготовки месторождения к разработке

Месторождение в целом и отдельные его части

Определение промышленной ценности месторождения (размеры, концентрация запасов) и решение вопроса о передаче месторождения в разведку или в консервацию (списание запасов в забалансовые). Предварительная оценка месторождения на освоенную в данном районе глубину или до кристаллического фундамента.

Для многопластовых месторождений на основе аналогии и результатов уже проведенных поисково-разведочных работ выделение этажей разведки. Установление объемов и очередности разведки выделенных этажей путем геолого-экономического анализа различных вариантов бурения разведочных сеток. Предусматриваются необходимые мероприятия по охране недр

Изучение месторождения (залежи), оконтуривание, определение параметров. Оценка добычных возможностей и установление системы воздействия.

Для крупных и уникальных месторождений детальное изучение первоочередных участков, выделяемых в качестве самостоятельных объектов разработки. Предварительное изучение вторичных объектов разработки.

Для многопластовых месторождений предварительные оценки добычных возможностей и установление системы воздействия по месторождению в целом. Выделение эксплуатационных объектов. Детальное изучение первоочередных эксплуатационных объектов с проведением опытной эксплуатации залежей. Попутное изучение второстепенных объектов с пробной эксплуатацией

Доизучение эксплуатируемых залежей. Завершение разведки и проведение опытной эксплуатации второстепенных

объектов многопластовых месторождений, а также второстепенных участков крупных и уникальных месторождений; разработка которых производится с разрезанием.

Поисково-разведочное бурение на залежи, залегающие на больших глубинах, возможность освоения которых возникла позднее, производится в описанном порядке, но со сдвигом во времени, определяемым техническим уровнем промышленности и потребностями нефтедобычи.

Обеспечение мероприятий по охране недр

Разведочные работы, проводимые к моменту составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	Разведочные и другие работы, проводимые к моменту составления комплексной технологической схемы разработки	Результаты работ, осуществление которых необходимо к моменту составления комплексного проекта разработки и для последующего анализа процесса разработки
	отдельных скважин, составление генеральной схемы разработки месторождения. Продолжение изучения месторождения на предельно достижимых глубинах. При проведении всех работ обеспечивается сохранность всех вскрытых залежей	

Залежь или самостоятельная часть залежи

Определение промышленной ценности залежи. Установление предварительных кондиций залежи по качеству нефти, продуктивности скважин и т. д.

Обеспечение данных для подсчета запасов нефти и газа в залежи или в базисных залежах многопластового месторождения по категориям C_1 и C_2 . На крупном или уникальном месторождении выделить опытно-промышленного участка, подсчет запасов на этом участке по категориям C_1 и C_2 и подготовка его к эксплуатации

Оконтуривание залежи (базисной залежи многопластового месторождения). Уточнение параметров для достоверного определения кондиций.

Подсчет запасов по вышеперечисленным объектам по категориям $B+C_1$ в соотношениях, предусмотренных классификацией запасов нефти и горючих газов. Проведение пробной эксплуатации залежи (базисной залежи многопластового месторождения), эксплуатация опытно-промышленного участка крупной залежи.

Установление предварительных кондиций для небазисных (второстепенных) залежей многопластового месторождения, а также для залежей, выявленных на глубинах, превышающих глубины, доступные для массового разбуривания. Подсчет запасов по небазисным залежам многопластового месторождения по категориям C_1 и C_2

Уточнение параметров разрабатываемых залежей (участков залежей), базисных горизонтов многопластового месторождения. Подсчет запасов на указанных объектах по категории А.

Детальное изучение эксплуатируемых залежей с целью достижения экономически обоснованной степени выработки запасов.

Оконтуривание второстепенных залежей многопластового месторождения, подсчет запасов нефти и газа в них по категориям $B+C_1$ или оперативный подсчет, если при вводе таких залежей в разработку отсутствует необходимость в выделении большого объема капитальных вложений на реконструкцию имеющихся промысловых объектов и промышленных сооружений. Пробная эксплуатация второстепенных залежей. Последующее разбуривание этих залежей эксплуатационной сеткой и подсчет запасов по категории А

*Требования к комплексу работ, проводимых при геометризации,
и к точности графо-аналитических моделей месторождений (залежей) нефти
в связи с подготовкой их к разработке*

Разведочные работы и обобщение их результатов, проводимые к моменту составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	Работы, проводимые к моменту составления комплексной технологической схемы разработки	Работы, проводимые к моменту составления комплексного проекта разработки и последующего анализа процесса разработки
---	---	---

Регион

Сводка и обобщение результатов геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических работ, проводимых в процессе поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Создание на этой основе графических моделей региона, отражающих его форму, свойства и процессы, протекающие в нем. Построение региональных структурных, палеоструктурных, пластовых литолого-фациальных и других карт и профилей. Подсчет запасов нефти и газа: прогнозных, перспективных (C_2) и промышленных категорий (А, В, C_1)

Месторождение в целом и отдельные его части

Создание приближенной модели месторождения на базе корреляции и сопоставления разрезов скважин, опробования и геофизической характеристики пластов, выделение и оценка продуктивности (нефть, газ, вода) горизонтов. Предварительное расчленение продуктивной толщи на отдельные пласты с близкими свойствами. Построение разрезов скважин и средненормального разреза, построение структурных карт и карт значений эффективной мощности отдельных горизонтов и пластов. Предварительное выяснение характера распределения продуктивных пластов в разрезе. Предварительное выявление характера соотношения структурных планов отдельных горизонтов с глубиной. Приближенная оценка формы, величины и линейных размеров залежей, а также соотношение залежей в плане и в	Создание графо-аналитической модели месторождения. Детальная попластовая корреляция продуктивных отложений, оценка продуктивности по данным опробования. Детальное расчленение продуктивной толщи на пласты, а пластов в предварительном виде на пропластки. Графическое отображение формы и свойств залежей нефти и газа. В связи с выделением эксплуатационных объектов сопоставление контуров отдельных залежей, изучение глинистых разделов и анализ гидродинамической связи между пластами. Изучение изменений пластовых давлений, свойств нефтей, наличия или отсутствия газовых шапок в отдельных пластах, объединяемых в один эксплуатационный объект. Уточнение соотношения структурных планов по разным горизонтам с глубиной. Уточнение строения глубоко	Уточнение графо-аналитической модели месторождения. Детальное расчленение продуктивных пластов на пропластки и послойная геометризация их формы и свойств. Определение формы, линейных размеров, соотношения контуров, изменения свойств второстепенных залежей, а также залежей глубоко залегающих горизонтов месторождения и их геометризация. Выделение эксплуатационных объектов в глубоко залегающих горизонтах месторождения
---	---	---

Разведочные работы и обобщение их результатов, проводимые к моменту составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	Работы, проводимые к моменту составления комплексной технологической схемы разработки	Работы, проводимые к моменту составления комплексного проекта разработки и последующего анализа процесса разработки
<p>разрезах месторождения (в первую очередь по базисным горизонтам).</p> <p>Предварительное расчленение разреза на глубинах, не доступных для массового разбуривания</p> <p>Выяснение изменений по разрезу месторождения таких характеристик, как температура, пластовое давление, плотность, химический состав нефтей, газов и пластовых вод. Графическое и аналитическое отображение этих изменений</p>	залегающих горизонтов месторождения	

Залежь или самостоятельная часть залежи

Создание приближенной модели залежи. Определение формы, линейных размеров, их соотношения, а также типа залежи. Предварительное выявление возможности разделения залежи на прослой, имеющие самостоятельное значение при разработке, на основе корреляции, данных опробования, анализов свойств нефтей, газов.

Приближенное определение типа неоднородности залежи по расчлененности, песчанистости и изменчивости эффективной мощности.

Приближенная оценка основных параметров. Прогнозирование рациональных объемов бурения скважин и исследований в них для подготовки залежи к следующему этапу проектирования разработки

Создание уточненной модели залежи (форма, границы, тип залежи). Рациональная (обусловленная потребностями разработки и степенью изученности) детализация залежи. Выделение отдельных элементов пласта: прослоев, линз, полулинз и непрерывной части. Предварительное выявление их соотношения между собой (выдержанность по площади, наличие зон слияния, зон отсутствия коллекторов и т. д.). Графическое отображение отдельных элементов пласта коллектора. Установление типа залежи по неоднородности (прерывистости) и изменчивости эффективной мощности и фильтрационных характеристик.

Количественная оценка параметров залежи.

Уточнение графо-аналитической модели залежи или отдельных ее элементов с количественной характеристикой всех необходимых параметров.

Изучение и графо-аналитическое представление динамики изменения физико-химического состава нефти, газа и воды, пластового давления, температуры и т. д.

Геометризация отрабатываемых частей залежи в связи с контролем и регулированием процесса разработки, а также в связи с определением текущих и прогнозированием конечных коэффициентов извлечения нефти

Требования к комплексу и точности определения параметров, выполнение которых необходимо для проектирования разработки залежи (части крупной залежи) и основных (базисных) залежей многопластового месторождения применительно к платформенным условиям

Комплекс изучаемых параметров, свойств и показателей	На стадии составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	На стадии составления комплексной технологической схемы разработки	На стадии составления комплексного проекта разработки и при анализе разработки
--	---	--	--

Коллекторские свойства и нефтенасыщенность

Литолого-петрографическая и геофизическая характеристика пород и типы коллекторов Пористость (трещиноватость, кавернозность)	Изучается по керновым данным с привлечением результатов промыслово-геофизических исследований скважин		
	Средние значения пористости по залежи определяются приблизительно или по аналогии	Приблизительно оценивается характер размещения значений пористости в залежи	Размещение значений пористости дается по пропласткам. Средние значения определяются достоверно
Проницаемость	Устанавливается приблизительно или по аналогии	Средние значения определяются надежно, распределение по площади приблизительно	Достоверно характеризуются как средние значения, так и распределение проницаемости по площади
Нижние пределы проницаемости и пористости	Устанавливаются приблизительно по аналогии с другими залежами с учетом продуктивности, физических свойств нефти и проектируемой системы разработки изучаемого объекта. Контролируются исследованием скважин дебитомерами или послонным опробованием		Устанавливаются по корреляционным зависимостям коэффициентов продуктивности от проницаемости и пористости, определенным по кернам. Контролируются дебитомерами или послонным опробованием
Нефтенасыщенность, газонасыщенность	Средняя нефтенасыщенность определяется приблизительно или по аналогии	Средняя нефтенасыщенность определяется достоверно. Распределение значений нефтенасыщенности по площади залежи характеризуется приблизительно	Достоверно устанавливаются как средние значения нефтенасыщенности, так и распределение ее по площади

Комплекс изучаемых параметров, свойств и показателей	На стадии составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	На стадии составления комплексной технологической схемы разработки	На стадии составления комплексного проекта разработки и при анализе разработки
--	---	--	--

Физическая характеристика пластовых жидкостей

Физико-химическая характеристика нефти, воды и газа в пластовых условиях (плотность, температура, вязкость, коэффициент сжимаемости)	Достоверно определяются значения параметров по результатам единичных глубинных проб	Достоверно определяются средние значения параметров	Достоверно определяются средние значения параметров
Пластовое давление	Достоверно замеряется в отдельных скважинах	То же	То же
Давление насыщения	Достоверно замеряется по единичным глубинным пробам нефти или определяется приближенно по графикам Катца	„	„

Границы и объем залежи

Структурные поверхности	Строятся предварительные структурные карты, отражающие основные черты структуры	Строятся структурные карты, отражающие не только основные черты, но и некоторые детали структуры	Строятся достоверные структурные карты, отражающие детали структуры
Поверхность ВНК	Приближенно устанавливается положение ВНК в пространстве. Для крупных и уникальных залежей положение ВНК устанавливается приближенно для отдельных участков и предположительно для других	Достоверно определяется положение ВНК. На многопластовых месторождениях достоверно устанавливается положение ВНК для первоочередных объектов разработки	Достоверно определяется положение начального ВНК, приближенно — положение текущего ВНК
Площадь залежи	Устанавливается приближенно, а для крупных и уникальных залежей предположительно	Устанавливается достоверно для первоочередных объектов разработки	Устанавливается достоверно

Комплекс изучаемых параметров, свойств и показателей	На стадии составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	На стадии составления комплексной технологической схемы разработки	На стадии составления комплексного проекта разработки и при анализе разработки
Эффективная нефтенасыщенная мощность	Строятся предварительные карты, отражающие в лучшем случае основные закономерности изменения признака. Средние значения определяются приближенно	Строятся карты, более детально отражающие закономерности изменения мощности. Средние значения определяются более достоверно	Строятся карты, отражающие закономерности изменения мощности залежи в целом и при необходимости по отдельным пропласткам. Средние значения определяются достоверно
Объем залежи и запасы в недрах	Определяются приближенно, а для крупных и уникальных залежей ориентировочно	Определяются приближенно, а для первоочередных объектов разработки достоверно	Начальные определяются достоверно, для отработанных частей залежи приближенно

Технологические и промысловые характеристики

Начальные дебиты	Определяются в отдельных скважинах приближенно. Средние значения для залежи или ее части устанавливаются ориентировочно	Определяются в отдельных скважинах точно. Средние значения для залежи или ее части устанавливаются достоверно	Средние значения устанавливаются точно. Распределение по площади оценивается с помощью карт разработки
Коэффициенты продуктивности	То же	То же	То же
Газовый фактор	„	„	„
Пересчетный коэффициент	Определяется приближенно	Проверяется и уточняется	Устанавливается достоверно
Обводненность	Не определяется	Определяются в отдельных скважинах	Средние значения определяются достоверно
Темп снижения пластового давления	То же	Устанавливается приближенно	Определяется достоверно
Режим залежи	Устанавливается приближенно	Качественная оценка режима на основании данных пробной эксплуатации	Достоверно устанавливается режим и при необходимости искусственно изменяется

Комплекс изучаемых параметров, свойств и показателей	На стадии составления плана (проекта) пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленного участка	На стадии составления комплексной технологической схемы разработки	На стадии составления комплексного проекта разработки и при анализе разработки
Гидропроводность	Не определяется	Устанавливается приближенно в целом по залежи	Устанавливается достоверно, строятся карты по залежи в целом и по пропласткам
Коэффициент нефтеотдачи	Оценивается приближенно	Фактический не определяется. Проектный, рассчитывается приближенно	Фактический, определяется балансовым методом. Достоверность его определяется достоверностью подсчета запасов. Проектный уточняется

составление технологических схем разработки, но и к изучению залежи в последующий период, когда производится анализ процесса разработки и уточнение проектных документов.

§ 2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ РАЗВЕДКИ ЕДИНИЧНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В природе существуют однопластовые и многопластовые месторождения. В платформенных условиях чаще, чем в геосинклинальных, встречаются однопластовые месторождения. В складчатых областях имеются преимущественно многопластовые месторождения с большим диапазоном нефтегазоносности.

Разведка и разработка однопластовых и многопластовых месторождений существенно отличаются, поэтому необходимо раздельно рассматривать методику разведки этих типов месторождений. Разработка многопластового месторождения представляет собой по современным условиям не простую сумму мероприятий по каждой залежи, а комплекс взаимосвязанных мер, охватывающих иногда группы залежей. В связи с этим разведку многопластового месторождения необходимо производить с учетом выделения отдельных объектов разработки (отдельных залежей или нескольких залежей, связанных между собой благоприятными условиями разработки) и технико-экономической оценки добычных возможностей всего месторождения.

Под объектом разработки (эксплуатационным объектом) понимается одна или несколько залежей, которые разрабатываются одной сеткой эксплуатационных скважин. В объект разработки

может включаться месторождение в целом, отдельный изолированный тектонический блок или искусственно выделенная площадь, ограниченная рядами нагнетательных скважин.

Объединение залежей в один объект разработки производится с учетом физико-химических свойств нефтей, условий работы оборудования для подъема нефти, количества извлекаемых запасов, приходящихся на одну скважину, геологического строения пластов-коллекторов и т. д.

При наличии нескольких объектов разработки среди них выделяются базисные и возвратные. К последним относятся малопродуктивные залежи, которые экономически нецелесообразно разрабатывать самостоятельной сеткой скважин. Такие объекты разрабатываются скважинами, переводимыми на них с базисных объектов после обводнения.

Разведка однопластовых месторождений всегда производится одной сеткой разведочных скважин. На многопластовых месторождениях часто применяется методика бурения нескольких сеток скважин. Разведка таких месторождений одной сеткой экономически нецелесообразна из-за длительности ее проведения, а также потому, что скважины после опробования в них значительного числа объектов (10—20, а иногда и более) не смогут быть переданы в разработку из-за технического состояния колонн.

Отсюда возникла идея осуществлять разведку многопластового месторождения по этажам, которые должны быть связаны с объектами разработки с учетом опыта разведки других месторождений данного района. Возможные объекты разработки предварительно выделяются в начальный период разведочных работ.

Процесс разведки залежи или месторождения включает в себя: а) создание рабочей гипотезы о положении залежи в разрезе, ее возможных размерах и свойствах по данным геологических исследований, опорного бурения, отдельных поисковых и разведочных скважин, а также по аналогии со строением других залежей и месторождений; б) составление проекта разведки с учетом соответствующих требований; в) реализацию проекта с его поэтапным анализом и корректировкой в процессе разведки в том случае, если рабочая гипотеза не подтверждается.

Создание рабочей гипотезы о строении залежи (или месторождения) выражается в составлении приближенных карт, профильных разрезов с указанием на них положения и размеров залежей и сопровождается ориентировочным определением параметров залежей и подсчетом запасов по категориям преимущественно C_2 , а также C_1 .

Проект разведки составляется в объемах разведочных работ, обеспечивающих удовлетворение требований. При этом в проекте предусматривается распределение объемов бурения в соответствии с частными задачами разведки (оконтуривание залежей и изучение их свойств).

В проекте разведки должны быть отражены все условия проведения разведочных работ: обосновано необходимое количество скважин, определена система их размещения и последовательность бурения, установлен рациональный объем геолого-геофизических исследований в процессе бурения скважин, комплекс гидродинамических исследований, конструкция скважин, необходимое количество буровых станков, сроки и примерная стоимость разведочных работ. В первую очередь необходимо определить целесообразную для данного месторождения систему разведки (сгущающуюся или ползущую), а затем наметить рациональную систему размещения скважин на предполагаемые залежи (по профилям или сетке).

Сгущающаяся система разведки, охватывающая в начале разведки всю предполагаемую площадь месторождения или залежи и в последующем уплотняющаяся, применяется для залежей, связанных со сводами (пластовых, массивных).

Расстояния между скважинами определяются в зависимости от предполагаемых размеров залежей, которые в свою очередь зависят от структурно-геологических условий (платформенные, складчатые области или области соляно-купольной тектоники). В частности, они могут зависеть от высоты структуры и крутизны крыльев. В платформенных условиях высота залежей измеряется десятками метров (30—50 м и реже более), а углы наклона крыльев — минутами и градусами; в складчатых областях могут быть залежи высотой 300—500 м и с крутизной крыльев до нескольких десятков градусов.

Сгущающаяся система обеспечивает ускоренный процесс разведки залежи в целом, но в то же время характеризуется большим риском получения непродуктивных скважин, особенно в начальной стадии изучения месторождения.

Ползущая система разведки характеризуется постепенным охватом площади залежи сеткой скважин с расстояниями, не требующими последующего уплотнения. Она применяется для разведки таких типов залежей, форма и размеры которых мало связаны со структурными условиями, устанавливаемыми в процессе поисковых работ. Это залежи в выклинивающихся пластах, стратиграфически экранированные и литологически ограниченные залежи, залежи в выступах фундамента.

Применение ползущей системы позволяет свести к минимуму количество законтурных и непродуктивных скважин, но существенно удлиняет сроки разведки, так как при этом каждая последующая скважина должна закладываться в зависимости от результатов бурения предыдущей скважины. Кроме того, при такой системе представление о всей залежи в целом может быть получено только после завершения разведки.

Следует различать ползущие системы разведки, складывающиеся под влиянием сложных геологических условий залегания скоплений нефти и газа, и возникающие иногда при разведке от-

носителем простых типов залежей, но в сложных физико-географических условиях, например на море в районе шельфа. Разные причины применения ползущей системы обуславливают иногда и различный выбор системы размещения скважин.

Поисковые и разведочные скважины на стадии проектирования часто подразделяются на независимые и зависимые.

Независимые скважины намечаются на основе представлений об общем характере строения площади, в первую очередь о ее тектонике. Эти представления создаются по общегеологическим данным, а также по результатам полевых геофизических работ, структурного бурения и поисковых скважин. Независимые скважины бурят для выяснения основных черт строения месторождения.

Зависимые скважины предусматриваются для уточнения геологического строения, а именно характера изменчивости коллекторов, системы тектонических нарушений и т. д. Окончательное решение о необходимости их бурения и местах заложения принимается по результатам проводки близрасположенных независимых скважин.

Сгущающаяся система разведки позволяет предусматривать в проекте значительное число независимых скважин и намечать зависимые скважины не по одиночке, а целыми группами. Если разведка месторождения в силу его геологических особенностей протекает по принципу ползущей системы, то приходится бурить в основном зависимые скважины, закладывая их по одной или по две-три.

Сгущающаяся и ползущая системы разведки реализуются через определенные системы размещения скважин. Различают две основные разновидности систем расстановки скважин: по профилям и сеткам.

Система размещения скважин по профилям применяется при поисках и разведке месторождений удлиненной формы или изометричных, с сильно различающейся изменчивостью свойств коллекторов в разных направлениях. В таких случаях разведка производится профилями, ориентированными вкrest простиранья структуры или по направлениям наибольшей изменчивости свойств. При разведке таких залежей профильной системой расстояния между профилями скважин (т. е. по простиранью структуры или по направлению наименьшей изменчивости) значительно больше, чем между скважинами на профилях (вкrest простиранья структуры или по направлению наибольшей изменчивости, рис. 79). Такое расположение профилей с учетом изменчивости признаков дает определенное экономическое действие в разведке, не снижая при этом качества геометризации свойств залежей.

При сгущающейся системе разведки сначала с учетом положения поисковых скважин закладываются редкие профили на наиболее важных участках площади с максимально допустимыми расстояниями между скважинами на профилях. В случае

необходимости сеть сгущается бурением скважин на профилях и заложением новых профилей.

При ползущей системе профили с плотностью, требующейся по условиям разведки данной залежи, закладываются последовательно в направлении изучения месторождения по принципу от известного к неизвестному. Такая ситуация может возникнуть, когда в процессе разведки выясняется, что вытянутая структура имеет большую длину, чем предполагалось, или через небольшой перегиб переходит в новую структуру неопределенных размеров. Следует отметить, что при ползущей системе схема профильного

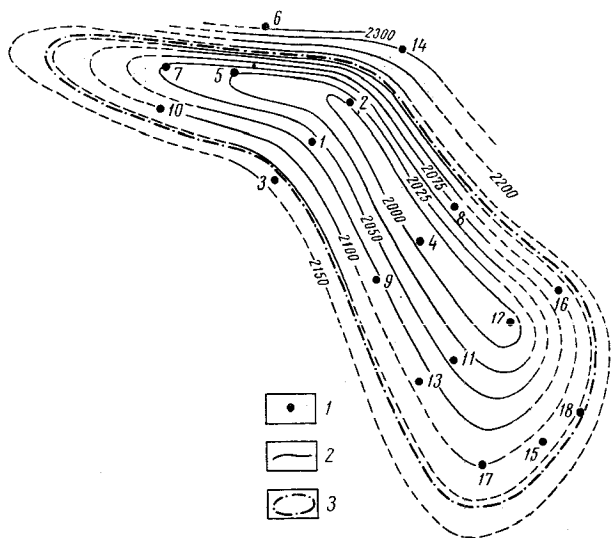


Рис. 79. Пример размещения скважин на удлиненной залежи.

1 — разведочные скважины; 2 — изогипсы кровли продуктивного пласта; 3 — контур залежи.

расположения скважин неустойчива и довольно часто может переходить в другие формы (треугольную систему и т. д.).

Размещение скважин по сеткам целесообразно производить при разведке залежей изометричной формы со случайной изменчивостью свойств. Такая система особенно эффективна на крупных по площади месторождениях. Сеточные системы размещения скважин часто складываются из профильной. На рис. 80 видно, как сгущающаяся профильная система разведки изометричной залежи фактически приводит к образованию в одних случаях (рис. 80, а, в) треугольной, в других (рис. 80, б, г) — прямоугольной сетки скважин. Частным случаем прямоугольной сетки является квадратная.

Размещение скважин по сетке, например по треугольной, наи-

более целесообразно при ползущей системе разведки залежей неструктурного типа с существенно меняющейся конфигурацией.

На практике для разведки залежей на пологих структурах округлой формы иногда применяется кольцевая система с последовательным размещением новых колец скважин по падению пластов. Принцип размещения скважин по этой системе может быть использован для изучения полосы нефтяной залежи, в которой проектируется заложение кольцевых рядов эксплуата-

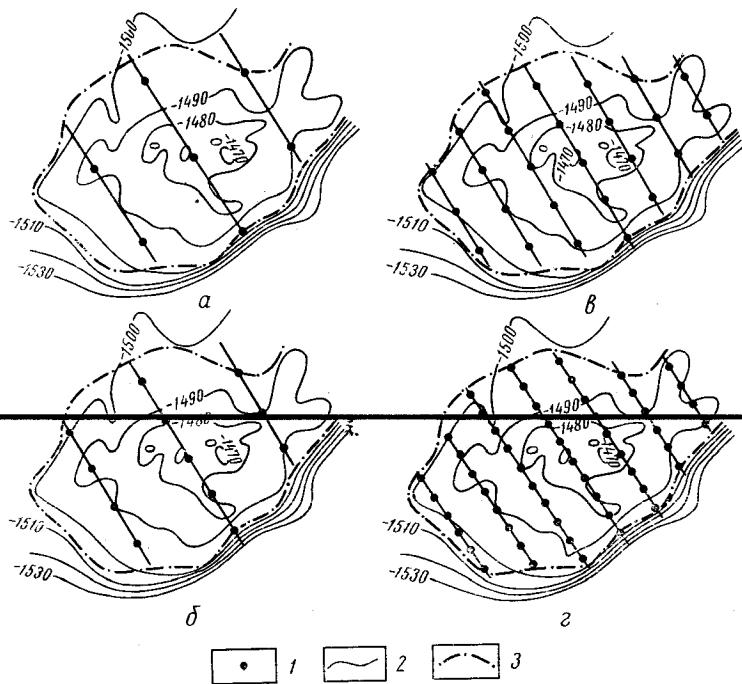


Рис. 80. Примеры размещения скважин на изометричной залежи.

1 — разведочные скважины; 2 — изогипсы кровли пласта; 3 — контур залежи;
а, б — редкая сетка; в, г — плотная сетка.

онных скважин, а в сочетании с элементами треугольной системы — при разведке узких нефтяных оторочек.

Реализация проекта разведки осуществляется постепенно по условным этапам. На каждом этапе обобщаются полученные результаты и устанавливается полнота и степень достоверности определяемых параметров. В случае необходимости проект разведки корректируется. Сравнение полученной поэтапной степени достоверности с требуемой позволяет установить момент завершения разведки.

§ 3. МЕТОДИКА РАЗВЕДКИ ЕДИНИЧНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (ОДНОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Ориентируясь на классификацию залежей, предложенную И. О. Бродом, ниже рассмотрим методику разведки основных типов залежей. При этом будем учитывать порядок размещения всех глубоких скважин, поисковых и разведочных.

Поиски и разведка залежей нефти и газа являются частями единого процесса изучения месторождений. Задача поисков состоит в открытии месторождения (залежи) и его предварительной геолого-экономической оценке с подсчетом запасов по категориям C_2 и C_1 .

В зависимости от типов залежей и сложности их геологического строения эти требования выполняются при разной степени изученности месторождения. Например, пластовые сводовые или массивные залежи простого строения при отнесении запасов к категории C_1 могут быть приближенно оконтурены. В других случаях запасы той же категории C_1 выделяются на определенном участке залежи, границы которой еще не установлены и т. д. Таким образом, залежи вводятся в разведку, будучи в разной степени изученными на поисковом этапе. Отсюда возникают и разные задачи последующего этапа разведки.

Процесс изучения единичной залежи (поиски и разведка) целесообразно рассматривать с разных точек зрения: 1) открытия залежи; 2) оконтуривания; 3) изучения изменчивости свойств коллектора и насыщающих пласт флюидов.

Открытие залежи осуществляется на поисковом этапе; оконтуривание может быть произведено во время поисков, но более детально и достоверно на разведочном этапе; изучение свойств начинается на поисковом этапе, продолжается на разведочном и заканчивается уже в период промышленного освоения месторождения. Указанные элементы наиболее четко выделяются при изучении разных типов пластовых сводовых залежей.

Пластовые сводовые залежи

Отличительной чертой всех сводовых залежей является соответствие между структурной формой поднятия и формой связанных с ним залежей. Сводовые залежи приурочены к куполам, брахиантклиналиям, антиклинальным складкам и в отдельных случаях на платформе к тектоническим сводам, например Ромашкинское месторождение, приуроченное к Татарскому своду. К куполам принято относить поднятия с отношением осей, близким к единице; к брахиантклиналиям — с отношением осей от 1 до 3; антиклиналями называются вытянутые складки, у которых длинные оси более чем в 3 раза превышают короткие. Своды отдельных горизонтов на глубине в ряде случаев могут быть смещены.

Пластовые сводовые залежи могут сопровождаться продоль-

ными, диагональными и поперечными разрывами или могут быть разбиты на блоки. Амплитуда этих вертикальных смещений имеет существенное значение при размещении разведочных скважин. Коллекторские пласты, содержащие залежи, характеризуются различной степенью расчлененности и изменчивости.

Открытие залежи производится наиболее просто для случая, когда свод возможного пласта-коллектора определяется достаточно точно либо по данным геологического и структурного картирования вышележащих отложений, либо по данным сейсморазведки горизонта, близкого по вертикали от предполагаемого продуктивного горизонта. В этом случае обычно залежь открывается первой поисковой скважиной.

Смещение сводов может быть связано с особенностью структурной формы складки. Асимметричная складка характеризуется тем, что свод пласта на глубине может быть смещен для складчатых районов в сторону пологого крыла, для платформенного поднятия в сторону крутого крыла (рис. 81). Возможно смещение сводов при стратиграфических несогласиях и сложных условиях формирования складки. В этом случае определить направление смещения по данным геологического изучения поверхности нельзя. В случае смещения сводов относительно изученных горизонтов вскрытие сводовой залежи потребует заложения большого числа скважин.

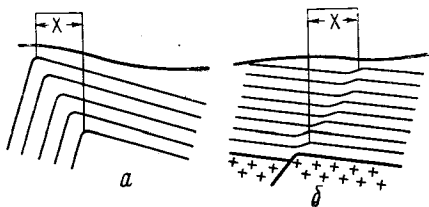


Рис. 81. Смещение свода на глубине в асимметричных складках.

a — антиклиналь в складчатом районе;
б — платформенное поднятие.

Характерным примером поисков залежей со смещенным сводом на глубине является разведка месторождения Кала в Азербайджане. На этой площади свод поднятия в нижнем отделе продуктивной толщи смещен к северо-западу на 4 км от свода в апшеронских отложениях, выходящих на поверхность (рис. 82).

Для оконтуривания залежи скважины закладывают так, чтобы подсесть водонефтяной контакт. Для сводовых залежей, связанных с брахиантиклиналями, эта задача решается заложением двух профилей по взаимно перпендикулярным направлениям, вдоль и поперек структуры. Для куполовидных структур крест профилей ориентируется произвольно. При разведке протяженных складок для оконтуривания залежей приходится закладывать не один, а два-три профиля и более.

Скважины размещают с таким расчетом, чтобы вскрыть пласт на различных отметках, близких к предполагаемой отметке водонефтяного контакта. На рис. 83 показан порядок размещения скважин в плане. Их положение определено с учетом равномерного размещения забоев скважин по высоте (рис. 84). Обычно

закладывается вначале пять скважин. В этом случае возможные положения их забоев на структуре определяются из представления о высоте залежи. Предполагаемая высота залежи делится на четыре интервала, которым будут соответствовать отметки возможного положения контура залежи. На рис. 83 принят интервал отметок 15 м при максимальной высоте залежи 60 м.

В зависимости от высоты залежи и наклона крыльев для тех или иных тектонических условий расстояния между скважинами

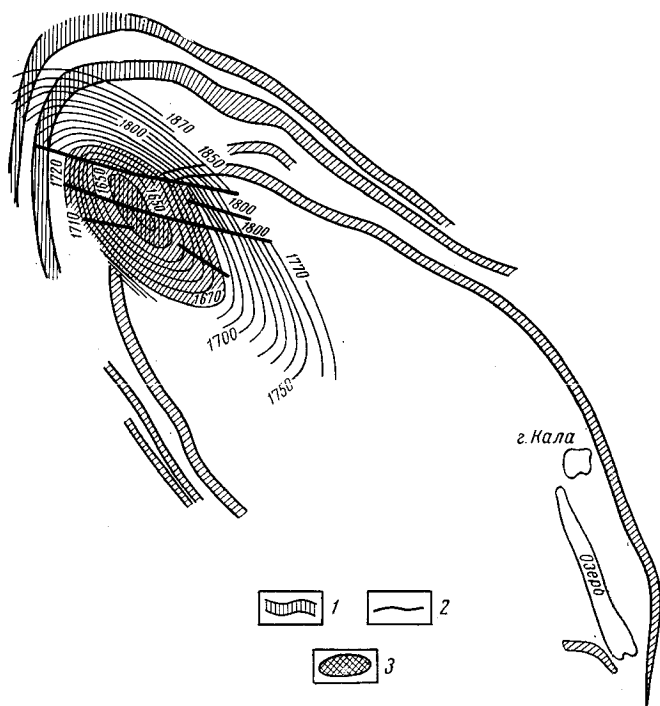


Рис. 82. Смещение сводов на глубине на месторождении Кала.

1 — известняки апшеронского яруса; 2 — изогипсы кровли НКП;
3 — залежь.

будут различными на структурах разной протяженности. Для складчатых районов эти расстояния будут выражаться по короткой оси в сотнях метров, по длинной оси — в километрах; на залежах больших размеров они могут увеличиваться соответственно до 1—2 и 5—7 км. В платформенных условиях расстояния между скважинами по короткой оси могут быть 1—3 км, а по длинной оси 3—5 км, реже до 10 км.

Практика разведки нефтяных месторождений Западной Сибири показала, что надежное определение размеров (оконтурив-

вание) основных залежей различных месторождений Среднеобской нефтегазоносной области достигается при различных плотностях сетки скважин. Наиболее приемлемы расстояния между скважинами на профилях 2—3 км, а между профилями 2,5—5 км.

В солянокупольных районах залежи характеризуются ограниченными размерами и обычно связаны со сбросовыми нарушениями, что и определяет порядок размещения скважин. Кроме профилей, предназначенных для выявления и оконтуривания залежей, бурят еще отдельные скважины или их группы для проверки характера поведения нарушений на глубине. Расстояния между скважинами измеряются от сотен метров до первых километров.

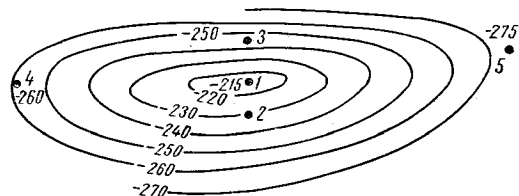


Рис. 83. Размещение поисковых и оконтуривающих скважин на структурной карте предполагаемого продуктивного горизонта.

Уникальные месторождения значительных размеров оконтуриваются редкой сеткой скважин с расстояниями между ними 5—10 км.

Изучение изменчивости пласта по площади производится заложением дополнительных скважин между сводовой скважиной от

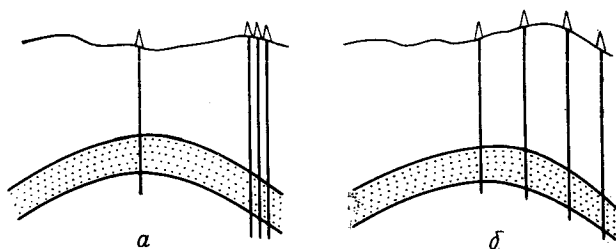


Рис. 84. Условная схема размещения проектных скважин на профиле.

а — неправильное размещение; б — правильное размещение.

крывательницей и оконтуривающими по относительно равномерной сетке, если не известны закономерности изменения свойств пласта. При достаточно уверенно предполагаемом характере изменчивости мощности, пористости, степени расчлененности и т. д. эти скважины нужно располагать по профилям вкрест простиранья изолиний изменчивости свойств пласта. Число скважин, а следовательно густота сетки должны соответствовать степени достоверности изучаемых свойств, определяемой требованиями. На практике эта задача в первом приближении решается, исходя из опыта разведки аналогичных залежей и с учетом требований по

подготовленности месторождений к разработке. При разведке залежей уникальных размеров установление их границ требует большого объема буровых работ, а главное, длительных сроков, поэтому целесообразно, не дожидаясь оконтуривания всего месторождения, на отдельном первоначально выделенном участке, который может рассматриваться как самостоятельный объект разработки, сосредоточить усилия на изучении свойств залежи.

В последние годы задача изучения изменчивости пласта на многих месторождениях решается первоочередными (опережающими) эксплуатационными скважинами, располагаемыми на профилях разведочных скважин.

Особенности разведки залежей нефти и газа, смещенных относительно свода ловушки¹. Рассмотренные схемы размещения скважин при разведке пластовых сводовых залежей соответствуют случаю,

когда залежи нефти и газа приурочены к наиболее возвышенным частям свода и ограничиваются почти горизонтальным водонефтяным контактом.

Установлено, что иногда пластовые сводовые залежи нефти и газа смещаются относительно свода ловушки и ограничиваются наклонным контактом. При этом разность отметок контакта в нефтяных залежах достигает десятков метров. В платформенных условиях такие залежи оказываются смещенными относительно свода на



Рис. 85. Газовая залежь со смещенной нефтяной оторочкой.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление потока вод.

заметные расстояния, измеряемые километрами, и поэтому при заложении поисковых, а также оконтуривающих скважин приходится учитывать возможное смещение залежи относительно свода.

В. П. Савченко (1952) показал, что смещение с образованием наклонных контактов происходит за счет перераспределения в недрах воды, нефти и газа вследствие наличия разницы пьезометрических уровней, обусловленных движением пластовых вод. Смещение залежей происходит в сторону движения пластовых вод.

Классическим примером является Калиновско-Новостепановское месторождение Бугурусланского района. Нефтяная залежь этого месторождения, расположенная под крупной газовой шапкой, имеется только на южном крыле структурного поднятия, на северном же крыле она отсутствует, и газ на этом крыле приходит в непосредственный контакт с водой (рис. 85).

¹ Здесь рассматриваются только пластовые сводовые залежи, ограниченные полным водяным контуром.

Залежи пластовые сводовые, нарушенные разрывами. Если амплитуда разрывов не связана с разделением залежи на изолированные блоки, разведка залежи производится аналогично описанной выше. При наличии разрывов, разделяющих залежь на отдельные блоки, задача оконтуривания этих блоков усложняется, так как необходимо определить положение разрывов. Они могут носить характер сбросов или взбросов.

Наличие разрыва устанавливается по ряду признаков. Так, пропуск или повторение части разреза в скважинах указывает на наличие сброса или взброса, положение которого можно уточнить, построив структурную карту по всем скважинам. Резкие изгибы изогипс на отдельных участках такой карты при сравнительно простом закономерном их поведении на площади в целом могут подтвердить его простираение. Подтверждение предполагаемого разрыва может быть получено и по данным гидродинамических исследований скважин, а также по результатам анализов пластовых жидкостей и замеров температур в разных частях залежи.

Количество дополнительных скважин в этом случае зависит от числа нарушений и необходимости их выявления на стадии разведки. Обычно детальная картина распространения системы сбросов устанавливается при бурении эксплуатационных скважин.

Пластовые, тектонически экранированные залежи

Пластовые экранированные залежи часто связаны с антиклиналями, к которым приурочены складки, сопровождающиеся

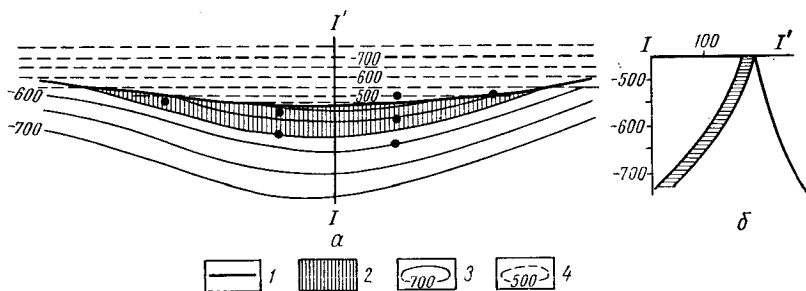


Рис. 86. Козырьковая залежь.

a — в плане; b — в разрезе; 1 — разрыв; 2 — продуктивный пласт; 3 — изогипсы пласта; 4 — изогипсы плоскости разрыва.

разрывами типа взбросов. На рис. 86 показана схема так называемой козырьковой залежи, образующейся в результате пересечения изогнутого пласта плоским разрывом. Ловушка с севера ограничивается линией разрыва, с юга — изогнутой изогипсой. Изучение подобного типа залежей требует выявления характера разрыва и установления места изгиба пласта, образующего

ловушку. Поиски и разведка такой залежи должны производиться профилями с весьма ограниченными расстояниями между скважинами (200—300 м) и с относительно большими расстояниями между профилями.

Обычно намечается три поперечных профиля с числом скважин от двух до трех в каждом. При благоприятных условиях, когда центральным профилем вскрывается наиболее высокая часть залежи, шестью-семью скважинами удастся не только вскрыть залежь, но и оконтурить ее, а также определить положение поверхности разрыва. При неблагоприятных условиях, когда предполагаемое строение на глубине не подтвердилось, залежь может быть только вскрыта, но не оконтурена или даже вовсе не обнаружена этим числом скважин. В таком случае разведка должна быть продолжена путем заложения последующих профилей в сторону возможного положения козырька на более высоких отметках.

Литологические залежи, или залежи в выклинивающихся пластах

Возможность присутствия таких залежей в регионально продуктивных свитах устанавливается путем построения карт равных значений мощности — карт изопакит. Построение их для отдельных свит или стратиграфических горизонтов сопровождается проведением линий выклинивания возможно продуктивных горизонтов.

Ловушки при выклинивании коллекторских пластов в этом случае могут быть установлены путем построения структурных карт кровли продуктивного пласта, совмещенных с картами изопакит равных значений мощности. Ловушки бывают приурочены к участкам наиболее высокого положения нулевой линии мощности коллекторов (рис. 87, 88). Залежь ограничивается нулевой линией выклинивания (прямой или дугообразной) и замыкающей изогипсой (криволинейной или прямой). Эти построения производятся либо по общегеологическим данным с уточнением в процессе поисков и разведки, либо только по данным бурения.

Наличие литологических залежей чаще всего устанавливается попутно при поисках других, в основном сводовых, залежей. Однако в некоторых районах при достаточно хорошей изученности условий залегания нефти и газа поисковые работы на литологические залежи могут быть поставлены специально. Имея в виду возможную сложную конфигурацию таких залежей, поиски их производят бурением групп скважин, располагающихся чаще всего по профилям вкрест простираения линий выклинивания пластов-коллекторов.

Разведочные скважины в этом случае размещают по профилям с расстояниями между скважинами на профилях и между профилями с учетом опыта разведки таких залежей. Обычно

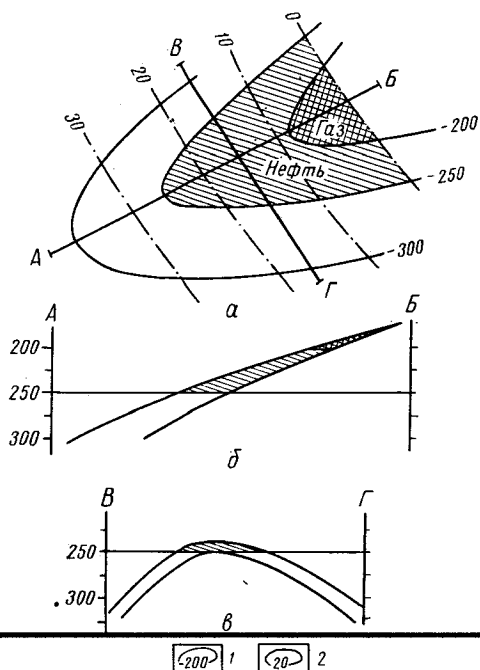


Рис. 87. Литологически экранированная газо-нефтяная залежь на периклинали.

а — в плане; б, в — в разрезе; 1 — изогипсы; 2 — изопахты.

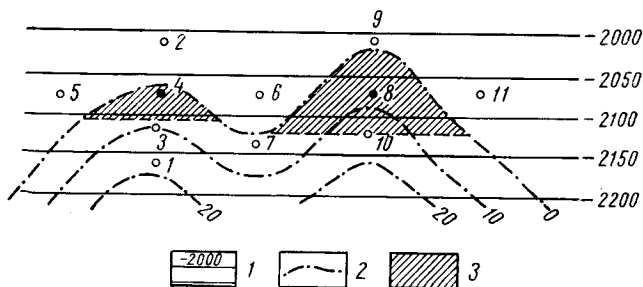


Рис. 88. Литологически экранированные залежи на моно-клинали.

1 — изогипсы по кровле пласта и его аналогу; 2 — изопахты; 3 — залежи нефти.

указанные залежи встречаются на периклиналях или на крыльях складок в геосинклинальных областях и разведка их ведется попутно или после завершения разведки сводовых залежей. Кроме

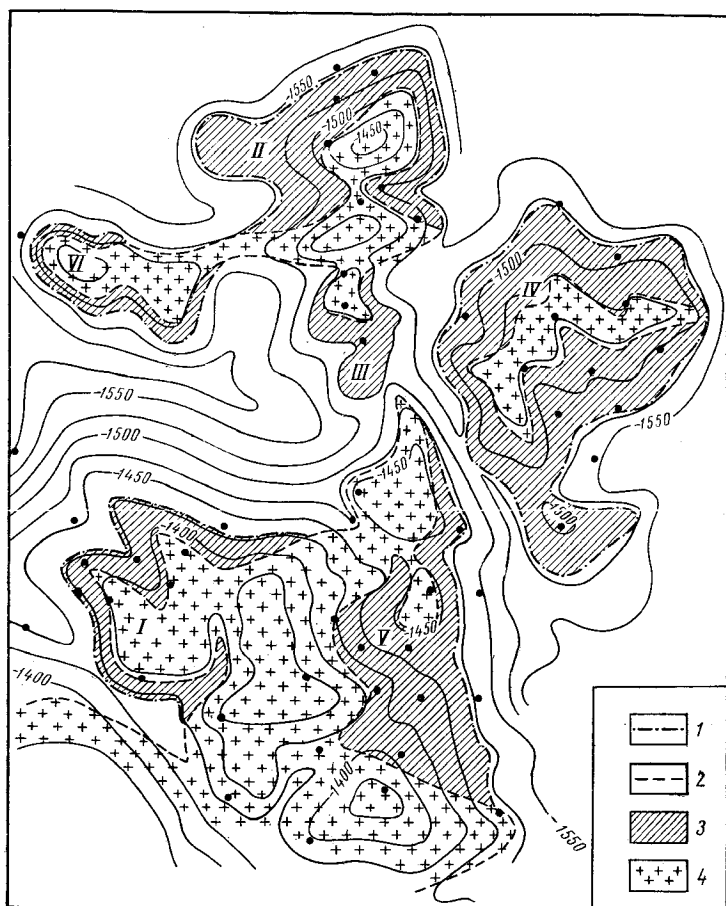


Рис. 89. Структурная карта Шаимского нефтеносного района по кровле продуктивного пласта, а выше линии выклинивания по поверхности фундамента.

1 — контур ВНК; 2 — линия выклинивания пласта; 3 — залежи нефти; 4 — поверхность фундамента; I—VI — месторождения: I — Мулымьинское; II — Мортимьинское; III — Южно-Мортимьинское; IV — Тетеревское; V — Трехозерное; VI — Окуновское.

того, наличие таких залежей возможно в регионально депрессионных зонах, например в Западной Сибири, Прикаспийской впадине, а также в предгорных прогибах и на склонах щитов, массивов и сводов.

Выклинивание пластов к своду поднятия может приводить к образованию так называемых лысых структур. В этом случае залежь может представлять собой кольцевую или распадаться на отдельные поля, если при формировании приток нефти был недостаточным для образования единой залежи. Такие залежи открыты на месторождениях Шаимской группы в Западной Сибири (рис. 89).

Первоначально поисковое бурение в этой зоне проводилось по методике, предназначавшейся для выявления залежей сводового типа. Скважины располагались так же, как при поисках пластовых сводовых залежей. По мере изучения условий залегания и особенностей строения залежей нефти их поиски стали осуществляться более целенаправленно. Первые поисковые скважины, располагающиеся по профилю, закладывались не в своде структуры, картируемой по подъему фундамента, а в пониженных частях ее склонов, устанавливаемых по сейсмическим картам.

В случае обнаружения залежи первоочередной задачей разведки было установление контура водонефтяного контакта и границы выклинивания пласта. Для этого вначале закладывались основные профили из двух-трех скважин, приуроченные к понижениям на склонах выступа фундамента. Последующие профили располагались по обе стороны от основных на расстояниях 1,5—2,0 км. Расстояния между скважинами на профилях составляли 0,5—1,5 км. По такой методике разведывались залежи типа Трехозерной и Тетеревской.

Помимо профильной, применялись и другие системы размещения скважин. Узкие залежи лентообразной формы типа Мулымынской шириной 1—2 км при протяженности до 10 км после их открытия скважинами поискового профиля разбуривались по треугольной системе или по системе разведки клином (рис. 94). Расстояния между скважинами не превышали 1 км.

Таким образом, разведка литологических залежей производится в основном по ползущей системе по принципу от известного к неизвестному. Во всех случаях поисков и разведки залежей в выклинивающихся пластах необходимо строить совмещенную карту мощности пласта и структурную карту кровли с нанесением линии выклинивания пласта.

Залежи, приуроченные к стратиграфическим несогласиям

Стратиграфически экранированные залежи связаны с поверхностями древних стратиграфических несогласий. Их поиски представляют собой весьма сложную задачу. Они часто открываются в процессе разведки залежей других типов, а иногда и в процессе эксплуатационного бурения.

Условия залегания нефти, связанные с подобным типом залежей, могут быть выявлены с помощью структурной и геолого-

литологической карты поверхности несогласия. Необходимым условием скопления нефти является непроницаемость перекрывающей серии, представляющей собой обычно глинистую покрывку.

Моноклиналильные серии, срезанные строго горизонтальной абразионной поверхностью, не дают ловушек. Не образуются ловушки и при срезе моноклинали наклонной плоскостью. В этом случае создается путь для выхода нефти на поверхность. Ловушки могут образоваться, если моноклинали осложнена структурными изгибами. Эти условия образования ловушек аналогичны случаю пересечения моноклинали с разрывом (рис. 86). Подобные залежи встречаются в месторождениях Эмбенской области.

Сводовые поднятия, срезанные поверхностью несогласия, дают кольцевые ловушки, в которых возможны кольцевые залежи. Подобные кольцевые залежи теоретически должны встречаться нередко. На всякой погребенной антиклинали, перекрытой несогласной серией, может образоваться такая залежь. Возникновение их возможно и в платформенных условиях, где для сводовых поднятий характерны многофазность формирования и наличие стратиграфических несогласий.

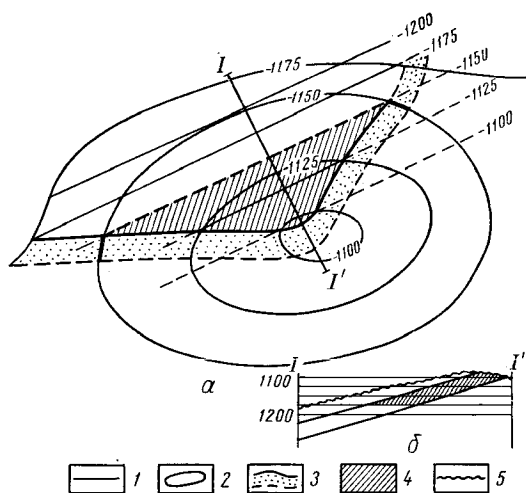


Рис. 90. Пластовая стратиграфическая экранированная залежь в выступе древнего рельефа.

а — в плане; *б* — в разрезе; 1 — изогипсы пласта; 2 — изогипсы поверхности древнего рельефа; 3 — выход пласта на поверхность погребенного выступа; 4 — залежь; 5 — поверхность стратиграфического несогласия.

Одно из условий их образования — наличие горизонтального стратиграфического среза.

Разведку кольцевых залежей можно рассматривать как частный случай разведки сводовых залежей, у которых свод разрушен. Разведочные скважины в этом случае целесообразно размещать также по двум взаимно перпендикулярным профилям. Однако число скважин по профилям должно быть увеличено для определения границы срезанного пласта.

Ловушки могут присутствовать в местах эрозионных срезов с образованием выступов древнего рельефа. На рис. 90 изображены выступ древнего рельефа и связанный с ним подземный выход пласта песчаника. Если выступ перекрыт по поверхности несогласия глинами либо другими породами, не потерявшими пластичность, то в пластах-коллекторах, слагающих этот выступ, мо-

гут содержаться залежи нефти и газа. Возможный контур нефтеносности такой залежи пройдет по поверхности древнего рельефа (утолщенные отрезки на рис. 90) и затем по горизонтали кровли пласта, перекрытого осадками древней свиты.

Разведка залежей, связанных со стратиграфическими несогласиями, представляет собой одну из самых сложных задач, поэтому поиски и разведка их производятся обычно попутно с разведкой других типов залежей или в процессе разработки месторождения.

При наличии данных о распространении нефтегазоносной свиты ниже стратиграфического несогласия по данным региональных геологических и геофизических исследований залежи стратиграфического типа могут быть найдены и оконтурены системой профилей, закладываемых поперек этой зоны с таким расчетом, чтобы вскрыть возможно нефтяные пласты и определить условия их залегания.

Массивные залежи

Массивные залежи нефти и газа образуются в толщах пород, состоящих из многих проницаемых пластов, не разделенных непроницаемыми породами. Водонефтяные (газоводяные, газонефтяные) контакты секут резервуар горизонтально или слабонаклонно независимо от структурных изгибов и литологического состава слоев.

Возможный массивный характер залежи устанавливается в отдельных случаях небольшим числом поисковых скважин (одна-три), определяющих литологический состав резервуара и вскрывающих подошвенную воду на одной и той же отметке. При наличии массива, сложенного мощной толщей известняков и доломитов, в которых отсутствуют глинистые прослои, можно сделать заключение о массивном характере резервуара по результатам бурения даже одной скважины. Однако это заключение должно быть подтверждено вскрытием водонефтяного контакта еще несколькими скважинами.

Благодаря особенностям залегания нефти и газа в массивных залежах, позволяющим надежно определять контакт с водой первыми поисковыми скважинами, при разведке этих залежей сильно сокращается по времени или практически отсутствует этап оконтуривания. Если структурные формы достаточно надежно картируются геофизическими методами разведки, то приближенные представления о размерах залежей могут быть получены по данным опробования первых поисковых скважин.

Таким образом, количество скважин на этапе поискового бурения для массивных залежей может быть несколько меньше, чем для близких по размерам пластовых сводовых залежей.

Массивные залежи связаны с выступами различного происхождения — тектоническими, эрозионными и биогенными. Разведка массивной залежи прежде всего сводится к определению

происхождения выступа, а затем формы и размеров верхней поверхности массива.

Особенностью массивных залежей в выступах тектонического происхождения является связь этого выступа со структурными формами вышележащих слоев (рис. 91). Расположение скважин при разведке таких залежей не отличается существенно от случая разведки сводовых пластовых залежей.

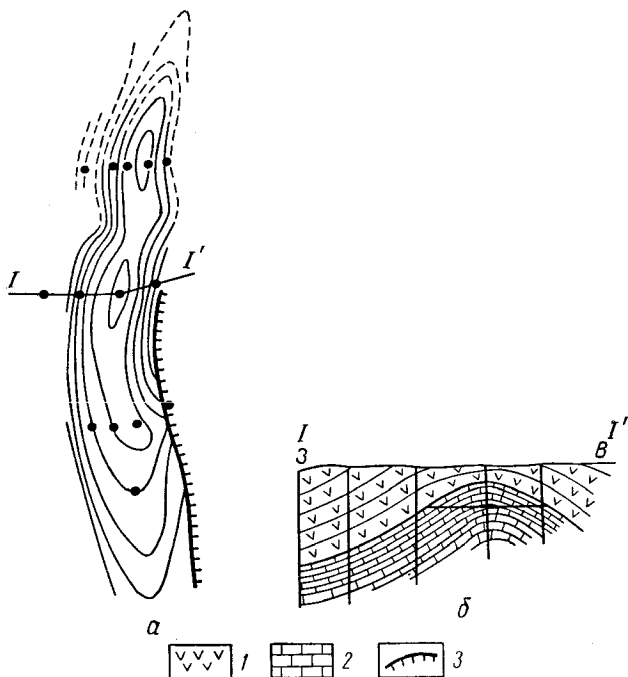


Рис. 91. Массивная залежь в структурном выступе (Кинзебулатово, Башкирия).

a — в плане; *б* — в разрезе; 1 — хемогенная толща (соль, ангидриты, гипс); 2 — известняки различного возраста; 3 — тектоническое нарушение.

Такие массивные залежи нередко приурочены к карбонатным толщам, залегающим под поверхностью несогласия, если они перекрыты глинистыми образованиями или пластичной гипсо-ангидритовой серией. Подобные условия встречаются весьма часто на Русской платформе в отложениях намюрского и турнейского ярусов каменноугольных отложений (рис. 92). В этом случае вся толща осадков претерпевала общую деформацию обычно в форме флексурного изгиба, образующего асимметричное брахиантиклинальное поднятие, к которому и приурочена массивная залежь, связанная с тектоническим выступом.

Учитывая присущий карбонатным отложениям случайный характер изменения литолого-физических свойств коллекторов, при разведке массивных залежей в них скважины часто размещают по равномерной сетке, а расстояния между скважинами выбираются в зависимости от размеров структуры.

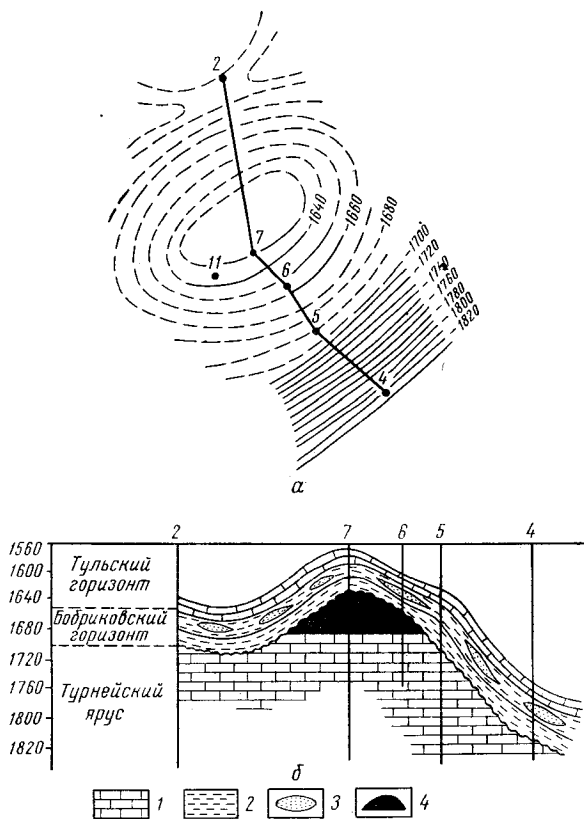


Рис. 92. Структурная карта по размытой поверхности турнейских известняков (а) и профильный разрез (б) Шахтинского месторождения.

1 — известняки; 2 — глины; 3 — песчаники; 4 — нефть.

Особенностью массивных залежей, связанных с выступами в древнем рельефе, обычно является отсутствие связи со структурными формами отложений, перекрывающих выступ.

Слабо выраженная связь изгиба покрывающих пород с древним эрозионным выступом наблюдается при явлениях облекания. Замечено, что при резких выступах в древнем рельефе мощная осадочная толща, перекрывающая нижний комплекс, образует пологие изгибы над выступами древнего рельефа. Плогие изгибы

осадочной толщи в этом случае могли образоваться за счет ее уплотнения. Так как мощность осадков за пределами выступа большая, то при уплотнении всей толщи на этих участках происходит большее оседание.

Поиски и разведка линейно расположенных выступов производится обычно системой коротких поперечных профилей, разме-

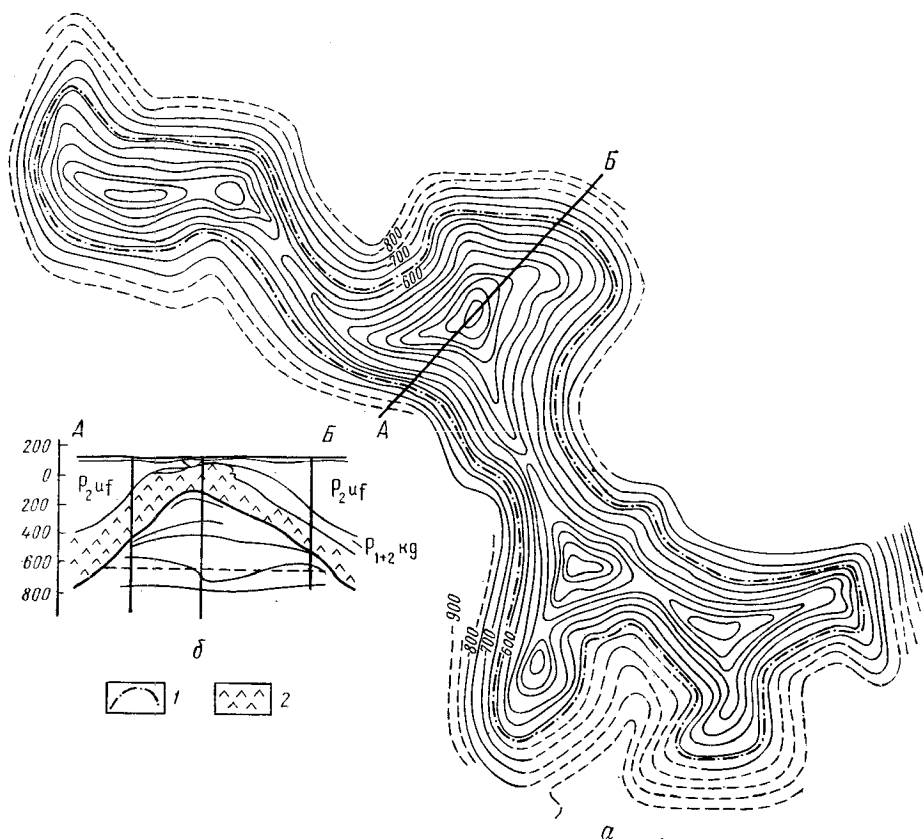


Рис. 93. Структурная карта по поверхности сакмаро-артинских отложений (а) и профильный разрез (б) Ишимбаевского нефтяного месторождения.

1 -- водонефтяной контакт; 2 -- ангидриты и гипсы кунгурского яруса.

щаемых вкрест простираения этой зоны на расстояниях, не превышающих возможной длины отдельных выступов. Данные о линейном расположении выступов основываются либо на геофизических исследованиях, либо на общих закономерностях геологического строения. Отдельные изолированные выступы обнаруживаются только в процессе детальных геофизических исследований или бурением.

Задача поисков и разведки массивных залежей, связанных с биогенными выступами, решается на основе анализа геологических условий и данных геофизических исследований. После установления линейного расположения рифовых массивов в пределах зон, намеченных геофизическим исследованием, поиски осуществляются заложением системы поперечных профилей с расстояниями между ними менее возможной величины массива. Разведка ведется равномерной сеткой скважин. Залежи такого типа встречаются на Ишимбаевском месторождении (рис. 93).

Литологически ограниченные залежи (линзы и рукава)

К наиболее часто встречающимся литологически ограниченными залежам относятся линзы песчаников различных размеров и формы. Разведка подобных залежей производится попутно

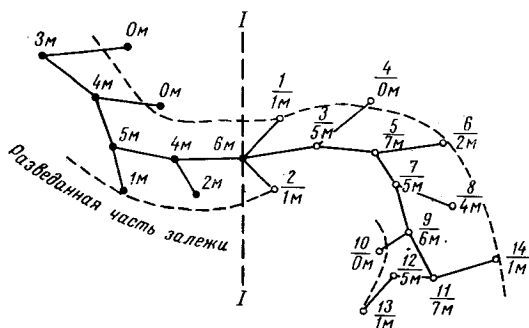


Рис. 94. Размещение скважин при разведке рукавообразной залежи.

Последовательность бурения соответствует порядку номеров скважины. Пунктиром показан контур залежи, указана мощность песков в м, вскрытая скважинами.

с разведкой пластовых и массивных залежей, заключенных в том же месторождении, так как специальная их разведка потребовала бы большого числа скважин.

Такая залежь может быть разведана только сеткой скважин, по данным которых должна быть составлена структурная карта верхней поверхности линзы и на нее наложена карта равных значений мощности.

Другой тип литологически ограниченных залежей — это рукавообразные залежи. Примером может служить рукавообразная залежь Нефтяно-Ширванского месторождения.

Подобные залежи могут разбуриваться по системе разведки клином. Сущность этого способа, предложенного И. М. Губкиным, сводится к последовательному прослеживанию рукава. На рис. 94

показаны точки расположения скважин и мощности песков, вскрытых этими скважинами. Разведана часть залежи к западу от линии I—I'. Дальнейшая разведка производится последовательным разбуриванием скважин в порядке указанных номеров.

По данным бурения составляют карты поверхности размыва — ложа, кровли продуктивного пласта и изопакит. Структурные карты необходимо составлять в двух вариантах: а) обычные с изогипсами относительно уровня моря; б) специальные со снятием регионального наклона по методу И. М. Губкина.

Разведка подобных залежей профилями может ускорить процесс, однако приведет к увеличению числа пустых скважин, так как заранее невозможно точно предугадать направление рукава.

Крупные залежи платформенного типа

При разведке платформенных месторождений бывают случаи, когда залежи достигают значительных размеров. Такие крупные залежи могут быть разведаны только при условии бурения большого числа разведочных скважин по профилям или по сетке. Расстояния между скважинами значительно увеличиваются. Когда ввод в разработку всей залежи в целом одновременно невозможен по техническим причинам или по экономическим соображениям, уже на первых стадиях разведки до полного оконтуривания месторождения могут быть намечены участки, которые превращаются в отдельные объекты разработки. В этом случае разведка месторождения производится последовательно на отдельных частях залежи. При этом для составления генеральной схемы разработки необходимо хотя бы приближенно оконтуривать всю залежь.

В качестве примера рассмотрим опыт разведки Самотлорского месторождения в Западной Сибири. Это месторождение приурочено к северо-восточной части Нижневартовского свода и непосредственно контролируется структурой второго порядка — Самотлорским куполовидным поднятием, которое объединяет Самотлорскую, Мартовскую, Белозерную и другие структуры третьего порядка. Амплитуды отдельных поднятий по верхнеюрским отложениям составляют 50—100 м. Средняя амплитуда Самотлорского куполовидного поднятия составляет 100—125 м.

По данным сейсморазведки был составлен проект поисково-разведочных работ, который предусматривал бурение скважин на отдельных локальных куполах. Поисковыми скважинами была установлена промышленная нефтеносность валанжинских, готерив-барремских и аптских отложений на Самотлорской и Белозерной площадях. Последующее бурение показало, что прогиб между этими структурами значительно мельче, чем предполагалось по сейсмическим данным, и что залежи в отложениях валанжина, готерива—баррема и апта на этих площадях соединяются между собой. Стало очевидным, что открыто месторождение значительных размеров, контролируемое структурой второго порядка. Поэтому

проект разведки, составленный после проводки 18 поисковых скважин, был направлен на изучение нефтегазоносности этой крупной структуры. В нем предусматривалась профильная система установок скважин с расстояниями в 2—7 км, в среднем 3 км. В силу сложных физико-географических условий действительные расстояния между скважинами оказались равными 1,4—4,5 км, иногда 8 км.

Первоначально бурение разведочных скважин производилось в основном в южной и юго-западной частях месторождения, благодаря чему довольно быстро значительная территория была подготовлена под эксплуатационное бурение и обустройство. Затем основной объем разведочного бурения был направлен на изучение северных частей месторождения. Такая методика концентрации разведочного бурения на первоочередных участках освоения месторождения в сочетании с редкими сетками скважин позволила в короткий срок ввести его в разработку с достаточно надежно подготовленными запасами.

§ 4. МЕТОДИКА РАЗВЕДКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Многопластовые месторождения по сравнению с однопластовыми характеризуются, как правило, более высокой концентрацией запасов на тех же площадях.

Залежи, входящие в многопластовые месторождения, могут быть в отдельных случаях однотипными, но нередко встречаются месторождения, содержащие залежи различных типов: пластовые сводовые, в выклинивающихся пластах, массивные и др. Коллекторами служат пески, песчаники, известняки, причем емкость и фильтрационные свойства коллекторов могут определяться как межзерновой пористостью, так и кавернозностью и трещиноватостью. В одном месторождении могут встречаться в разных комбинациях нефтяные, газовые, нефтегазовые и газоконденсатные залежи. Размеры залежей могут быть близкими или различными, водонефтяные контакты — раздельными для каждой залежи или одинаковыми для их групп.

Влияние всех этих факторов приводит к тому, что месторождения, на которых все залежи имели бы одинаковое промышленное значение, встречаются скорее как исключение. Для большинства же многопластовых месторождений характерно сочетание более богатых и продуктивных залежей с залежами менее богатыми и менее продуктивными. Очевидно, что такие особенности многопластовых месторождений необходимо учитывать при выборе системы разведки и в частности этажей разведки, т. е. группы залежей, разведываемых одной сеткой скважин.

В этажах разведки выделяются так называемые базисные горизонты. Базисными горизонтами в каждом этаже разведки

являются наиболее богатые и продуктивные горизонты, которые рассматриваются как возможные основные горизонты разработки — объекты разработки. Наименование «базисные» эти горизонты получили от ранее существовавшей практики, когда стремились хорошо разведать богатый горизонт в нижней части продуктивного разреза и проектировать разработку, ориентируясь на этот богатый горизонт с последующим вскрытием верхних горизонтов по мере отработки нижнего горизонта.

В настоящее время, когда составляется генеральная схема разработки многопластового месторождения в целом, производится выделение нескольких базисных горизонтов из наиболее богатых в разрезе, служащих основными объектами разработки. Базисный горизонт в этих условиях может находиться не только в нижней части этажа разведки или всего разреза, но и в средней части или в верхней части. Положение базисного горизонта в верхней части этажа разведки дает возможность испытывать значительное число нижележащих горизонтов и оставлять скважины в хорошем техническом состоянии в наиболее богатом верхнем горизонте.

Выделенные этажи разведки должны охватывать часть разреза не меньшую, чем разрез возможного эксплуатационного объекта. Нежелательно, чтобы эксплуатационный объект попадал в разные этажи разведки.

Порядок размещения скважин и очередность их бурения при разведке многопластового месторождения определяются предполагаемыми типами залежей и их сочетанием. Скважины размещаются так же, как при разведке единичных залежей, по профилям или по равномерной сетке в зависимости от предполагаемого основного типа залежей. Проектом разведки предполагается изучение всех залежей и в первую очередь их оконтуривание. Особенно эффективны при разведке многопластового месторождения скважины, закладываемые на пологих крыльях и периклинальных окончаниях структур, так как именно в этих условиях они могут подсесть водонефтяной контакт или оконтурить наибольшее количество залежей, поэтому в проекте разведки необходимо намечать такие скважины и бурить их непосредственно после бурения сводовых скважин.

Для методики разведки многопластовых месторождений особенно важно учитывать особенности сочетания в разрезе отдельных залежей с разделяющими их толщами. С этой точки зрения целесообразно подразделить месторождения на три группы:

Для месторождений первой группы характерно сближенное по разрезу расположение небольшого числа залежей, приуроченных чаще всего к одному литолого-стратиграфическому комплексу отложений. Таковы, например, Троицкое месторождение в Башкирии, Васильевское в Пермской области, Сызрано-Заборовское, Карлово-Сытовское в Куйбышевской, Правобережное и Колодезное в Ставропольском крае и др.

На месторождениях второй группы отдельные залежи или небольшие группы близких по глубине залегания пластов отделены от других групп залежей значительными по мощности промежуточными толщами. Эти группы пластов чаще всего приурочены к разным по возрасту и составу продуктивным отложениям. Примерами таких месторождений могут служить Мухановское (рис. 95), Дмитриевское, Кулешовское в Куйбышевской области, Покровское в Оренбургской, Константиновское и Туймазинское в Башкирии, Куединское и Батырбайское в Пермской области, Бавлинское в Татарии, Величаевское в Ставропольском крае.

Месторождения третьей группы характеризуются большим (несколько сот метров) диапазоном нефтегазоносности, в котором сосредоточено до нескольких десятков отдельных залежей в продуктивных пластах, чередующихся с глинистыми разделами сравнительно небольшой мощности. К этой категории относятся месторождения типа Узень и Жетыбай (рис. 96) в Западном Казахстане, а также многие месторождения Украины, Кубани, Азербайджана, Западной Туркмении, Сахалина.

В зависимости от принадлежности к той или другой группе месторождений методика их разведки будет различна. Разведка месторождения первой группы, когда залежи сближены в разрезе, производится одной сеткой скважин и не отличается от разведки однопластового месторождения. Осложняющим условием здесь является необходимость раздельного опробования всех залежей.

При разведке многопластовых месторождений второй группы, когда продуктивные части разреза разделены относительно мощными промежуточными толщами пород, число этажей определяется легко по числу продуктивных пачек.

Выделенные этажи могут разведываться как одновременно, так и последовательно с разной очередностью. Очередность заложения сеток на этажи разведки определяется технико-экономическими соображениями в зависимости от продуктивности той или другой пачки.

Если залежи в разных этажах по данным поискового бурения характеризуются близкими по величине запасами и дебитами, то разведку месторождения целесообразно проводить снизу вверх. При таком подходе разведка будет осуществляться с наименьшими затратами объема разведочного бурения, так как скважины, предназначенные для разведки нижнего этажа, дадут информацию о геологическом строении, коллекторских свойствах и других характеристиках залежей верхних этажей. Кроме того, облегчается возможность перевода для испытания верхних этажей скважин, попавших в неблагоприятные условия на залежах нижнего этажа.

При неравнозначной промышленной ценности залежей разных этажей разведку следует начинать с этажа, содержащего наиболее ценные в промышленном отношении залежи.

На месторождениях третьей группы, характеризующихся мощным продуктивным разрезом (десятки залежей), при проектировании разведки необходимо определять как число разведочных этажей, так и порядок их разбуривания. Выделение этажей раз-

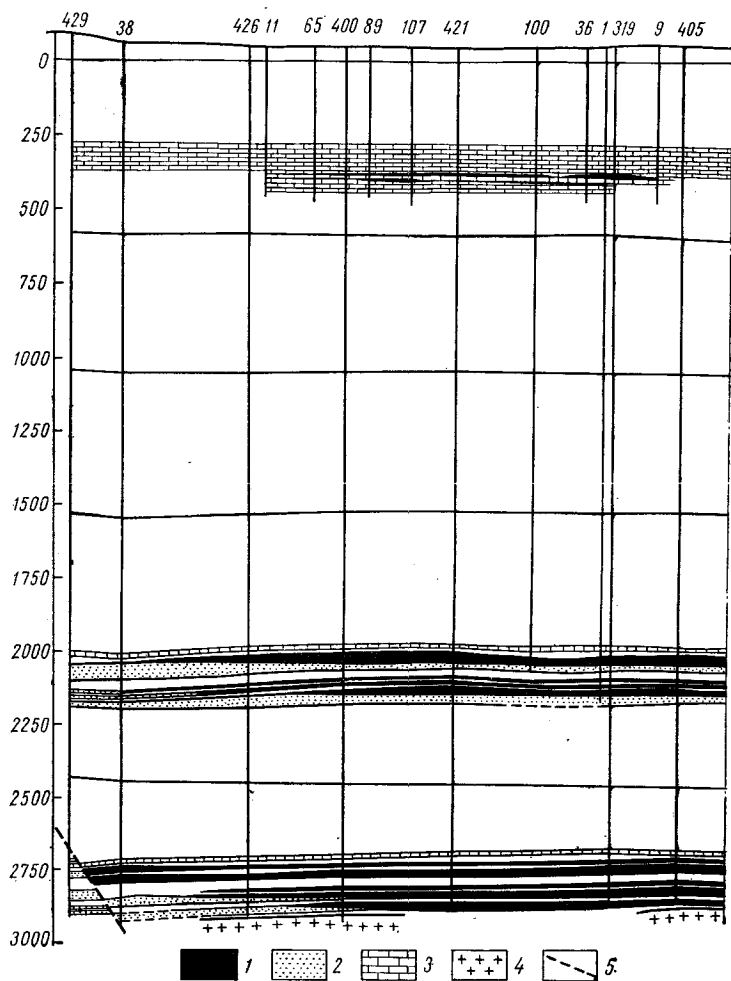
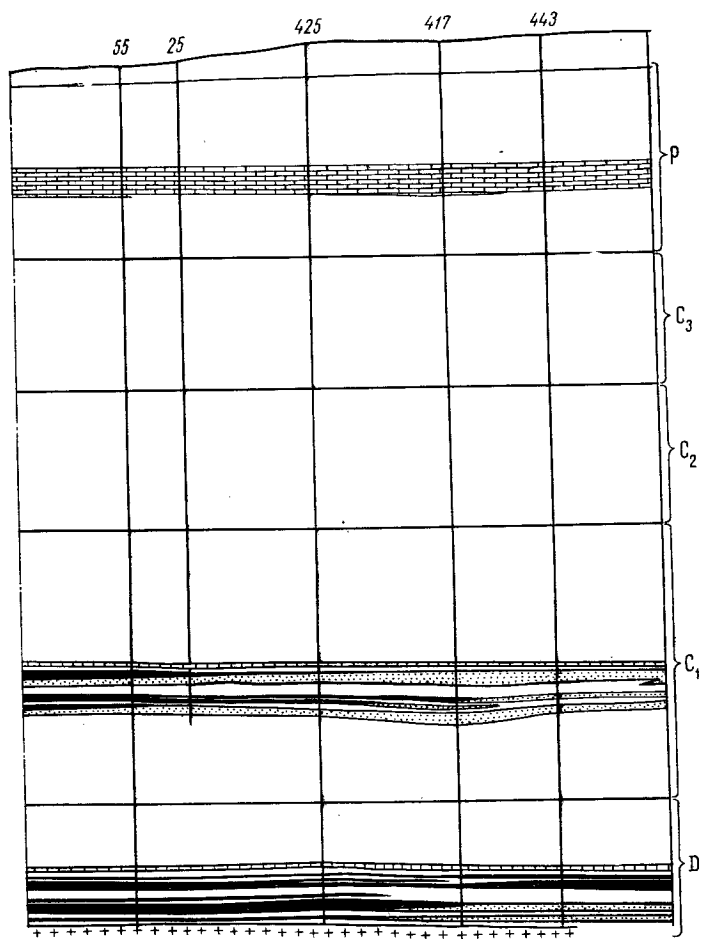


Рис. 95. Профильный разрез Мухановского
1 — нефть; 2 — вода; 3 — известняки; 4 — породы

ведки в этом случае является сложной задачей, решение которой необходимо связывать с последующим выделением эксплуатационных объектов. В некоторых случаях необходимо анализировать несколько вариантов разбуривания этажей.

Разведочные этажи, установленные с учетом экономических расчетов разных вариантов разведки, должны обеспечить первоочередное освоение наиболее богатой части разреза месторождения минимальными объемами разведочных работ.



месторождения нефти (по Р. И. Шехтер).

кристаллического фундамента; 5 — тектоническое нарушение.

Выбор этажей разведки производится с учетом не только диапазона нефтегазоносности и мощности разделяющих толщ, но и многих факторов, определяемых особенностями геологического строения, типами залежей, типами коллекторов и т. д.

В регионах, где все эти факторы могут быть учтены, на известный период складываются устойчивые системы поэтажной разведки. Так, в Тимано-Печорской провинции было четко выделено два, а на некоторых месторождениях три этажа разведки: нижний включал в себя породы силура, нижнего, среднего и части верхнего девона (поддоманиковый комплекс); средний — верхне-франские, фаменские и нижнекаменноугольные отложения и верхний — среднекаменноугольные и нижнепермские отложения.

На крупных структурах при разведке сначала применялась редкая сетка скважин для общей оценки размеров месторождения

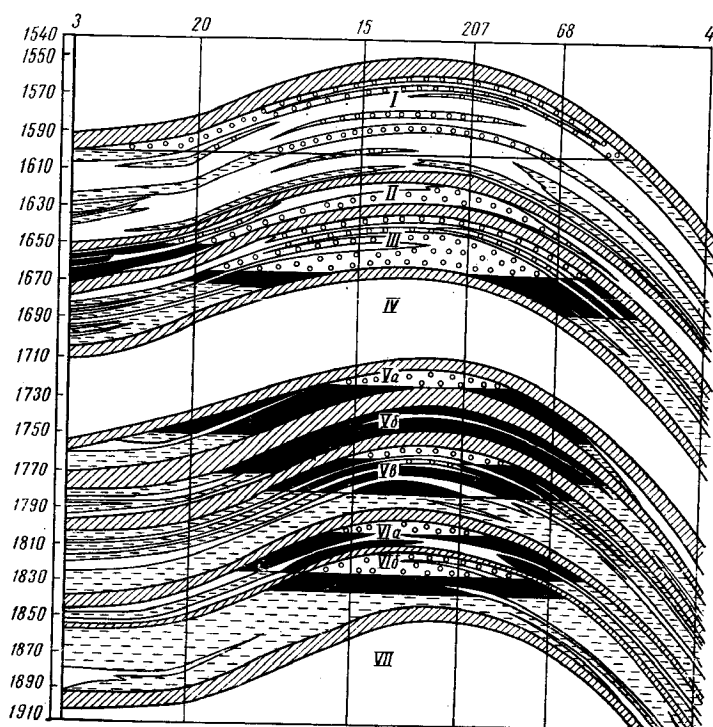


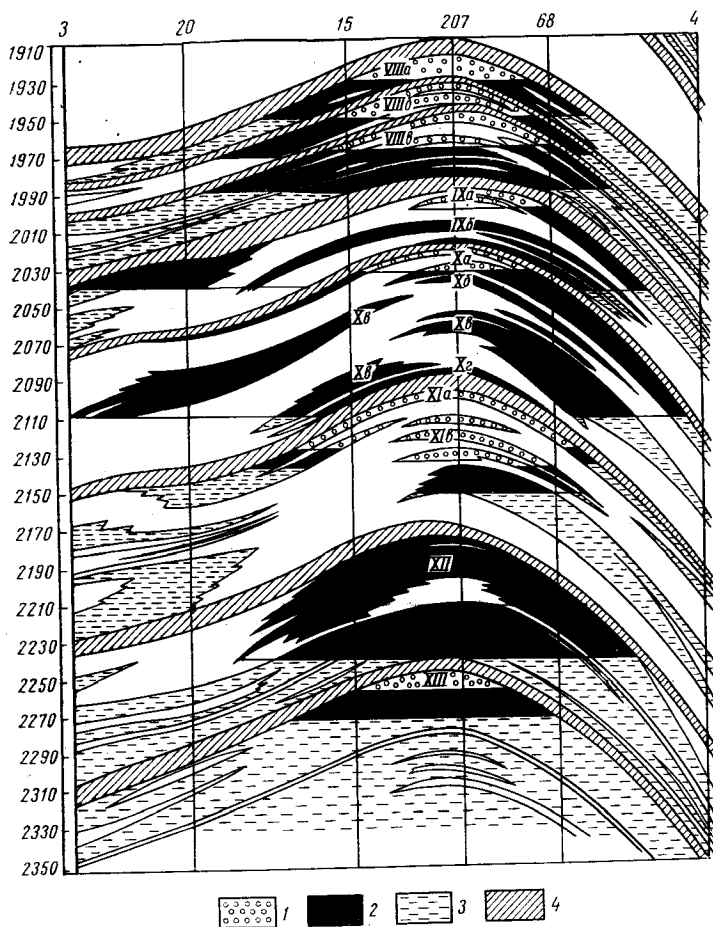
Рис. 96. Профильный разрез многопластового газо

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — гли

и выделения базисных наиболее продуктивных горизонтов (среднекаменноугольные доломиты на Вуктыльском, среднедевонские песчаники на Усинском месторождении и т. д.).

Залежи нижнего этажа разведывались специальной сеткой скважин, а верхнего — иногда разбуривались сеткой наклонных скважин с оснований скважин нижнего этажа (Пашнинское, Се-

веро-Савиноборское, Усинское и др.). Таким образом из затрат на разведку верхнего этажа удавалось исключить затраты на монтаж и демонтаж оборудования. В том случае, когда из-за несовпадения залежей в плане разведка верхнего этажа наклонными



нефтяного месторождения Жетыбай (по Е. А. Почуевой).
нистые разделы между горизонтами.

скважинами была невозможна, на этот этаж бурилась специальная сетка скважин.

Таким образом, в данной провинции при выборе этажей разведки учитывались как геологические (большой диапазон нефтегазоносности, разные типы коллекторов, плановое несоответствие залежей и др.), так и технико-экономические факторы.

Примером комплексного учета разных факторов при выборе этажей разведки и обосновании систем размещения скважин на разные этажи может служить разведка Западно-Тэбукского месторождения. На этом месторождении была установлена продуктивность известняковых пластов фаменского и франского ярусов и терригенных отложений поддоманиковой части разреза (эйфельский и живетский ярусы), залегающих на 400 м ниже по разрезу.

Разведка месторождений осуществлялась двумя сетками скважин со средними глубинами 2045 и 1490 м. На поддоманиковые продуктивные горизонты была пробурена 21 разведочная скважина. Они располагались по профилям вкрест простираения структуры с расстояниями между профилями 2—3 км.

Залежи франского и фаменского ярусов, приуроченные к карбонатным коллекторам, разведывались по равномерной сетке с целью выяснения характера изменения коллекторских свойств известняков и выдержанности их нефтенасыщения по площади. Всего на этот этаж было пробурено восемь скважин, из них в семи была получена нефть и в одной пластовая вода. Продуктивность залежей верхнего этажа значительно меньше продуктивности поддоманиковых залежей, поэтому для опробования карбонатных отложений нецелесообразно использовать высокодебитные скважины нижнего этажа. Таким образом, выделение верхнедевонских отложений в самостоятельный этаж разведки обусловлено наличием значительной промежуточной толщи, разной продуктивностью залежей и разными требованиями к системе расположения скважин при разведке терригенных и карбонатных отложений.

При выборе вариантов очередности разведки этажей надо учитывать задачи по подготовке запасов в данном районе. Конкретно это означает, что если перед разведочными организациями ставится цель скорейшего ввода высокопродуктивных объектов месторождения в разработку, то должен быть выбран наиболее быстрый вариант подготовки запасов, хотя он может быть и не самым экономичным по денежным затратам. Иное дело, когда месторождение не предполагается немедленно освоить. В этом случае следует остановиться на самом экономичном варианте разбуривания этажей.

Выбор системы разведки многопластового нефтегазового месторождения, в котором нефтяные и газовые пласты залегают отдельными пачками, в существенной мере определяется потребностями народного хозяйства в нефти или газе в данный момент. Так, в северной части Западно-Сибирской низменности открыты гигантские залежи газа в сеноманских отложениях. На тех же площадях более глубокие горизонты перспективны в смысле открытия нефтяных залежей. Исходя из острой потребности в газе, а также из возможности скорого введения в разработку газовых залежей, в первую очередь проводилась доразведка газовых скоплений.

В другом случае, при разведке Коробковского месторождения в Волгоградской области, содержащего в равной степени крупные нефтегазовые и газовые залежи, предпочтение было отдано первым. Сначала разведывалась залежь нефти с газовой шапкой в бобриковском горизонте, а затем самостоятельную сетку бурили на массивную газовую залежь в нижнебашкирских, намюрских, серпуховских и окских отложениях.

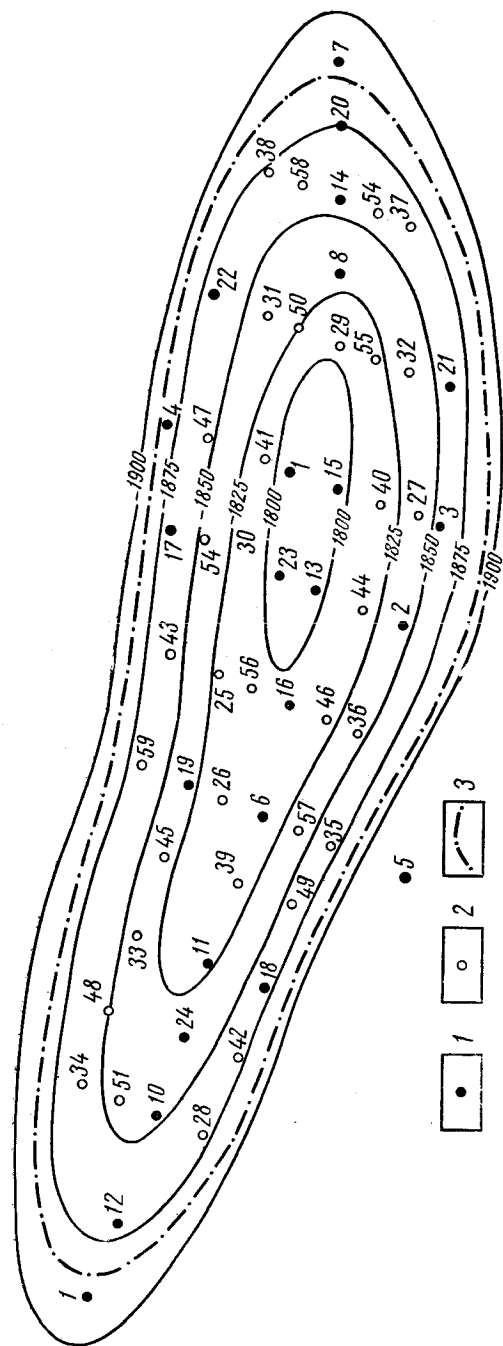
Вопрос выделения этажей разведки с точки зрения уровня развития техники решается различно. При проектировании разведки с выделением этажей учитывается мощность осадочных пород, которая может быть вскрыта буровыми станками. В настоящее время эта величина составляет 3—4 км в зависимости от района. Если возможно продуктивная толща имеет мощность, недоступную для освоения в данный момент, этажи выделяются в пределах освоенной глубины. Позднее, когда на вооружении промышленности появляются более мощные станки, предназначенные для широкого освоения больших глубин, появляется возможность разведать дополнительные нижние этажи уже в процессе разработки верхних горизонтов месторождения.

Примером такой методики может служить разведка Мухановского месторождения в Куйбышевской области (рис. 95). Это месторождение контролируется брахиантиклинальным поднятием, приуроченным к северной ветви заволжского продолжения Жигулевской зоны дислокаций. Продуктивная часть разреза включает в себя породы девонского, каменноугольного и пермского возраста. В разрезе месторождения выявлено 13 нефтяных залежей, приуроченных к живетскому ярусу среднего девона (пласты Д-IV, Д-III, Д-III'), к пашийским слоям нижепермского подъяруса верхнего девона (пласты Д-II, Д-I), к радаевскому (пласты С-IV, С-III, С-II) и бобриковскому (пласты С-I, С-I') горизонтам нижнего карбона, а также к кунгурскому ярусу нижней перми (пласты II, I).

Разведка месторождения осуществлялась в три этапа тремя самостоятельными сетками скважин. На первом этапе (1944—1949 гг.) разведывались залежи пермского этажа. На этот этаж было пробурено 36 разведочных скважин. Первоочередная разведка кунгурских залежей объясняется отсутствием в то время необходимого парка станков для бурения скважин на глубины 2—3 км.

Разведка угленосного этажа проводилась в 1951—1956 гг. Первоначально проектом разведочных работ предусматривалось бурение 14 глубоких разведочных скважин со вскрытием каменноугольных и девонских отложений. После получения в конце 1952 г. фонтана нефти из угленосной толщи (пласт С-IV) разведочные работы были сосредоточены на оконтуривании и изучении выявленных залежей этого этажа.

Промышленная нефтеносность девонских отложений была установлена впервые во второй половине 1955 г., а разведка залежей девонского этажа (1955—1959 гг.) совпала с началом



разработки каменноугольных залежей. Для разведки угленосного этажа было пробурено 35 скважин средней глубиной 2257 м, а для разведки девонского этажа — 39 скважин глубиной 2989 м.

Таким образом, учитывая развитие техники бурения, при разведке мощных осадочных толщ в историческом плане разведка велась сверху вниз. В то же время на каждом этапе развития техники этажность определялась по-разному с учетом технико-экономических условий.

Влияние технико-экономических условий на выбор вариантов разведки многопластового месторождения можно проиллюстрировать следующим примером. Разведывается брахиантиклинальная складка, на которой к моменту проектирования разведки пробурено три скважины и пять скважин находится в бурении. По этим данным складка представляет собой брахиантиклинальное поднятие размером 25×5 км (рис. 97). По данным промыслово-геофизических исследований было установлено наличие в разрезе ряда нефтеносных пластов, сгруппированных в

Рис. 97. План расположения проектных разведочных скважин.

1 — проектируемые разведочные скважины; 2 — проектируемые первоочередные эксплуатационные скважины; 3 — общий контур нефтеносности залежей.

13 продуктивных горизонтов (от I до XIII сверху вниз). Из этих горизонтов четыре были выделены в качестве базисных (V, VIII, X и XII). Они залегают в интервале глубин от 1700 до 2700 м, что говорит о сближенном расположении нефтеносных слоев и вместе с тем о значительном диапазоне нефтегазоносности.

Водонефтяные контакты ряда горизонтов были установлены по геофизическим данным и подтверждены испытаниями в отдельных скважинах. Предполагаемые контуры нефтеносности разных горизонтов были приняты совпадающими в плане, а площадь нефтеносности одинаковой для различных горизонтов и примерно равной 125 000 000 м² (12 500 га).

При проектировании разведки многопластового месторождения предусматривается изучение всех залежей с детальностью, соответствующей требованиям к разведке. В таблицах требований предусматривается степень достоверности определения различных параметров в зависимости от стадий проектирования. В рассматриваемом примере ориентируемся на требования к перечню и степени достоверности параметров, необходимые на стадии проектирования комплексной технологической схемы (табл. 17).

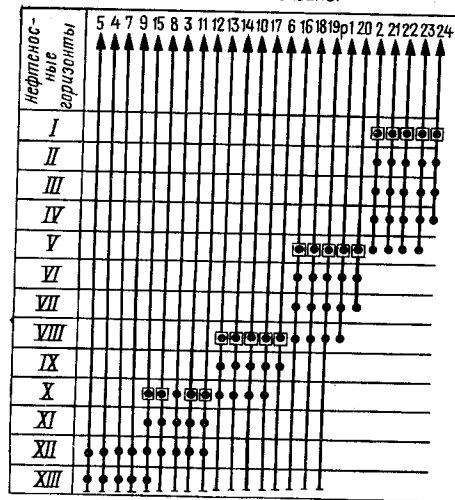
Для определения объемов работ надо обратиться к результатам анализа разведки отдельных залежей, которые были переданы в разработку. Такой анализ показывает для характерных типов залежей действительно выполненные объемы бурения и исследований, оказавшиеся достаточными для обеспечения той или иной стадии проектирования разработки. Располагая такими данными, можно для площади, находящейся в разведке, подобрать соответствующий аналог. В нашем случае за аналог всех залежей принята одна из залежей освоенного месторождения, находящегося в разработке.

По этой залежи установлено, что к моменту передачи ее в разработку была пробурена 31 скважина. Полагаем, что для всех залежей месторождения для составления технологической схемы необходимо также каждую залежь вскрыть 31 скважиной. Помимо общепринятых стандартных геолого-геофизических исследований в скважинах, намечаем проведение опробований и передачу некоторого числа скважин в пробную эксплуатацию. Для каждого базисного горизонта намечаем передать пять скважин, а для промежуточных горизонтов — по три скважины. Ориентируясь главным образом на порядок опробования и пробную эксплуатацию скважин, рассмотрим разные варианты разведки (число скважин, категория скважин, задачи, возлагаемые на каждую из них).

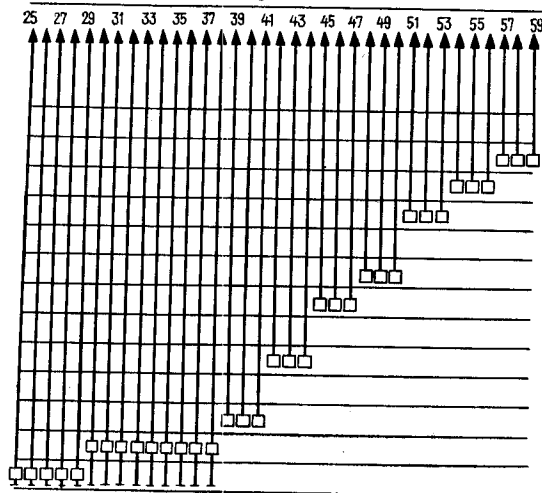
Разведочные скважины закладываем по профилям с разбуриванием их в порядке последовательного уплотнения сетки, что характеризуется порядковыми номерами скважин. Задачу разведки решаем заложением как разведочных, так и первоочередных эксплуатационных скважин. Эксплуатационные скважины закладываем в основном для проведения пробной эксплуатации тех

Первый вариант

Разведочные скважины



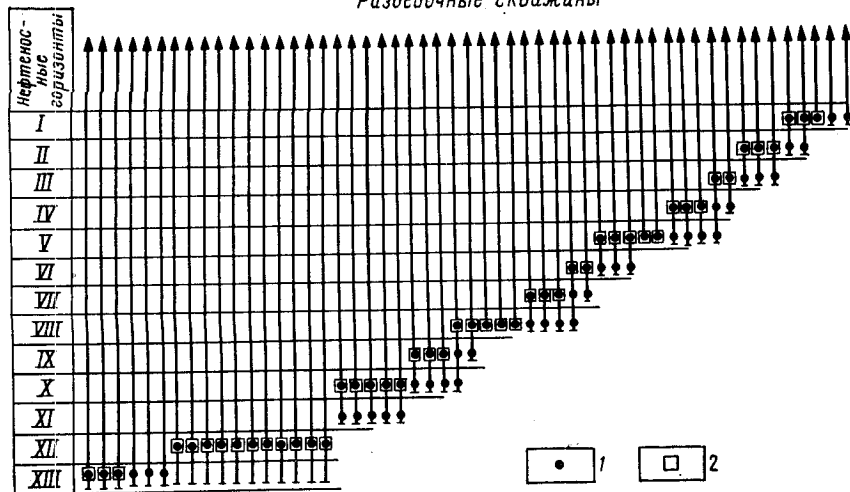
Первоочередные эксплуатационные скважины



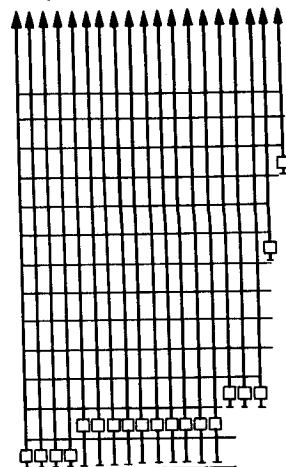
А	Б	В
24	5	5
35	0	0
24	5	0
35	0	0
24	5	0
32	0	0
24	5	0
23	9	5
26	0	0
19	5	0
26	0	0
19	5	0
23	0	0
18	9	5
20	0	0
17	5	0
20	0	0
17	9	5
17	0	0
17	5	0
17	0	0
17	9	0
14	0	0
17	5	0
14	0	0
Всего	81	55

Второй вариант

Разведочные скважины



Первоочередные
эксплуатационные скважины



А	Б	В
$\frac{53}{18}$	5	$\frac{3}{0}$
$\frac{40}{19}$	5	$\frac{3}{0}$
$\frac{44}{18}$	5	$\frac{2}{1}$
$\frac{45}{18}$	5	$\frac{3}{0}$
$\frac{44}{18}$	9	$\frac{2}{0}$
$\frac{38}{18}$	5	$\frac{2}{1}$
$\frac{35}{17}$	5	$\frac{1}{0}$
$\frac{34}{17}$	9	$\frac{5}{0}$
$\frac{27}{17}$	5	$\frac{3}{0}$
$\frac{26}{17}$	9	$\frac{5}{0}$
$\frac{22}{17}$	5	$\frac{0}{1}$
$\frac{17}{14}$	11	$\frac{9}{10}$
$\frac{14}{14}$	6	$\frac{4}{4}$
Всего $\frac{53}{19}$	89	66

Рис. 98. Схема основных показателей разведки по скважинам (первый и второй варианты разведки).

1 — опробование; 2 — опытная эксплуатация; А — общее количество скважин (в числителе — разведочные, в знаменателе — эксплуатационные); В — число опробований; В — число скважин, в которых проведена опытная эксплуатация (в числителе — разведочные, в знаменателе — эксплуатационные).

горизонтов, по которым не могла быть осуществлена опытная эксплуатация по разведочным скважинам. Для наглядного учета основных результатов разведки составляем схему основных показателей разведки по скважинам (рис. 98). На этом графике показаны условно все горизонты и их пересечения скважинами с указанием опробования и пробной эксплуатации.

Решаем задачу в двух вариантах разведки. В первом варианте придерживаемся принципа испытания пластов снизу вверх с оставкой скважин для пробной эксплуатации на базисных горизонтах после проведения испытания нескольких горизонтов. По первому варианту потребовалось пробурить 24 разведочные скважины и 35 эксплуатационных.

Во втором варианте было намечено придерживаться правила оставлять для эксплуатации все скважины, вскрывшие продуктивные горизонты. В этом случае потребовалось пробурить 53 разведочные скважины и 19 эксплуатационных.

Расчет стоимости бурения и сроков разведки показал, что в первом варианте общие капитальные вложения примерно на 25% меньше, чем во втором варианте, и срок разведки в первом варианте на 30% короче.

Этот пример показывает необходимость составления проектов разведки многопластового месторождения в нескольких вариантах, используя возможно широко бурение первоочередных эксплуатационных скважин.

§ 5. ДОРАЗВЕДКА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Задачей доразведки является уточнение представлений о строении месторождения, введенного в разработку, а также подготовка залежей или частей залежей, намечаемых к вводу в разработку во вторую очередь.

Доразведка залежей в процессе разработки месторождения представляет собой изучение залежей по результатам бурения в основном эксплуатационных скважин и в меньшей мере дополнительных разведочных скважин.

Это положение иллюстрируется примером методики разведки месторождений в Северной Башкирии. Здесь на небольших месторождениях, содержащих в разрезе до семи залежей, доразведка отдельных залежей осуществлялась эксплуатационным бурением. В случае значительных размеров месторождений разведка эксплуатационным бурением сочеталась с бурением разведочных скважин.

Для того чтобы недоразведанность залежей меньше отражалась на системе разработки, эта система формировалась не сразу в окончательном виде, а складывалась постепенно по мере бурения площади. Эксплуатационные скважины бурились по равномерной треугольной сетке 550×550 м и по ползущей системе

от известного к неизвестному. В системе заводнения было принято сочетание законтурного, приконтурного и внутриконтурного нагнетания. При этом широко использовались эксплуатационные скважины, оказавшиеся в законтурной или приконтурной частях залежей. Такая гибкая система разработки позволила значительно ускорить освоение месторождений за счет совмещения разведки с разработкой.

В настоящее время в том случае, когда составляются генеральные схемы разработки всего месторождения в целом, задачи доразведки определяются особенностями строения месторождения и состояния техники бурения.

На крупных и уникальных однопластовых месторождениях, вводимых в разработку по частям путем разрезания, доразведка является по существу завершающим этапом разведки частей залежей, вводимых в разработку во вторую очередь. В этом случае параметры отдельных частей залежей требуют только уточнения средних значений, полученных для всей залежи на первых этапах разведки. Такое положение облегчает достижение заданных требований к детальности изучения отдельного объекта разработки. При изучении частей залежи размещение скважин производится по профилям или по равномерной сетке в зависимости от предварительно установленной закономерности строения пласта-коллектора, его расчлененности и изменчивости.

На многопластовых месторождениях, введенных в разработку по базисным горизонтам, второстепенные горизонты только частично изучают по данным разведочных скважин, а в основном это делают по данным бурения эксплуатационных скважин. Иногда может возникнуть необходимость заложения дополнительных разведочных скважин, прежде всего в том случае, когда площадь нефтеносности по этим горизонтам оказывается больше, чем по основным, или в случае выявления новых залежей (литологически или тектонически экранированных) за пределами поля, освещенного эксплуатационными и ранее пробуренными разведочными скважинами.

При наличии мощного разреза осадочных пород, превышающего технически освоенные глубины, на площадях могут быть введены в разработку залежи, приуроченные только к части разреза. Более глубокая часть разреза на разрабатываемой площади в случае появления новых технических возможностей вводится в разведку по существу заново. В данном случае методика разведки принципиально не отличается от методики разведки на новых площадях. Учитывая, что глубокие разведочные скважины будут пересекать разрабатываемые продуктивные горизонты, конструкция таких разведочных скважин должна обеспечить сохранность этих горизонтов.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Промышленные скопления природного газа встречаются в виде чисто газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей. Подавляющая часть ресурсов природного газа заключена в чисто газовых и газоконденсатных залежах, которые достигают огромных размеров. Вместе с тем во многих нефтегазоносных районах, зонах и толщах распространены и газонефтяные залежи, в которых количественные соотношения между нефтью и газом могут быть весьма различны. В таких залежах нефтяная часть (оторочка) может иметь самостоятельное промышленное значение. Поэтому определение наличия или отсутствия нефтяной оторочки и оценка промышленной ее ценности составляют важную задачу разведки площади, на которой первые скважины дали притоки газа или газоконденсата.

Кроме перечисленных разновидностей залежей природного газа в свободном состоянии существуют залежи газа в твердом состоянии. Возможность широкого распространения таких залежей была обоснована в 1970 г. советскими учеными (А. А. Трофимук, Ф. А. Требин и др.) на примере Мессояхского месторождения в Красноярском крае. В этих залежах природный газ образует с водой твердые физико-химические соединения — гидраты. Один кубометр воды способен связать до 220 м³ метана. Залежи образуются при особых термодинамических условиях — давлении от 10 до 250 кгс/см² и температуре от нуля до 25°С. С такими условиями в недрах мы сталкиваемся в некоторых районах вечной мерзлоты.

В прошлом методы разведки залежей природного газа практически не отличались от методов разведки нефтяных залежей. Газовая залежь разведывалась с той же степенью детальности, что и нефтяная с применением аналогичной сетки разведочных и оконтуривающих скважин. Со временем, однако, выяснилась возможность применения особых методов и приемов разведки газовых залежей, значительно сокращающих затраты времени, труда и средств на оценку запасов и подготовку этих залежей к разработке. Методы рациональной разведки газовых месторождений, разработанные советскими учеными А. Л. Козловым, В. П. Савченко и другими, определяются физическими свойствами газа и отличительными особенностями газовых месторождений.

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По своим физическим свойствам газ отличается от нефти и воды малой плотностью, небольшой вязкостью и высокой упругостью. Малая вязкость и большая упругость по сравнению с нефтью

и водой определяют большую подвижность его в пористых пластах, способность перемещения (фильтрации) из отдаленных участков залежи к скважине с относительно небольшими потерями давления.

Это обстоятельство позволяет разрабатывать газовую залежь значительно меньшим числом скважин, чем равную по площади и объему нефтяную. При этом разработка может быть осуществлена через скважины, размещенные в сводовой части структуры. Для разработки малых и средних залежей газа достаточен фонд поисковых и разведочных скважин, давших газ. Небольшие залежи могут разрабатываться одной скважиной.

Эти специфические особенности газа и разработки газовых залежей имеют важное значение и для их разведки, определяя главные направления ее рационализации. Основные положения рациональной разведки газовых месторождений состоят в следующем.

а. При разведке газовой залежи нет необходимости детально изучать ее по площади и особенно в приконтурной части, так как законтурное заводнение не применяется, а разработка залежи может быть осуществлена через сводовые скважины.

б. Число поисковых и разведочных скважин, давших газ, не должно превышать количество скважин, необходимых для разработки.

в. Конструкции разведочных газовых скважин проектируются и осуществляются с учетом последующей передачи этих скважин в эксплуатацию. Они отличаются от нефтяных более высокой степенью герметизации обсадных колонн. При несоблюдении соответствующих правил проводки разведочных скважин, давших газ, невозможно использовать их в качестве эксплуатационных.

Нарушение перечисленных трех положений означает переразведку залежи или месторождения, затрату излишних средств и объемов бурения. Это влечет за собой, во-первых неоправданное удорожание разведанных на площади запасов газа, а, во-вторых, удлинение сроков открытия новых месторождений в данном районе.

г. Существенное различие плотностей газа и воды, газа и нефти позволяет достаточно надежно без особых затрат производить определение высотного положения контактов газ—вода и газ—нефть расчетным путем. Для этого необходимо точно измерять пластовые давления в залежи и за ее контурами, а также точно определять плотность газа, воды и нефти в пластовых условиях.

Для расчета высотного положения газовой контактной поверхности необходимо иметь две скважины, одна из которых вскрывает газовую залежь, а другая — воду (рис. 99). Данные измерений пластовых давлений и плотности подставляются в формулу (В. П. Савченко):

$$h_r = \frac{\rho_g h_{гв} - 10(p_B - p_r)}{\rho_B - \rho_r}, \quad (\text{XII.1})$$

где h_{Γ} — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой газодляного контакта в м;

$h_{ГВ}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления p_{Γ} и воды $p_{\text{в}}$ в м;

$p_{\text{в}}$, p_{Γ} — пластовое давление соответственно воды и газа в точках замера в кгс/см²;

$\rho_{\text{в}}$ и ρ_{Γ} — плотность в пластовых условиях соответственно воды и газа в г/см³.

Для приближенного расчета высотного положения ГВК вновь открытой залежи можно использовать и региональные данные, характеризующие напор вод в данной пластовой системе.

д. Разведка и ввод в разработку газовых месторождений, расположенных вблизи от потребителей или от действующих маги-

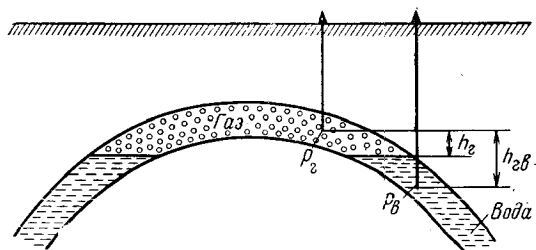


Рис. 99. Схема определения газодляного контакта.

стральных газопроводов, могут быть ускорены путем применения опытно-промышленной эксплуатации. Опытно-промышленная эксплуатация осуществляется по временным проектам разработки и предполагает промышленную добычу газа из продуктивных поисковых и разведочных скважин и опережающее бурение эксплуатационных скважин, на которые главным образом и возлагается доразведка выявленных залежей.

В общем случае разведка месторождений в старых районах или вблизи магистральных газопроводов, ускоренно вводимых в разработку, проводится в два этапа.

На первом этапе разведка проводится только поисковыми и разведочными скважинами для выявления основных газоносных горизонтов в разрезе месторождения, изучения строения и продуктивной характеристики этих горизонтов и выполнения оперативного подсчета запасов категорий C_1 и C_2 . В итоге составляется проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения. При разработке этого проекта недостаток исходных характеристик залежи компенсируется или восполняется использованием региональных геологических и геолого-промысловых данных. На основании этих данных прогнозируются тип и характер выявленных

месторождений и залежей, пластовые давления на контактах газ—вода, режимы разработки новых залежей и т. д.

На втором этапе в ходе проектирования и первой очереди обустройства месторождения разведка ограничивается окончанием ранее заложенных разведочных скважин. Доразведка выявленных залежей осуществляется главным образом опережающими эксплуатационными скважинами для проведения опытно-промышленной эксплуатации и в процессе этой эксплуатации. В итоге последнего этапа разведки должны быть получены исходные данные для проекта разработки и подсчета запасов. На месторождениях простого строения не менее 20% запасов, должно быть разведано по категории В, а в случае сложного строения запасы разведываются по категории С₁.

Таким образом опытно-промышленная разработка как метод разведки обеспечивает сокращение объемов разведочного бурения, сроков разведки и получение достоверных характеристик залежей газа, необходимых для составления проектов разработки. Вместе с тем этот метод разведки является и приемом эксплуатации, позволяющим использовать газ вновь открытых залежей в промышленных масштабах в кратчайшие сроки после открытия месторождения, что дает немалый народнохозяйственный эффект.

Методика ускоренной разведки и ввода в разработку газовых месторождений на основе опытно-промышленной эксплуатации получила широкое применение в районах Восточной Украины, Северного Кавказа и Средней Азии.

В качестве наиболее яркого примера ускоренной разведки можно привести разведку крупного Ачакского месторождения на севере Туркменской ССР. Это многопластовое месторождение с запасами около 175 млрд. м³ расположено вблизи газопровода Бухара — Урал и газопровода Средняя Азия — Центр. Через 8 месяцев после открытия (1966 г.) оно было введено в опытно-промышленную эксплуатацию с ежесуточной добычей газа 3 млн. м³. Газ первоначально подавался в магистраль Бухара — Урал, а затем в газопровод Средняя Азия — Центр. Разведочные скважины были расставлены по сетке эксплуатационных. Первоначально на этом месторождении была пробурена 21 скважина, в том числе 12 разведочных, из них законтурной оказалась только одна. Годовая добыча газа находилась на уровне 2,5 млрд. м³, а к 1970 г. достигла 10 млрд. м³. Ввод Ачакского месторождения в разработку в столь сжатые сроки позволил государству получить большую экономическую выгоду и обеспечить досрочный пуск первой очереди газопровода Средняя Азия — Центр.

На Украине практически все новые месторождения проходят этап опытно-промышленной эксплуатации, что позволяет сократить время между открытием месторождения и началом его разработки до 2 лет и обеспечить выход на проектный уровень добычи всего через 3 года. В итоге за последние 7 лет в процессе опытно-промышленной эксплуатации до утверждения запасов

в ГКЗ было добыто более 70 млрд. м³. Годовой экономический эффект от досрочной подачи газа с новых месторождений составил десятки миллионов рублей.

Таким образом данное положение рациональной разведки газовых месторождений состоит в совмещении этапов разведки и разработки на основе использования опытно-промышленной эксплуатации как метода разведки, метода оценки запасов газа и определения параметров, необходимых для составления проектов разработки.

е. Разведка месторождений газа в новых районах, удаленных от потребителя и магистральных газопроводов, также может быть ускорена и сокращена до минимального объема. И то и другое достигается на основе ограничения степени детальности разведки требованиями подготовки запасов газа по категориям С₁ (до 80%) и В (не менее 20%). Такие требования предъявляются прежде всего к уникальным и крупным месторождениям, на базе которых проектируются и строятся новые магистральные газопроводы. Разведанность средних и мелких месторождений может соответствовать категории С₁. Таким образом были разведаны в очень короткие сроки крупнейшие в нашей стране и в мире месторождения газа на севере Тюменской области — Уренгойское, Медвежье, Заполярное и др. Запасы газа Уренгойского месторождения первоначально были утверждены по результатам бурения всего 11 скважин в сумме 2,6 трлн. м³, в том числе по категории С₁—В 1,7 трлн. м³ и по категории С₂ 900 млрд. м³. Запасы газа Заполярного месторождения утверждены по данным бурения 14 скважин в сумме 1,5 трлн. м³, в том числе по категории С₁—В 910 млрд. м³ и В — 590 млрд. м³. При старой схеме разведки потребовалось бы бурение более 100 скважин. Высвобождаемый таким образом большой объем разведочного бурения был эффективно использован для открытия и разведки многих других месторождений газа в этом районе.

ж. Оценка запасов газового месторождения может быть осуществлена в ходе его опытно-промышленной эксплуатации или на стадии разработки на основе метода падения давления. Этот метод основан на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа на единицу падения давления.

Дело в том, что в процессе отбора газа из залежи законтурная вода за редким исключением не успевает восстанавливать первоначальное пластовое давление в залежи, особенно в начальной стадии разработки. В это время продвижение воды в нее обычно практически ничтожно. Поэтому сопоставляя снижение пластового давления в залежи с объемом извлеченного газа, можно достаточно достоверно оценить его начальные запасы в залежи уже по материалам относительно кратковременной опытной эксплуатации. Применение метода падения давления для подсчета запасов во всех случаях целесообразно для мелких однопластовых месторождений и особенно для залежей со сложным строением

коллектора, емкостные свойства которого оценить объемным методом очень трудно.

Вместе с тем надо учесть, что применение метода падения давления практически исключается в случае месторождений с резко выраженным водонапорным режимом, а также когда водоплавающая залежь имеет малый этаж газоносности по сравнению с общей мощностью пласта.

Таковы основные положения рациональной разведки газовых месторождений. Их применение обеспечивает ускоренную подготовку месторождений к разработке с минимальной затратой средств, времени и труда и, что очень важно, ускорение сроков подачи газа с новых месторождений.

§ 2. РАЗВЕДКА ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

После получения первого промышленного притока газа на площади сразу же возникает вопрос, имеется ли у вскрытой газовой залежи нефтяная оторочка и каково ее промышленное значение. В соответствии с классификацией запасов нефти и горючих газов ввод газовых залежей в разработку, в том числе и в опытно-промышленную, разрешается только при доказанном отсутствии в них нефтяных оторочек промышленного значения. Поиски нефтяной оторочки под газовой залежью могут сильно осложнить разведку этой залежи. Поэтому особое внимание необходимо уделять прогнозированию наличия и характера такой оторочки.

Можно еще заранее оценить возможность присутствия нефтяной оторочки в данной залежи на основе знания закономерностей распространения нефтяных и газовых залежей в данном регионе и продуктивной толще. Известны районы и свиты, содержащие исключительно газовые или газоконденсатные залежи. Например, хадумский горизонт Центрального Предкавказья, нижний мел Ейско-Березанского района Северо-Западного Предкавказья или мезозой Березовского района Западной Сибири содержат газовые залежи без нефтяных оторочек. Напротив, в других районах и толщах известно широкое распространение газовых залежей с нефтяными оторочками, например в нижнем карбоне Саратовской области. Признаком нефтяной оторочки на площади служат повышенное содержание тяжелых углеводородов в газе, определенное соотношение изомеров и нормальных углеводородов (бутанов, пентанов). Оторочки, целиком подстилающие залежь (неполнопластовую или массивного типа), могут быть выявлены первой же скважиной, вскрывшей залежь. Нефтяная оторочка полнопластовой залежи также может быть выявлена одной из первых поисковых скважин, если на площади бурится профиль таких скважин.

Если первые поисковые скважины не установили нефтяной оторочки, но вместе с тем и не исключили ее возможного присутствия, то следует направить разведочное бурение на ее поиски. Разведоч-

ную скважину на нефтяную оторочку следует закладывать на пологом крыле складки, где возможная оторочка должна иметь наибольшую ширину. Для определения места заложения скважины следует рассчитать по формуле (XII.1) вероятное гипсометрическое положение газоводяного контакта. Если нефтяная оторочка имеется, то она должна оказаться в зоне расчетного газоводяного контакта. После вскрытия нефтенасыщенной части пласта необходимо точно определить пластовое давление и плотность нефти для расчета высотного положения газонефтяного и водонефтяного контактов.

Если одной скважиной вскрыт газ, а другой нефть или если одной скважиной вскрыта нефть, а другой пластовая вода, то, измерив пластовое давление в первом случае газа p_{Γ} и нефти $p_{\text{н}}$, а во втором случае нефти $p_{\text{н}}$ и воды $p_{\text{в}}$, высотное положение газонефтяного контакта можно определить с помощью формулы (В. П. Савченко)

$$h_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{н}} h_{\Gamma\text{н}} - 10 (p_{\text{н}} - p_{\Gamma})}{\rho_{\text{н}} - \rho_{\Gamma}}, \quad (\text{XII.2})$$

а высотное положение водонефтяного контакта определить с помощью формулы

$$h_{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{в}} h_{\text{нв}} - 10 (p_{\text{в}} - p_{\text{н}})}{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}}, \quad (\text{XII.3})$$

где $p_{\text{в}}$, $p_{\text{н}}$, p_{Γ} — пластовое давление соответственно воды, нефти и газа в кгс/см²;

$\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$, ρ_{Γ} — плотность в пластовых условиях соответственно воды, нефти и газа в г/см³;

h_{Γ} — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой газонефтяного контакта в м;

$h_{\text{нт}}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления газа и нефти в м;

$h_{\text{н}}$ — превышение точки замера пластового давления нефти в нефтяной скважине над водонефтяным контактом в м;

$h_{\text{нв}}$ — разность высотного положения точек замера пластовых давлений нефти и воды в м.

По материалам первых скважин, вскрывших нефтяную оторочку, должна быть сделана ориентировочная оценка ее возможного промышленного значения и определена целесообразность ее дальнейшей разведки. Такая оценка делается на основании определения ориентировочных размеров оторочки (ширины, высоты, объема) и допустимых рабочих дебитов.

В принципе газонефтяные залежи можно подразделить на три типа:

1) газонефтяные залежи, где соотношение запасов газа и нефти и эксплуатационная характеристика нефтяной части таковы, что

разработка залежи начинается с нефтяной части. Их следует называть нефтяными залежами с газовой шапкой;

2) газонефтяные залежи, в которых соотношение запасов газа и нефти таково, что обе части залежи целесообразно разрабатывать одновременно. Их следует называть газовыми залежами с нефтяной оторочкой подчиненного промышленного значения;

3) газонефтяные залежи, нефтяная часть которых не имеет промышленного значения. Это — газовые залежи с нефтяной оторочкой непромышленного значения. Здесь следует различать случаи, когда вскрытие нефтяной оторочки обеспечивает рентабельную добычу нефти, и случаи, когда такая добыча не обеспечивается.

При известном положении газонефтяного и водонефтяного контактов размеры выявленной бурением нефтяной оторочки пластовой залежи определяются расчетным путем. На рис. 100 показано, что в нефтяной оторочке полнопластовой залежи могут быть выделены три зоны: подгазовая (I), полнопластовая (II) и водоплавающая (III). Ширина подгазовой (I) или водоплавающей (III) части нефтяной оторочки Δb равна

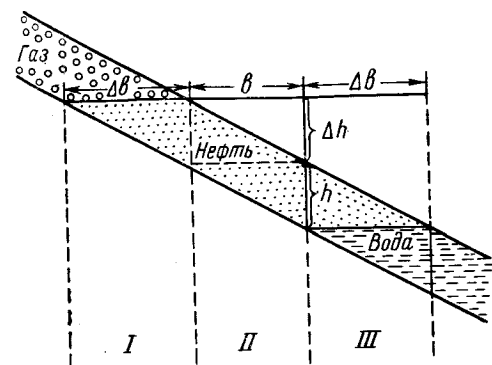


Рис. 100. Схематический поперечный разрез нефтяной оторочки.

Зоны: I — подгазовая; II — полнопластовая; III — водоплавающая.

$$\Delta b = \frac{h}{\operatorname{tg} \alpha}, \quad (\text{XII.4})$$

где h — видимая мощность пласта;

α — угол наклона пласта.

Ширина полного поля нефтяной оторочки b равна

$$b = \frac{\Delta h}{\operatorname{tg} \alpha}, \quad (\text{XII.5})$$

где Δh — превышение этажа нефтеносности над видимой мощностью пласта h ;

Общая ширина оторочки $I+II+III$ b' составляет

$$b' = b + 2 \Delta b = \frac{\Delta h + 2h}{\operatorname{tg} \alpha}. \quad (\text{XII.6})$$

Применение этих формул позволяет оценить и размеры нефтяной оторочки и возможность попадания в нее скважин. Для организации наиболее эффективной разработки нефтяной оторочки, т. е. наиболее полного извлечения нефти минимальным числом

скважин, важное значение имеет определение положения полнопластовой части оторочки II. Скважины, дренирующие эту часть оторочки, извлекают наибольшее количество запасов нефти и работают наиболее длительное время. Срок работы эксплуатационных скважин, вскрывших подгазовую или водоплавающую части, ограничен неизбежным прорывом газа или воды.

При установлении нефтяной оторочки первого типа специальную разведку газовой части залежи производить не следует, так как она будет изучена разведочными и эксплуатационными скважинами, пробуренными на нефтяную часть или более глубокие горизонты.

При выявлении нефтяных оторочек подчиненного промышленного значения (второй тип газонефтяных залежей) необходимо проводить разведку и газовой и нефтяной оторочек, уточняя недостаточно обоснованные параметры и показатели разработки нефтяной и газовой частей залежи. Детальность разведки оторочки определяется в этом случае количеством нефти, которое может быть отобрано при одновременной разработке газовой шапки.

Разведка нефтяных оторочек залежей первого и второго типов наиболее эффективно может быть проведена, если на оторочке заложить первоначально профиль из двух-трех скважин с небольшим расстоянием между ними. В природе часты случаи, когда газонефтяные и водонефтяные разделы имеют не горизонтальное положение, а наклонное. Возможность такой ситуации должна быть учтена и проверена путем заложения скважин на разных крыльях структуры.

При установленном непромышленном значении нефтяной оторочки следует производить разведку и подготовку к разработке только газовой залежи в соответствии с принципами рациональной разведки газовых залежей.

Глава XIII

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ОБЪЕМ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Основной задачей разведки, как указывалось выше, является определение запасов нефти и газа на месторождении и подготовка его к разработке.

Подсчет запасов залежей нефти и газа в недрах и проектирование разработки основывается на различных характеристиках залежей (коллекторов и насыщающих их флюидов). Эти характеристики принято называть параметрами. Число параметров, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки, довольно велико, что видно из табл. 17. Все эти параметры целесообразно разделить на две группы. К первой группе относятся параметры, определяющие в основном объем залежи. Сюда относятся

площадь залежи, средняя эффективная нефтенасыщенная мощность, коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности (газонасыщенности).

Ко второй группе относятся параметры, связанные с процессом разработки. К их числу относятся проницаемость, средние по залежи начальные и текущие дебиты, коэффициенты продуктивности, газовые факторы, а также режимы залежей, коэффициенты нефтеизвлечения и др.

Методики определения всех перечисленных параметров существенно различны и связаны с некоторыми предварительными операциями и расчетами. До определения параметров обычно приходится изучать различные свойства — признаки залежей. Под признаком понимается значение того или другого свойства в отдельных точках залежи: мощности пласта в пересечении скважиной; пористости, определенной по одному керну или по интервалу разреза на каротажной диаграмме; отметки точки пересечения кровли пласта скважиной и др.

Ряд признаков изучается по керну: пористость, проницаемость, нефтенасыщенность; другие признаки определяются по разрезам скважин: мощность, нефтенасыщенная мощность, средняя для геофизически однородного пласта пористость, проницаемость, нефтенасыщенность; третьи — путем опробования и эксплуатации скважин: газовый фактор, дебиты и др.

На основе изученных в процессе разведки параметров производится подсчет запасов нефти и газа в основном объемным методом. Запасы нефти подсчитывают по формуле

$$Q_{из} = FH_{ср}k_{п}k_{н}\eta\theta\rho, \quad (XIII.1)$$

запасы газа по формуле

$$V_{из} = FH_{ср}k_{п}k_{г}(p_0z_0 - p_{кзк})f\eta, \quad (XIII.2)$$

где $Q_{из}$, $V_{из}$ — извлекаемые запасы соответственно нефти в т и газа в м³, приведенные к поверхностным условиям;

F — площадь залежи в м²;

$H_{ср}$ — средняя нефте- или газонасыщенная мощность в м;

$k_{п}$ — средний коэффициент открытой пористости (емкости коллектора);

$k_{н}$, $k_{г}$ — средние коэффициенты соответственно нефте- и газонасыщенности;

η — коэффициент извлечения нефти или газа;

θ — пересчетный коэффициент для перевода нефти из пластовых условий в поверхностные;

ρ — средняя плотность нефти в поверхностных условиях в т/м³;

p_0 — среднее начальное абсолютное пластовое давление в газовой залежи в кгс/см²;

$p_{к}$ — среднее абсолютное остаточное давление в пласте в кгс/см² при установлении на устье скважины давления, равного 1 кгс/см²;

α_0 и α_k — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давления p_0 и p_k ;

f — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре.

Ниже приводится описание определения ряда параметров, основанных на изучении геологических характеристик залежей нефти и газа. Методика определения таких параметров, как Θ , ρ , ρ_0 , ρ_k , α_0 , α_k , f , подробно рассматривается в курсе нефтегазопромысловой геологии, так же как и различные методы подсчета запасов.

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

Значения мощности продуктивного горизонта определяются во всех скважинах, начиная с первых поисковых, на основе геофизических исследований с учетом отобранного керна.

При определении истинной мощности по разрезу в скважине необходимо учитывать соотношение элементов залегания пласта и пространственного положения ствола, пересекающего пласт. Методика вычисления истинной мощности приведена в главе VII.

При изучении разреза выделяется общая мощность (от кровли до подошвы горизонта, пласта); эффективная мощность, к которой относят часть разреза за вычетом непродуктивных прослоев (глинистых и других), а также часть мощности коллектора, не удовлетворяющую требованиям кондиций по пористости, проницаемости и нефтенасыщенности; эффективная нефтенасыщенная (эффективная газонасыщенная) или для краткости нефтенасыщенная (газонасыщенная) мощность, т. е. часть разреза пласта, насыщенная нефтью (газом). В пределах внутреннего контура нефтеносности эффективная нефтенасыщенная мощность по величине совпадает с эффективной мощностью. В пределах водонефтяной зоны нефтенасыщенная мощность определяется интервалом от кровли пласта до поверхности водонефтяного контакта.

Эффективную мощность нефтенасыщенных пород определяют путем тщательного комплексного изучения керна и диаграмм стандартного электрического и других видов каротажа.

Обычно разрез нефтеносного пласта характеризуется неоднородностью, т. е. чередованием хорошо проницаемых и плохо проницаемых прослоев. Выделение эффективной мощности пласта в таких случаях основывается на геофизических характеристиках отдельных прослоев. Для данного типа отложений на основе практики устанавливаются предельные значения геофизических характеристик, по которым отдельные пропластки включаются или не включаются в эффективную мощность пласта. По мере накопления материалов о коллекторах и опробования интервалов с разными геофизическими характеристиками эти предельные значения уточняются и корректируются.

Эффективная мощность, как и любое другое свойство природного объекта, обладает в пределах залежи той или иной изменчивостью. Значения мощности в отдельных скважинах могут изменяться по площади закономерно или без видимой закономерности. Что касается водонефтяной зоны, то обычно в этой части залежи изменение мощности происходит закономерно от максимальной на внутреннем контуре нефтеносности до нуля на внешнем контуре.

В случае незакономерного размещения параметр средней мощ-

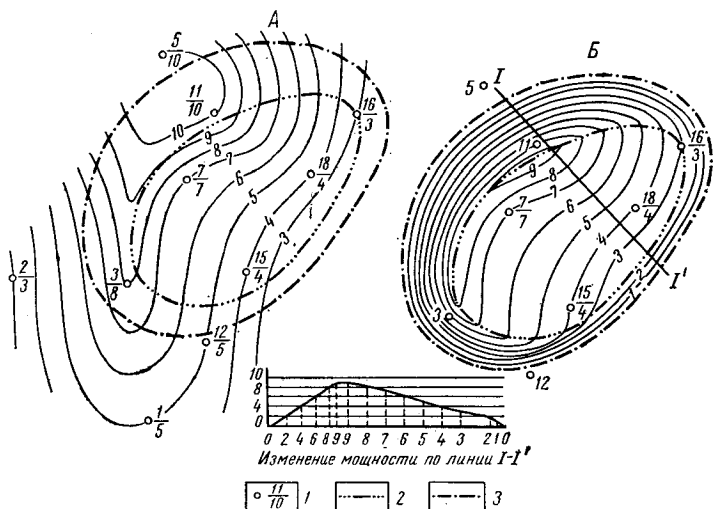


Рис. 101. Построение карты эффективной нефтенасыщенной мощности.

А — карта эффективной мощности; Б — карта эффективной нефтенасыщенной мощности; I — скважины; в числителе — номер скважины, в знаменателе — эффективная мощность коллектора в м; 2 — внутренний контур нефтеносности; 3 — внешний контур нефтеносности.

ности в пределах внутреннего контура вычисляется как среднее арифметическое из имеющихся значений мощности. В пределах водонефтяной части среднее значение мощности будет приблизительно равно половине вышеуказанного среднего значения. При закономерном размещении значений мощности как в зоне полного нефтенасыщения, так и в водонефтяной зоне строят карты эффективной нефтенасыщенной мощности и параметр средней мощности вычисляют как средневзвешенное значение по формуле

$$H_{\text{ср}} = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + \dots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}, \quad (\text{XIII.3})$$

где h_1, h_2, \dots, h_n — средние значения мощности для полей между смежными изопакитами;

f_1, f_2, \dots, f_n — площади соответствующих полей.

Построение карты значений эффективной нефтенасыщенной мощности производится отдельно для зоны полной нефтенасыщенности и для водонефтяной зоны. Вначале строится карта значений эффективной мощности, на которую наносится внутренний контур нефтеносности, ограничивающий зону полного нефтенасыщения. Для водонефтяной зоны изопакиты проводят путем интерполяции между значениями мощности на внутреннем контуре и нулевым значением на внешнем контуре с учетом значений мощности, установленных в отдельных скважинах этой зоны (рис. 101).

Рассмотренный порядок определения параметра средней эффективной нефтенасыщенной мощности в основном относится к платформенным условиям.

Степень достоверности определения параметра нефтенасыщенной мощности зависит от плотности сетки скважин и сложности геологического строения залежи. В зависимости от соотношения плотности сетки и сложности строения залежи значение параметра может быть получено предположительно, приближенно и надежно.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОЩАДИ ЗАЛЕЖИ

Методика и надежность определения площади существенно зависит от типа залежи. Вопрос оконтуривания залежи, т. е. определения ее площади, в общем виде рассмотрен в главе XI при характеристике разведки различных типов залежей и месторождений.

Этот параметр является производным от структурной поверхности, высотного положения водонефтяного контакта (ВНК), степени расчлененности продуктивного пласта на пропластки, характера выклинивания коллекторов и от характера разрывных нарушений. Следовательно, при определении параметра площади необходимы численные характеристики указанных элементов. В простейшем случае площадь залежи определяется путем нахождения линии пересечения структурной поверхности с поверхностью ВНК.

Рассмотрим значение каждого из перечисленных элементов для определения площади залежи.

Структурная поверхность кровли и подошвы продуктивного горизонта является одним из основных элементов, определяющих форму и размеры залежи. Эффективность разведки залежи в значительной мере зависит от того, насколько точно можно представить в рабочей гипотезе, положенной в основу проекта разведки, структурную поверхность пласта, изученную по данным сейсморазведки, структурного бурения и первых поисковых скважин. Для определения площади залежи существенное значение имеет достоверность структурных карт в периферических частях возможной залежи, особенно для платформенных условий.

Положение ВНК¹ в отдельных точках залежи определяется различными способами. Высотное положение ВНК, а вместе с тем и положение контура залежи устанавливается по парам скважин, давшим чистую нефть или чистую воду. Этот метод дает приближенное положение ВНК. Точность определения ВНК в этом случае зависит от расстояния между скважинами в парах. В случае горизонтального контакта при наличии даже трех-четырех пар положение ВНК определяется надежно.

Когда при опробовании скважины из двух разных интервалов одного горизонта получают воду и нефть, положение ВНК по высоте устанавливается как среднее арифметическое из отметок верхних дыр перфорации, давших воду, и нижних дыр, давших нефть. Если из одного интервала перфорации получена нефть с водой, положение ВНК условно относится к середине этого интервала с перемещением его вверх или вниз в зависимости от соотношения количества нефти и воды в продукции скважины. Отсюда очевидна необходимость опробования горизонта ограниченными по высоте интервалами.

Геофизическая характеристика возможно продуктивных горизонтов позволяет определять с различной степенью достоверности положение ВНК в скважинах, пересекающих продуктивный горизонт в водонефтяной зоне залежи. Надежно положение ВНК определяется при резко различных геофизических характеристиках нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта. В случае слабого различия этих характеристик (низкоомные нефтенасыщенные пласты и др.) определение ВНК по геофизическим данным затруднительно, и его высота устанавливается приближенно.

Поверхность ВНК является условной поверхностью, выше которой пласт отдает нефть, а ниже — воду с нефтью. Она проходит в нефтенасыщенной части пласта и совпадает с поверхностью, соответствующей критической нефтенасыщенности, когда в силу фазовых проницаемостей пласт отдает либо нефть, либо воду с нефтью. Та часть пласта, которая характеризуется нефтенасыщенностью ниже критической, обычно относится к переходной зоне. Наличие переходной зоны затрудняет установление высоты ВНК по геофизическим данным, так как переходная зона по своей геофизической характеристике близка к вышележащей продуктивной зоне. Достоверное положение ВНК в этом случае может быть установлено только по результатам поинтервального опробования.

Положение ВНК может определяться расчетным путем по формулам (XII.1), (XII.2), (XII.3).

Эти формулы позволяют надежно определять положение контактов при существенной разнице плотности различных флюидов

¹ Приведенные положения о водонефтяном контакте относятся также к газонефтяному контакту в случае наличия газовой шапки и газоводяному контакту в случае газовой залежи.

(нефти и воды, газа и нефти, газа и воды). Надежные результаты этот расчет дает для газовых залежей и для залежей легких нефтей. Наибольшее значение он имеет в условиях складчатых областей. Здесь залежи имеют значительную высоту и, следовательно, относительные ошибки определения положения ВНК небольшие, в то время как в платформенных условиях даже небольшая ошибка в определении высотного положения ВНК имеет существенное значение.

Поверхность ВНК может быть горизонтальной, наклонной или сложной. Горизонтальное положение ВНК обусловлено силами гравитации (разделением флюидов по их плотности), когда не проявляются другие факторы. В случае движения пластовых вод, что характерно для многих нефтяных залежей восточной части Русской платформы, ВНК принимает наклонное положение. Колебание отметок первоначального положения ВНК при относительно небольшой высоте залежи достигает иногда 8 м.

Разность отметок ВНК может быть вызвана литологическими особенностями строения пластов, структурой порового пространства коллекторов и влиянием капиллярного эффекта. Колебания отметок ВНК, связанные с этой группой факторов, обуславливают слабогфрированную поверхность водонефтяного контакта.

Положение поверхности принимается за горизонтальное в том случае, если разность отметок ВНК в отдельных точках залежи не больше ошибок определения его в этих точках. Для глубин скважин 2—3 км ошибка может достигать ± 3 м. Отметка горизонтального контакта в данном случае равняется среднеарифметическому из значений отметок в отдельных точках.

При наклонной или сложной поверхности контакта его поверхность изображается в изогипсах, сечение которых в платформенных условиях принимается равным 2 м.

Если нефтяная или газовая залежь подпирается пластовой водой (сводовая пластовая, массивная, в выклинивающихся по восстановлению пластах и т. д.), внешний контур залежи полностью или частично определяется пересечением кровли пласта с поверхностью ВНК. В случае горизонтального ВНК контур проходит по изогипсе, равной отметке ВНК. При наклонном контакте контур залежи проходит по линии пересечения структурной поверхности с поверхностью ВНК, а на карте линии контуров пересекают изогипсы с разными отметками.

Для пластовых залежей устанавливается два контура — внешний и внутренний, для массивных залежей — только один внешний контур.

Расчлененность пласта осложняет определение контура нефтеносности. На рис. 102, а показана скв. 1, вскрывающая расчлененный пласт. В нижнем пропластке опробование дало чистую воду, в верхнем пропластке — чистую нефть. По этой скважине отметка ВНК может быть определена только приближенно, и для точного определения положения ВНК потребуется использовать скважины,

вскрывшие контакт непосредственно в каждом из пропластков (скв. 2, 3). Внешний контур нефтеносности проводится по кровле верхнего пропластка, а внутренний — по подошве нижнего пропластка. На рис. 102, б для сравнения показана возможность определения ВНК по одной скважине в случае нерасчлененного пласта.

Выклинивание продуктивного пласта или его замещение существенно сказывается на определении границы залежи. При литологическом выклинивании граница залежи проводится по нуле-

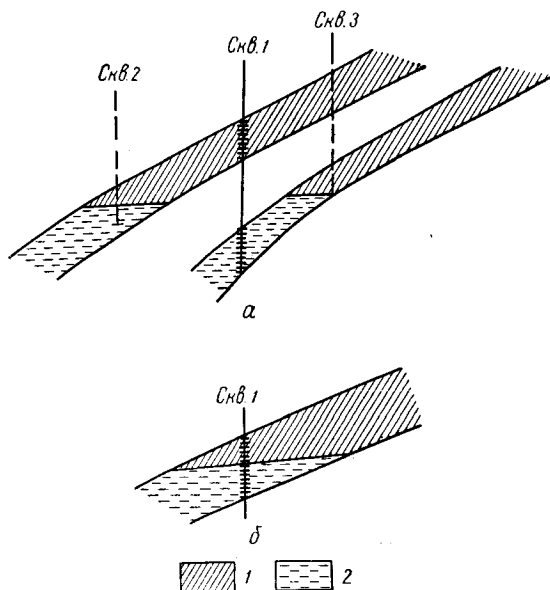


Рис. 102. Определение контура нефтеносности залежи в расчлененном (а) и нерасчлененном (б) пласте.

1 — нефть; 2 — вода.

вому значению мощности. При наличии резкой изменчивости коллекторских свойств пласта на площади залежи могут появляться «окна» за счет отсутствия пласта или замещения его непроницаемыми породами.

В случае замещения коллектора граница залежи проводится по кондиционному значению пористости или проницаемости. Условия проведения границы показаны на примере построения контуров нефтяной залежи Ульяновского месторождения в Татарии по результатам опробования пласта при разной его пористости (рис. 103).

На своде структуры нефтеносный пласт представлен песчаником с высокой пористостью (от 19,6 до 23,8%) и имеет мощность

до 13 м. На крыльях структуры песчаник замещается сильно глинистым алевролитом пористостью 8—10%.

При опробовании скв. 67, где пористость пласта составляет 9,4%, приток жидкости не получен, а в скв. 103, где пористость пласта 13,1%, получен приток воды. На основании этих данных выясняется, что пласт утрачивает коллекторские свойства при пористости около 10—12%. Следовательно, за границу распространения коллектора можно принять изолинию пористости 11%.

Аналогичные построения можно делать по карте проницаемости, по карте равных удельных сопротивлений, если опробованиями

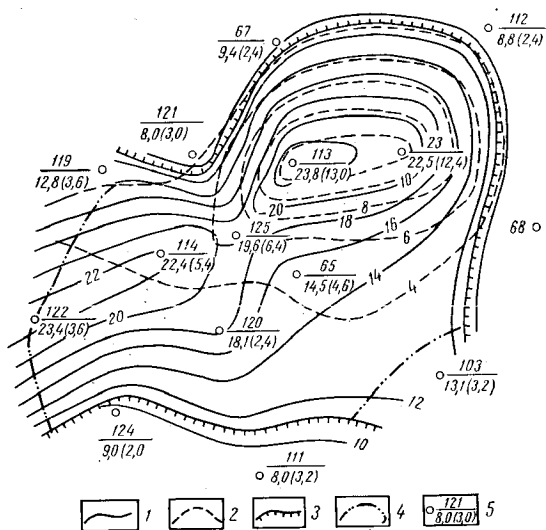


Рис. 103. Проведение границы залежи по кондиционному значению пористости.

1 — изолинии пористости; 2 — изопакхты пласта; 3 — границы распространения коллектора; 4 — контур нефтеносности; 5 — скважины: в числителе — номер скважины, в знаменателе — пористость в % и эффективная мощность пласта в м (в скобках).

пластов установлены предельные значения параметров, при которых пласт утрачивает промышленную ценность.

Характер разрывных нарушений также имеет существенное значение при определении границ залежи. Разрывные нарушения сбросового и взбросового характера при амплитуде их менее мощности пласта, не разбивая залежи на самостоятельные блоки, приводят к резким изгибам контура нефтеносности на структурной карте. При амплитуде сброса, превышающей мощность пласта, залежь разбивается на отдельные блоки, границы которых и определяются этими нарушениями.

Различают залежи полного водонефтяного контура (пластовые сводовые и массивные) и залежи со сложным контуром, состоящим из участков различного ограничения залежи: водонефтяным контактом, литологическим выклиниванием, стратиграфическим срезом, тектоническим нарушением.

Следует различать площадь нефтеносности залежи и площади нефтеносности месторождения. Площадь залежи является расчетным параметром при подсчете запасов и проектировании разработки. Площадь многопластового месторождения имеет границу, характеризующую наибольшее распространение в плане всех залежей, составляющих данное месторождение. Этот параметр учитывается в генеральной схеме разработки многопластового месторождения и при обустройстве промысла. По этой площади производится горный отвод, т. е. выделение территории для строительства промысла.

Площадь залежи в процессе разведки может определяться приближенно или достаточно точно в зависимости от соотношения установленного структурного плана на глубине (по сейсморазведке или структурному бурению) и совпадения залежей с этим структурным планом.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТИ КОЛЛЕКТОРА

Емкость коллектора характеризует свойства пород образовывать пустоты между скелетом породы, которые заполняются нефтью, газом и водой. Так как коллекторами нефти и газа являются породы различного литологического состава, текстуры и структуры, емкость коллекторов носит различный характер, обусловленный процессом формирования породы. В соответствии с этим типы коллекторов можно подразделить на поровый, трещинный, кавернозный и различные комбинации из этих основных типов в зависимости от преобладания того или другого вида емкости.

Пористый коллектор обычно представлен сцементированными или несцементированными зернами, образующими скелет породы. В этом случае пористость образуется за счет межзернового пространства. Зерна по составу могут быть кварцевыми, полевошпатовыми и реже известняковыми (оолитовыми). Цементирующим материалом чаще всего является глинистое и реже карбонатное вещество. К этому типу коллекторов относятся пески, песчаники, алевроиты, алевролиты и оолитовые известняки. В случае плотных разностей пород может появиться емкость за счет трещин. Тогда коллектор может быть назван трещинно-поровым. Емкость порового коллектора характеризуется коэффициентом пористости k_n , равным отношению объема пор образца породы V_n к объему этого образца V_0 .

$$k_n = \frac{V_n}{V_0}. \quad (\text{XIII.4})$$

На практике часто вместо коэффициента пористости, выражаемого в долях единицы, применяют пористость породы, выраженную в процентах. В этом случае

$$k_n = \frac{V_n}{V_0} \cdot 100\%. \quad (\text{XIII.5})$$

В природных условиях пористость колеблется в значительных пределах (от 3 до 40%), однако на практике терригенные коллекторы в основном характеризуются пористостью от 16 до 25%.

Различают общую (абсолютную, физическую или полную) пористость, которая определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен. Для определения этой пористости производится обязательное дробление образца пород до составляющих его зерен.

Кроме того, выделяют открытую пористость или пористость насыщения, включающую все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает жидкость или газ при данном давлении (вакууме). Обычно в качестве насыщающей жидкости берут керосин, хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц. Открытая пористость учитывает лишь объем свободных, связанных между собой пор, по которым может перемещаться жидкость или газ. Приведенные выше формулы в равной мере относятся как к общей, так и к открытой пористости.

Кроме того, различают эффективную пористость, которая учитывает лишь объем открытых пор, насыщенных нефтью или газом, за вычетом содержания связанной воды в порах. Коэффициент эффективной пористости определяется как произведение коэффициента открытой пористости на коэффициент нефтенасыщения (газонасыщения).

Трещинные коллекторы характеризуются тем, что основная емкость в них создается за счет трещин. Однако в чистом виде эти коллекторы могут встречаться только как исключение (глинистые сланцы, массивы изверженных пород). Чаще всего трещинные коллекторы связаны с карбонатными породами. Коллекторские свойства для таких пород определяются как наличием трещин, так и пористостью матрицы (массива) пород.

Трещинная емкость обычно составляет не более 10% от пористости матрицы. Это связано, по-видимому, с тем, что раскрытие трещин на глубине не превышает 0,1 мм.

Кавернозные коллекторы в чистом виде встречаются как исключение. Кавернозная емкость сопровождается обычно межзерновой и трещинной.

Методика определения емкости существенно зависит от характера коллектора. Межзерновая емкость определяется прежде всего по керну и по промыслово-геофизическим данным. Трещиноватость, кавернозность и связанная с ними емкость коллекторов надежно может определяться только путем гидродинамических ис-

следований, а также по данным фотокаротажа скважин, позволяющего определять густоту трещин.

При разведке залежей нефти и газа методика изучения емкости коллектора связана с типом коллектора: пористым, трещинным, кавернозным или смешанным. В зависимости от типа коллектора определяется параметр емкости.

Коэффициент пористости для терригенных коллекторов может меняться как по разрезу, так и по площади. Среднее значение коэффициента пористости залежи вычисляется последовательно. Вначале определяется среднее значение по каждой скважине. Это значение k_p в скважине вычисляется как средневзвешенное по мощности из значений k_p , определенных по керну или по промыслово-геофизическим данным. Значения пористости по керну распространяются на участки разреза путем привязки керна к каротажной диаграмме. Среднее значение пористости по объему залежи вычисляется в зависимости от равномерности распределения скважин по площади и степени изменчивости мощности.

При незначительном изменении эффективной мощности в случае относительно равномерного размещения скважин среднее значение пористости залежи вычисляется как среднее арифметическое из средних значений пористости в отдельных скважинах, а в случае неравномерного распределения скважин — как средневзвешенное по площади. Во втором случае предварительно составляется карта изолиний равных значений пористости.

При существенном изменении эффективной мощности среднее значение пористости по залежи вычисляется как средневзвешенное по эффективному объему. В этом случае предварительно вычерчивается карта эффективных объемов, получаемая от суммирования двух карт: карты изолиний пористости и карты эффективной или эффективной нефтенасыщенной мощности.

Построенные карты могут быть полезны также при определении границ литологически изменчивых залежей, установлении участков отсутствия коллектора и уточнении в связи с этим объема залежей.

Среднее значение коэффициента пористости терригенных коллекторов для конкретных залежей колеблется в узких пределах (для залежей с песчаными коллекторами 0,18—0,22, для залежей, связанных с алевролитами, 0,12—0,15). Поэтому на ранней стадии разведки таких залежей пористость может определяться по аналогии. Керна, отобранный в первых же поисковых и разведочных скважинах, позволяет приблизительно определять среднюю пористость. В последующем совместное использование керновых и промыслово-геофизических материалов дает возможность надежно оценивать среднее значение коэффициента пористости и изучать распределение этого признака по площади и объему залежи.

При наличии трещинных, кавернозных коллекторов и их разновидностей определение единичных значений емкости по керну не дает правильных результатов. Определение средней емкости (по-

ристости) по залежи представляет существенные трудности. В этом случае средняя емкость определяется для всего массива в целом или только для выделенных интервалов разреза, характеризующихся емкостью при наличии в целом плотного массива, например рифового. Средняя емкость всего массива выражается обычно в единицах процентов.

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

В нефтяной (газовой) залежи не весь объем пор заполнен нефтью (газом). Частично поры заполнены связанной (остаточной) водой. Связанная вода является обычно первичной водой, насыщающей весь объем пор коллектора в процессе образования его как породы. Позднее при формировании нефтяной залежи нефть вытесняет воду из значительной части объема пор. Количество остаточной воды зависит в основном от свойств коллектора — размеров пор и характера породы. Связанная вода находится в коллекторе как в виде пленок, покрывающих тонким слоем частицы пород, так и в тонких капиллярах. Эта вода не принимает участия в движении жидкости в пористой среде при обычных методах разработки.

Содержание нефти в коллекторе характеризуется коэффициентом нефтенасыщенности, показывающим, какая часть пор из общего объема занята нефтью и какая часть занята связанной водой. Если объем всех открытых пор равен V_0 , то этот объем можно представить как сумму пор, занятых нефтью V_n , и пор, занятых водой V_b ,

$$V_0 = V_n + V_b. \quad (\text{XIII.6})$$

Тогда

$$\frac{V_n}{V_0} = k_n, \quad (\text{XIII.7})$$

$$\frac{V_b}{V_0} = k_b, \quad (\text{XIII.8})$$

где k_n — коэффициент нефтенасыщенности;

k_b — коэффициент водонасыщенности.

Из этих соотношений очевидно, что $k_n + k_b = 1$.

Современные исследования количества связанной воды в нефтенасыщенных породах показали, что ее содержание колеблется от 0,06 до 0,70. В случае гидрофобности частиц породы количество связанной воды может быть существенно ниже 0,003—0,008.

Пески и песчаники содержат больше связанной воды, чем карбонатные породы. Мелкозернистые песчаники, имеющие низкую проницаемость, характеризуются высоким содержанием связанной воды. Известняки и доломиты даже при весьма низкой проницаемости содержат связанную воду в небольшом количестве.

Определение коэффициента нефтенасыщенности производится в основном различными лабораторными методами исследования кернов. Возможность оценки нефтенасыщенности по геофизическим данным основана на связи удельного сопротивления с нефтенасыщенностью пород, выражающейся в том, что для одного и того же коллектора при прочих равных условиях с увеличением нефтенасыщенности пласта повышается и удельное сопротивление.

Существующие в настоящее время методы определения коэффициента нефтенасыщенности являются косвенными. Эти методы весьма приближены главным образом потому, что при подъеме кернов на поверхность нарушаются количественные соотношения нефти и связанной воды, присущие породе в пластовых условиях. Лабораторные определения нефтенасыщенности дают лишь величину остаточной нефтенасыщенности пород. Отсутствие кернов, поднятых с сохранением пластовых условий, сдерживает и совершенствование промыслово-геофизических методов определения нефтенасыщенности. В последние годы наметился некоторый положительный сдвиг в деле определения этого параметра. В разных районах страны стали бурить скважины с отбором керна с использованием нефилтрующих известково-битумных растворов. Повсеместное внедрение в практику бурения таких скважин позволит значительно уточнить сведения о нефтенасыщенности разных типов коллекторов.

Параметром коэффициента нефтенасыщенности является среднее значение этого коэффициента для объема всей залежи. Значение коэффициента нефтенасыщенности в залежи не остается постоянным. В зоне внутреннего контура нефтеносности залежи этот коэффициент достигает 0,90—0,92, постепенно уменьшаясь к подошве залежи, к ее водонефтяному контакту до 0,80—0,60. В подошве залежи коэффициент нефтенасыщенности снижается до критического значения, которое определяет в силу фазовой проницаемости тот предел нефтенасыщенности, ниже которого из коллектора может быть получена нефть с водой.

Среднее значение коэффициента нефтенасыщенности определяется из значений, взвешенных по объему. Объемы устанавливаются приближенно.

Для всех нефтяных залежей характерно изменение нефтенасыщенности в зависимости от удаленности от ВНК, поэтому важно определить ее хотя бы в двух зонах: полной нефтенасыщенности пласта и в зоне, приближенной к поверхности ВНК. Для каждой конкретной залежи эти значения зависят от характера коллектора. Приближенное значение нефтенасыщенности может быть установлено по исследованиям хотя бы одной скважины. Определение нефтенасыщенности в ограниченном количестве скважин может дать достаточно надежный средний результат. Основное внимание следует обращать на усовершенствование методики определения нефтенасыщенности.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Рассмотренные в предыдущей главе параметры залежей характеризуют статическое состояние, без учета длительности геологических процессов.

В настоящей главе рассматриваются параметры, связанные с разработкой и поэтому необходимые для ее проектирования. Определение их в процессе разведки производится путем опробования скважин, пробной эксплуатации, а также лабораторными методами по отобранным образцам керна и пробам нефти и газа. К числу таких параметров относятся проницаемость, дебиты, коэффициенты продуктивности, режимы залежей, коэффициент извлечения нефти и газа и др.

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Способность пород пропускать через себя жидкость, газы или их смеси при наличии перепада давления называется проницаемостью. Этот показатель является важнейшим при характеристике коллекторских свойств породы. Проницаемость зависит от характера строения поровой среды, размера и формы поровых каналов, степени их сообщаемости и др. Практически проницаемость породы не зависит от природы жидкости, если между породой и жидкостью отсутствует физико-химическое взаимодействие, которое выражается в гидратации и разбухании, адсорбировании породой жидкости или ее составных частей.

Проницаемость не связана функциональной зависимостью с пористостью. Так, некоторые породы, обладающие большой пористостью (глины), являются практически непроницаемыми. Проницаемость существенно зависит от трещиноватости, при малой емкости такого коллектора проницаемость его может быть высокой.

За единицу измерения проницаемости принимается дарси (Д). Дарси соответствует проницаемости такой пористой среды, через поперечное сечение которой, площадью 1 см, при перепаде давления 1 кгс/см² на 1 см пути расход жидкости вязкостью в 1 сП¹ составляет 1 см³/сек. Размерность дарси выражается в см². Обычно проницаемость выражается в более мелких единицах — миллидарси (мД), составляющих тысячную часть дарси. Проницаемость бывает различной для одного и того же коллектора в зависимости от того, фильтруется ли через пористую среду однородная жидкость (газ) или смеси разных жидкостей и газа. В соответствии с этим различают абсолютную (общую), эффективную (фазовую) и относительную проницаемость горной породы.

¹ Один пуаз (1 П) в системе СИ равен 0,1 Па·с.

Абсолютная (общая) проницаемость характеризует природу самой среды, физические свойства породы и может определяться путем прокачки через породу различных однородных жидкостей или газа.

На практике проницаемость определяется по кернам продуктивных или водоносных пород. Керна промываются и высушиваются до постоянного веса. Через подготовленные керны на специальных установках пропускают газ. Из соотношения величин, входящих в определение дарси (длина и площадь керна, перепад давления, расход жидкости, вязкость) вычисляется значение проницаемости данного образца. Проницаемость определяется для каждого образца в двух направлениях: перпендикулярном и параллельном напластованию.

Эффективная (фазовая) проницаемость характерна для породы, насыщенной жидкостями и газом в различных соотношениях. В этом случае через пористую среду проходит преимущественно нефть, вода или газ в зависимости от соотношения нефти, воды или газа в среде.

Относительная проницаемость представляет собой отношение эффективной проницаемости среды для нефти, воды или газа к общей проницаемости пористой среды и является безразмерной величиной.

Экспериментальные данные по определению относительной проницаемости пористой среды для керосина $k_{ок}$ и воды $k_{ов}$ приведены на рис. 104. Из рисунка видно, что относительная проницаемость для керосина быстро уменьшается при увеличении коэффициента водонасыщенности k_v . Так, при увеличении водонасыщенности до 50% относительная проницаемость для керосина снижается до 20%, т. е. уменьшается в 5 раз по сравнению с тем состоянием, когда пористая среда полностью насыщена одним керосином. При увеличении водонасыщенности до 80% проницаемость для керосина снижается до нуля, т. е. при этом через пористую среду будет фильтроваться только чистая вода. При малой водонасыщенности (меньше 20%) через пористую среду будет фильтроваться только керосин. Таким образом, эффективная и относительная проницаемость каждой фазы сложной жидкости значительно ниже общей проницаемости породы.

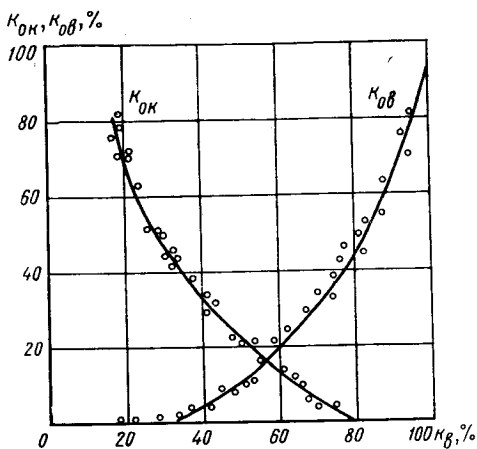


Рис. 104. Зависимость фазовых проницаемостей от водонасыщенности порового пространства.

Эффективная, а вместе с ней и относительная проницаемость в процессе разработки или опробования залежей может непрерывно меняться.

Помимо лабораторных способов определения, проницаемость пород может быть установлена по промыслово-геофизическим данным, а также специальной обработкой материалов гидродинамических исследований скважин.

Проницаемость нефтесодержащих пород варьирует в широких пределах, от единиц миллидарси до нескольких дарси. Проницаемость глин характеризуется тысячными долями миллидарси. Кондиционные значения проницаемости выражаются в единицах миллидарси и устанавливаются в каждом конкретном случае специальными исследованиями.

Проницаемость обычно изменяется в пределах залежи. Если при этом не наблюдается закономерности, параметр проницаемости определяется для залежи в целом как среднее арифметическое значение. При наличии установленных закономерностей в изменении проницаемости по площади или разрезу выделяют зоны относительно одинаковой проницаемости в плане или интервалы разреза с более узкими колебаниями значений проницаемости. Изменение значений проницаемости в залежи учитывается при составлении проектов разработки.

В начале разведки проницаемость определяется ориентировочно или по аналогии в целом для залежи, при завершении разведки — более точно с возможным выделением зон и пропластков с различными средними значениями проницаемости.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ЗАЛЕЖИ

Продуктивность залежи характеризуется способностью отдавать газ, нефть или воду в зависимости от запасов, мощности и проницаемости горизонтов. Продуктивность характеризуется дебитами нефти (воды, газа) и коэффициентами продуктивности.

Дебиты скважин характеризуют продуктивность залежи приближенно. Они в основном зависят от пластового давления, проницаемости пласта, его мощности и вязкости флюида.

В условиях разведки определение дебитов скважин производится двумя способами. Первый способ основан на использовании механических счетчиков, которые позволяют определять дебиты непрерывно для каждой отдельной скважины. Второй способ сводится к эпизодическим замерам нефти, поступающей в резервуары. Дебиты скважин определяют по часовой производительности скважины, а затем вычисляют суточную добычу. При определении суточного дебита необходимо учитывать степень изменчивости дебита в течение суток, кроме того учитывается неравномерность дебитов разносточных замеров. Дебиты скважин определяют при различных штуцерах, характеризующихся различными диаметрами отверстий. Замер дебита газа производится автоматическими приборами круглосуточно.

Коэффициент продуктивности более точно характеризует производительность скважины, чем дебит. Коэффициент продуктивности выражается формулой

$$K = \frac{Q}{p_{пл} - p_3} = \frac{Q}{\Delta p}, \quad (\text{XIV.1})$$

где Q — суточный дебит;

Δp — депрессия, или разность между пластовым $p_{пл}$ и забойным p_3 давлением.

Следовательно, коэффициент продуктивности соответствует суточному дебиту скважин в тоннах при понижении противодавления на пласт на 1 кгс/см². Его размерность т/сут (кгс/см²) или м³/сут (кгс/см²).

Коэффициент продуктивности получают путем обработки результатов исследований способами, изложенными в § 6 главы VI.

В результате исследований скважины получают величины депрессий при трех-четырех разных режимах работы и соответствующие им значения дебитов нефти. По этим данным строят графики зависимости дебита скважины от изменения забойного давления, называемые индикаторными диаграммами. Кривая зависимости дебитов от депрессий носит название индикаторной кривой (рис. 105). Форма кривой может быть различной и зависит в основном от режима пласта, вида фильтрации, состава движущихся жидкостей и т. д.

При нормальных условиях проведения исследований индикаторная кривая имеет прямолинейную форму или выпуклую к оси дебитов. Выпуклые к оси дебитов кривые объясняются чаще всего нарушением режима фильтрации, неоднородностью жидкости, неустановившимися процессами в пласте, сопротивлением при движении жидкости по колонне труб в скважине и т. д. Линии, вогнутые к оси дебитов, чаще всего рассматриваются как дефектные.

Форма индикаторной кривой дает возможность более правильно оценить численную величину коэффициента продуктивности скважин. Для этой цели на прямолинейном участке индикаторной кривой выбирается произвольная точка с соответствующими значениями Q и Δp .

Коэффициенты продуктивности скважин по залежи могут существенно изменяться, отражая характер продуктивности различных ее участков.

Коэффициенты продуктивности скважин могут не полностью отражать продуктивность залежи за счет неполноты вскрытия мощ-

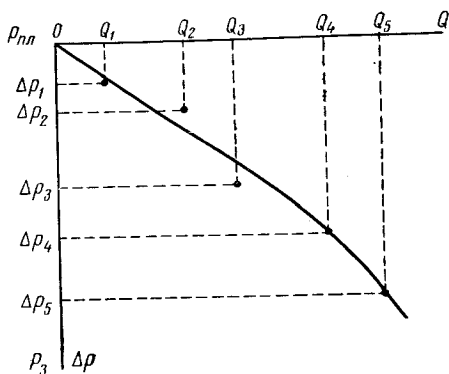


Рис. 105. Индикаторная кривая.

ности пласта. На практике, помимо коэффициента продуктивности, применяется удельный коэффициент продуктивности, получаемый делением значения K на мощность продуктивного пласта.

§ 3. РЕЖИМ ГАЗОНЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Режимом газонефтеносного пласта называют характер проявления движущих сил в пласте, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при опытной эксплуатации и разработке залежи. Движущие силы пласта обеспечивают приток нефти, газа и воды к скважинам. Знание режимов залежей необходимо для проектирования разработки, поэтому они должны быть хотя бы приближенно установлены в результате завершающих этапов разведки, совмещенных с опытной эксплуатацией. О режиме пласта судят по характеру изменения во времени дебита, пластового давления, газового фактора, в зависимости от отбора жидкости. Режим пласта — сложное проявление его движущих сил. В процессе разработки проявление этих сил еще более усложняется, и режимы могут полностью или частично менять свой характер. Выделяют следующие основные режимы нефтеносных пластов: 1) водонапорный; 2) упругий; 3) газонапорный (газовой шапки); 4) растворенного газа; 5) гравитационный.

Водонапорный режим характеризуется тем, что основной энергией, продвигающей нефть по пласту, является напор краевых вод. При этом в процессе разработки залежи дебиты скважин и пластовое давление остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и поступлением воды в пласт. Газовые факторы остаются низкими и постоянными, контуры нефтеносности перемещаются непрерывно.

Возможное наличие водонапорного режима устанавливается в процессе разведки залежи по ряду признаков: активным пластовым водам, невысоким газовым факторам при опробовании скважин, высокой проницаемости коллекторов. При пробной эксплуатации наличие водонапорного режима подтверждается постоянными дебитами и газовыми факторами скважин и неизменными пластовыми давлениями. При этом режиме в процессе разведки необходимо изучить водонапорную систему, питающую пласт. Тектонические нарушения могут привести к образованию изолированных блоков с другими режимами пластов, поэтому при разведке необходимо учитывать степень влияния нарушений на взаимосвязь различных частей залежи между собой и с законтурной областью.

Упругие силы пластовой системы могут проявляться в сочетании с другими движущими силами, поэтому упругий (упруго-водонапорный) режим рассматривается не как самостоятельный, а как фаза водонапорного режима. В эту фазу основным источником энергии является упругость жидкостей (нефти и воды) и породы. Упруго-водонапорный режим наиболее ярко проявляется при

плохой сообщаемости нефтяной залежи с областью питания. Проявление этого режима возможно в процессе пробной эксплуатации, когда при прочих показателях, соответствующих водонапорному режиму, наблюдается снижение пластового давления.

Газонапорный режим (или режим газовой шапки) характеризуется тем, что основной энергией, продвигающей нефть по пласту, является напор газовой шапки. Существенное значение имеет соотношение размеров газовой шапки и залежей нефти. При значительных размерах газовой шапки в процессе эксплуатации дебиты нефти, газовые факторы и пластовое давление остаются почти постоянными. Контур газоносности и контакт газ—нефть непрерывно перемещаются за счет расширения газовой шапки.

Газовый режим залежи определяется в процессе разведки, при этом устанавливают газовую шапку и ее размеры. Пробная эксплуатация позволяет уточнить интенсивность проявления газонапорного режима.

Режим растворенного газа характеризуется тем, что нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа, выделяющегося из нефти. В процессе эксплуатации залежи дебит и давление непрерывно снижаются, газовые факторы вначале быстро возрастают, а в дальнейшем, по мере истощения залежи, снижаются. Появление в пласте свободного газа существенно снижает фазовую проницаемость для нефти. Контурные воды не продвигаются или продвигаются весьма незначительно по сравнению с отбором нефти.

Наличие этого режима в процессе разведки предварительно устанавливается по отсутствию благоприятных факторов для проявления водонапорного и газонапорного режимов, а также по развитию коллекторов с низкой проницаемостью и сложности поведения поверхности ВНК, обусловленной действием капиллярных сил.

Гравитационный режим характеризуется движением нефти по пласту за счет силы тяжести самой нефти. Проявление такого режима возможно в залежах, в которых все остальные движущие силы (напор краевых вод, упругие силы, газовая шапка, энергия выделения растворенного газа) отсутствуют.

В газоносных пластах обычно проявляются режимы: газовый (или режим расширяющегося газа) и газоводонапорный, когда движущей силой является как расширение газа в залежи, так и давление краевых вод, продвигающихся по мере эксплуатации залежи. Газовый режим наблюдается в залежах, приуроченных к линзам или пластам с ограниченным распространением. Наличие в таких залежах подошвенной воды не сказывается обычно на режиме газового пласта. Движущие силы воды и упругие силы краевых вод и породы пласта в условиях газоводонапорного режима могут проявляться так же, как в условиях, описанных выше для водонапорного режима нефтяных залежей.

Режим газовой залежи в процессе разведки устанавливается на основе учета особенностей строения площади и продуктивных

пластов, а также по поведению скважин в процессе их опробования и пробной эксплуатации.

§ 4. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Основным параметром, характеризующим промышленную ценность залежи, являются балансовые запасы нефти и газа, т. е. запасы, удовлетворяющие кондициям и требованиям к горно-техническим условиям эксплуатации. Однако балансовые запасы при разработке залежей не могут быть полностью извлечены в силу специфики взаимодействия породы и насыщающих ее флюидов. Извлекаемые запасы принято характеризовать коэффициентом извлечения, определяемым по формуле

$$\eta = \frac{Q_{\text{из}}}{Q_0}, \quad (\text{XIV.2})$$

где $Q_{\text{из}}$ — извлекаемые запасы нефти при применяемых методах разработки;

Q_0 — балансовые запасы нефти.

Синонимом коэффициента извлечения нефти является традиционно существующий термин «коэффициент нефтеотдачи», возникший в период разработки месторождений без воздействия на пласты.

Величина коэффициента извлечения зависит от литолого-физических свойств коллектора; свойств флюидов, насыщающих пласт, в частности от соотношения вязкостей нефти и пластовой воды; от условий, определяющих режим залежи, и от системы разработки (темпа отбора жидкости, методов воздействия на пласт, методов эксплуатации и др.).

Благоприятными литолого-физическими свойствами коллектора являются высокая пористость, высокая проницаемость, низкая глинистость. Благоприятны также высокая температура пласта, низкая вязкость нефти, соотношение вязкостей нефти и воды близкое к единице, наличие активных пластовых вод или газовой шапки.

При прочих равных условиях с увеличением проницаемости пласта растет коэффициент извлечения, однако эта зависимость существенно зависит от ряда других факторов. На нефтеизвлечение влияет степень отсортированности породы. Однородность частиц коллекторов — благоприятный фактор, однако чем меньше поры, тем хуже условия для извлечения нефти. Увеличение содержания в породе глинистых фракций уменьшает эффективную проницаемость породы для воды и нефти, что приводит к снижению извлечения нефти. Увеличение содержания карбонатов в песчаном коллекторе неблагоприятно сказывается на извлечении ввиду хорошей смачиваемости карбонатов нефтью.

Неоднородность пласта по разрезу при прочих равных условиях обуславливает при разработке меньшую безводную добычу вследствие прорыва воды по наиболее проницаемым прослоям.

С увеличением вязкости нефти извлечение ее из пласта уменьшается. Растворенный в нефти газ увеличивает нефтеизвлечение в той мере, в какой он обеспечивает снижение вязкости нефти.

Помимо природных факторов, коэффициент извлечения определяется условиями разработки, в которых естественные условия, определяющие режим залежи, по возможности учитываются. При наличии неблагоприятных режимов зачастую предусматривается их искусственное изменение на более благоприятные, обеспечивающие более высокие коэффициенты извлечения нефти.

Практика разработки показывает, что наиболее эффективными в части извлечения нефти из пластов являются водонапорный, упруго-водонапорный и газонапорный режимы. Водонапорный режим характеризуется коэффициентом извлечения нефти до 0,8, при упруго-водонапорном режиме он составляет 0,5—0,7, при газонапорном 0,5—0,7, при режиме растворенного газа 0,1—0,4, а при гравитационном 0,1—0,2.

Так как коэффициент извлечения нефти из залежи в основном зависит от природных условий, определяющих режим залежей, то при его определении в процессе разведки необходимо ориентироваться на рекомендации, приведенные в предыдущем параграфе для установления режимов залежей. Однако эти рекомендации могут дать только приближенное значение коэффициента извлечения. Величину этого параметра можно уточнить, учитывая лабораторные исследования по вытеснению нефти из кернов и возможный охват пласта воздействием при разработке. Исследования керна дают возможность определить начальную нефтенасыщенность k_n и остаточную $k_{но}$. В этом случае коэффициент извлечения для керна определяется по формуле

$$\eta_k = \frac{k_n - k_{но}}{k_n} \quad (XIV.3)$$

и характеризует возможную нефтеотдачу при полном охвате пласта воздействием. На практике такого охвата не бывает из-за неоднородности пласта. Поэтому вводится понятие коэффициента охвата η_0 , характеризующего соотношение частей пласта, определяющих его прерывистость (линзы, полулинзы, непрерывная часть). Тогда с учетом рассмотренных факторов коэффициент извлечения (проектный) определяется как произведение

$$\eta = \eta_k \eta_0. \quad (XIV.4)$$

Коэффициент извлечения для отработанных залежей или их частей достаточно точно может быть определен балансовым методом по формуле

$$\eta = \frac{Q_{доб}}{Q_0}, \quad (XIV.5)$$

где $Q_{доб}$ — количество фактически добытой нефти;
 Q_0 — балансовые запасы нефти.

Точность определения коэффициента нефтеизвлечения этим методом существенно зависит как от достоверности учета добытой нефти, так и от точности подсчета балансовых запасов.

Различают текущий и конечный коэффициенты извлечения нефти. Текущий коэффициент характеризует процент отобранной нефти от балансовых запасов на определенную дату разработки. Конечный коэффициент извлечения нефти выражает процент отобранной нефти от балансовых запасов, обоснованный в проекте разработки или получаемый фактически к моменту окончания разработки.

Определение конечного коэффициента извлечения необходимо при подсчете запасов, так как подсчитываются не только балансовые запасы, но и извлекаемые.

Коэффициент извлечения газа вследствие высокой подвижности этого флюида намного выше, чем коэффициенты извлечения нефти из пластов с одинаковыми геологическими свойствами. Тем не менее величины коэффициентов извлечения газа могут значительно различаться в зависимости от геологического строения залежей.

При однородной литолого-физической характеристике коллектора и хорошей проницаемости можно получить высокие коэффициенты отдачи газа, близкие к единице.

В залежах с литологически изменчивыми и неоднородными коллекторами и с тектоническими нарушениями могут возникать зоны с неравномерным распределением давления в процессе разработки. При современных редких сетках эксплуатационных скважин на газовых месторождениях некоторая часть газа может оказаться в изолированных частях пласта (линзах), не вскрытых скважинами. Эти явления обычно снижают коэффициенты извлечения газа.

Глава XV

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗВЕДКИ

§ 1. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Экономическая оценка месторождений нефти или газа в условиях социалистического хозяйства — это определение народнохозяйственного значения и эффективности разработки данного месторождения.

Промышленная ценность месторождения определяется факторами, которые можно условно подразделить на три группы: 1) социально-экономические, 2) горно-геологические и 3) экономико-географические.

К социально-экономическим факторам относятся народнохозяйственное и оборонное значение месторождения, состояние обеспеченности запасами нефти и газа на данной территории и в целом

по стране, перспективы топливно-энергетического баланса страны. Социально-экономические факторы оценки месторождений обычно определяются народнохозяйственными планами, а также решениями и постановлениями директивных органов. Балансы запасов по стране определяются отношением балансовых запасов нефти и газа к годичной добыче и выражаются в годах обеспеченности.

Из горно-геологических факторов, определяющих промышленную ценность месторождения, наиболее важными являются размеры месторождений, концентрация запасов, товарные качества нефти и газа и сложность геологического строения, определяющая условия разработки залежей.

При подразделении месторождений (залежей, объектов разработки) по величине их запасов можно придерживаться следующей градации:

	Начальные балансовые запасы нефти, млн. т
Небольшие	до 10
Средние	10—50
Крупные	50—200
Крупнейшие	200—1000
Уникальные	более 1000

Существенное значение имеет концентрация запасов по площади и по разрезу. Высокую промышленную ценность имеют месторождения с большими запасами, сосредоточенными на относительно небольших площадях с отдельными богатыми залежами.

Сложность геологического строения также является важным фактором, определяющим промышленную ценность месторождения. Наибольшее промышленное значение имеют месторождения крупные, крупнейшие и уникальные с концентрированными запасами по площади и разрезу, имеющие относительно простое строение (выдержанные коллекторы и отсутствие сложных тектонических нарушений).

Экономико-географические факторы должны учитывать климат и рельеф местности, условия передвижения и снабжения действующих предприятий, обеспеченность строительными материалами, условия транспортировки добытой нефти и газа, экономическую освоенность района, под которой понимается обжитость территории, наличие трудовых ресурсов, транспортных магистралей, систем энергоснабжения и многое другое.

Промышленное значение месторождения обычно выражается через систему оценочных показателей, отражающих величину запасов и качество полезного ископаемого в денежном выражении, возможную экономическую эффективность разработки (уровень добычи, коэффициент извлечения нефти и газа, себестоимость продукции и рентабельность эксплуатации) и эффективность капиталовложений (размер капиталовложений, срок их окупаемости, удельные капитальные затраты и т. д.).

Оценочные показатели исчисляются на единицу запасов или добываемой продукции, а также на определенные сроки разработки месторождений (год, пять лет, десять лет и т. д.) как средние значения за эти сроки.

Полная, исчерпывающая оценка месторождения может быть дана после составления проекта разработки месторождения с учетом условий дальнейшего использования нефти и газа. Однако не меньшее значение имеет и оценка месторождения по результатам поисков и разведки до составления проекта разработки.

Стадийность поисково-разведочного процесса определяет последовательность экономической оценки месторождения. Вначале по результатам поисков месторождение может быть оценено приблизительно, более надежная оценка дается по результатам разведки.

Первая экономическая оценка по результатам поисков или начальных этапов разведки имеет большое значение, так как на этой стадии решается вопрос, будет ли месторождение передано в разработку или в консервацию или запасы его относятся к забалансовым. Основанием для принятия того или иного решения является сопоставление значений параметров залежей с кондиционными требованиями, действующими на момент оценки.

В так называемых ТЭДах (технико-экономических докладах) определяется промышленное значение месторождения, устанавливается очередность дальнейшего освоения месторождения; на основе ТЭДа определяются капиталовложения на разведку, а нередко и на составление проекта разработки.

§ 2. ПОНЯТИЯ О КОНДИЦИЯХ И КОНДИЦИОННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ

Кондиции — это совокупность требований промышленности к производительности возможного добывающего предприятия, качеству сырья и горно-геологическим условиям его разработки. Они отражают минимально приемлемые для промышленности показатели. Обоснованные кондиции обеспечивают правильную геолого-экономическую оценку запасов минерального сырья путем установления балансовых запасов и используются на протяжении всего периода жизни месторождения, от разведки до эксплуатации включительно, а иногда и после отработки месторождения для определения и учета потерь, однако кондиции не остаются постоянными.

Кондиции — категория временная. Они изменяются в зависимости от технико-экономического уровня развития отрасли, спроса на тот или иной вид сырья и состояния обеспеченности им отдельных районов и страны в целом.

В нефтяной и газовой промышленности нет таких четких положений о кондициях, какие существуют в других горнодобывающих отраслях. Практически не устанавливаются ограничения на товарные качества нефти (вязкость, содержание серы, смол, парафина). Учитывая специфику нефти и газа как подвижных ископаемых, добываемых главным образом с поверхности через скважины, при разработке нефтяных и газовых месторождений почти не бывает категорических ограничений в показателях, характеризующих горно-геологические условия.

Вместе с тем при геолого-экономической оценке месторождений учитывается целый ряд факторов, выступающих в роли кондиций. Для нефтяных месторождений большое значение имеют верхние пределы вязкости, содержания серы, парафина, нижние пределы проницаемости коллекторов, эффективной нефтенасыщенной мощности, нефтенасыщенности, начального дебита скважин, минимальные балансовые и извлекаемые запасы, себестоимость добычи нефти.

Кондиции для газа должны отражать нижний предел калорийности, верхние пределы содержания сероводорода и азота, нижние пределы проницаемости коллекторов и рентабельности начального дебита, начальные балансовые и извлекаемые запасы газа, нижний предел пластового давления, до которого намечается разработка газовой залежи. Кондиции на сопутствующие компоненты отражают нижние пределы содержания гелия и конденсата. Кондиции на содержание гелия принимаются разными в зависимости от состава газа.

На разных этапах изучения месторождения роль и значение кондиций меняются. Так, при первоначальной оценке месторождения по завершении поисковых работ главное внимание уделяется решению вопроса о судьбе месторождения (залежи) в целом, т. е. о признании его промышленно значимым или об отнесении его запасов к забалансовым.

В дальнейшем при подсчете запасов и подготовке месторождения к разработке кондиции используются для выделения балансовых запасов и уточнения их величины. Иными словами, на этом этапе важно установить, в каких частях разреза и на каких участках залежи сосредоточены запасы, которые могут быть вовлечены в разработку.

В качестве кондиционных показателей учитываются значения отдельных параметров и их комплексов. Для решения вопроса о промышленном значении месторождения приходится учитывать довольно большой набор характеристик залежей и содержащихся в них флюидов, оценивающих залежь с позиций качества сырья, его запасов и экономичности добычи.

Качество нефти и газа зависит от их состава. Высокое содержание серы в нефти или сероводорода в газе может обусловить отнесение запасов залежей к забалансовым. При этом учитываются размеры месторождений. Оренбургское газовое месторожде-

ние введено в разработку, несмотря на высокое содержание сероводорода в газе. Уникальные запасы этого месторождения и близость его к потребителям обусловили экономическую эффективность строительства крупного газоперерабатывающего комплекса. Точно так же иногда решается вопрос о разработке крупных месторождений высокосернистой или высокопарафинистой нефти.

Важная роль в оценке промышленного значения месторождения принадлежит показателям, характеризующим продуктивность скважин. Такие параметры, как мощность, нефтенасыщенность и проницаемость пласта, вязкость нефти и другие, каждый в отдельности и все вместе определяют дебиты скважин. При неблагоприятном сочетании значений этих параметров дебиты скважин могут быть ниже предела рентабельности для данного района. Конкретные значения кондиций на дебиты устанавливаются в каждом случае сравнением технико-экономических показателей разработки данного месторождения со средними по району, отрасли и т. д. На некоторых месторождениях Западной Украины дебит скважины 1 т/сут считается еще рентабельным.

При этом учитывается местонахождение залежи. Если низкопродуктивная залежь находится в составе многопластового месторождения и может служить возвратным или приобщаемым объектом разработки, то кондиции по продуктивности для нее могут быть ниже, чем для такой же одиночной залежи.

Подобным образом оценивается влияние эффективной нефтенасыщенной мощности. На практике залежи, приуроченные к маломощным пластам (0,5—1 м), удаленным на 50—100 м по разрезу от основного объекта, относятся к забалансовым.

Поскольку в экономическом анализе участвуют извлекаемые запасы, важное значение при оценке их кондиционности придается определению коэффициентов извлечения нефти.

Учитывая тот факт, что характеристика кондиционности запасов залежи в целом производится на довольно раннем этапе изучения месторождения (по окончании поисковых работ), все параметры, в том числе и коэффициент извлечения нефти, устанавливаются приближенно, а в последующем только уточняются.

При выделении балансовых запасов в залежах, в целом относимых к промышленно продуктивным, пользуются системой нижних пределов различных характеристик пластов. Кондиционные значения коллекторских свойств в настоящее время наиболее надежно можно установить по результатам поинтервального опробования пластов с разной геолого-геофизической характеристикой.

При наличии достаточного количества данных может быть применена методика, основанная на установлении корреляционных зависимостей между проницаемостью и удельными коэффициентами продуктивности. В этом случае за нижний предел проницаемости принимается проницаемость, соответствующая нулевому или минимально рентабельному значению удельного коэффициента

продуктивности. По данным ВНИИ, нижние пределы проницаемости терригенных коллекторов изменяются от единиц миллиардов до 10—15 мД и более.

От кондиций по проницаемости несложно с помощью соответствующих зависимостей перейти к нижним пределам пористости и к предельным значениям геофизических параметров, характеризующих соответствующие интервалы эффективной нефтенасыщенной мощности.

Кондиционные значения зависят от предполагаемой или осуществляемой системы разработки. По данным Ф. И. Котяхова, при разработке некоторых девонских залежей Урало-Поволжья в условиях режима растворенного газа в нефтенасыщенную мощность пласта можно включать пропластки пористостью выше 5%, проницаемостью выше 0,2 мД и со значениями остаточной водонасыщенности, превышающими критические (55—80%). Если разработка залежи будет проводиться при водонапорном режиме, то согласно кривым фазовых проницаемостей нижние пределы будут равны для пористости 10%, для проницаемости 2 мД. Этим величинам соответствует критическая водонасыщенность примерно 55%.

Указанные пределы коллекторских свойств используются для определения доли запасов, которые могут быть охвачены процессом разработки в объеме всей залежи. Кроме того, в залежи иногда выделяются участки, на которых действуют свои, местные ограничения. На некоторых месторождениях в водонефтяной зоне участки мощностью 1—2 м исключаются при подсчете запасов. При проектировании разработки иногда выделяются участки мощностью до 4 м, и на них не закладываются эксплуатационные скважины.

Таким образом, кондиционные значения параметров в процессе подготовки месторождения к разработке неоднократно уточняются. По завершении поисков в начале разведки кондиционные значения определяются приближенно, поскольку нет еще достаточно четкого представления о возможной системе разработки. В процессе разработки кондиции могут быть еще уточнены с учетом реальных условий добычи нефти. Вследствие этого балансовые запасы в объеме одних и тех же геологических запасов могут изменяться в процессе изучения месторождения.

§ 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Эффективность поисково-разведочных работ характеризуется как в целом по всему циклу, так и по отдельным стадиям и видам работ.

Основным критерием для оценки эффективности поисково-разведочных работ является величина прироста запасов нефти и газа; при этом одним из основных показателей являются денежные затраты, рассчитанные как на прирост единицы запасов нефти и газа, так и на открытие и разведку одного месторождения или залежи.

Помимо денежных затрат для всесторонней характеристики поисково-разведочного процесса используются некоторые натуральные показатели. Среди них наиболее важными являются объемы бурения и количество скважин, законченных бурением и опробованием. С помощью этих данных определяют прирост запасов нефти и газа на 1 м проходки и на одну скважину.

Иногда определяют средний объем бурения в метрах и количество скважин, приходящихся на одно открытое или разведанное месторождение (залежь) нефти и газа.

Немаловажное значение имеет учет фактора времени, основным критерием при этом является продолжительность разных стадий поисково-разведочного процесса.

Таким образом, при определении эффективности поисково-разведочных работ необходимо учитывать прирост запасов нефти и газа различных категорий, затраты на поисково-разведочные работы, объем бурения поисковых и разведочных скважин, их количество, продолжительность работ на разных стадиях.

Эффективность поисково-разведочных работ определяется как в целом по району, так и на отдельных месторождениях. Оценка эффективности в целом по району производится путем сопоставления затрат на поисково-разведочные работы с достигнутыми результатами за определенный период, поскольку в районе разные месторождения находятся на разных стадиях изученности.

Наиболее характерными показателями, отражающими эффективность поисково-разведочных работ в районе, являются количество структур, подтвержденных бурением, количество открытых месторождений, прирост запасов разных категорий, баланс запасов по разным категориям, затраты на поисково-разведочные работы, количество поисково-разведочных скважин, объем проходки и т. д.

На основании этих прямых показателей рассчитываются другие, такие как стоимость прироста единицы запасов, прирост запасов на 1 м, процент результативных скважин, коэффициент успешности открытий месторождений, средняя стоимость 1 м бурения, одной скважины и т. д.

При оценке эффективности поисково-разведочных работ на отдельном месторождении определяют те же показатели эффективности, но они могут быть рассчитаны для разных стадий с учетом их задач и особенностей.

Так, в качестве основных показателей эффективности работ на стадии подготовки структур применяются затраты на подготовку одной структуры, удельные затраты на 1 км² площади подготовленной структуры. При этом учитываются размеры одной структуры и общие размеры всех подготовленных площадей.

Разведочные работы на месторождении должны выполняться в объемах, обеспечивающих получение достоверных данных по всем необходимым параметрам для составления надежных проектов разработок, осуществление которых не потребует дополнительных со-

оружий (обустройства), не предусмотренных проектом, или не вызовет нерационального использования сооружений, построенных по проектам. Поэтому основным критерием эффективности разведочных работ должна быть стоимость этих работ, отнесенная к единице подготовленных запасов, при условии выполнения требований в части комплекса изучаемых параметров и достоверности их определения. Без выполнения требований к разведке анализ эффективности разведочных работ не будет объективным.

При сравнении эффективности разведочных работ целесообразно применять различные показатели эффективности в зависимости от условий сравнения. Натуральные показатели целесообразно применять для однотипных условий разведки, когда все прочие расходы одинаковы. Денежное выражение показателей целесообразно применять в случае сравнения эффективности в различных районах, когда такие показатели, как затраты на геологические исследования, геофизические исследования, структурное бурение и другие различны.

Сроки завершения разведочных работ могут быть различными при одной и той же себестоимости, в этом случае более эффективным будет вариант разведки, предусматривающий более короткие сроки. Необходимо найти оптимальный вариант соотношения стоимости и сроков разведки. Наиболее дешевой часто является система разведки последовательным бурением разведочных скважин (ползущая система разведки). При такой системе число разведочных скважин может быть минимальным, однако эта система разведки требует относительно длительных сроков.

Выигрыш в сроках разведки можно получить при хорошей подготовке площади к бурению (сейсморазведка или структурное бурение), применяя сгущающуюся систему разведки залежи и месторождения, при которой одновременно в бурение вводится ряд скважин по профилям или сетке. Однако в этом случае неизбежно заложение скважин, которые могут дать результаты менее ценные, чем скважины, заложенные по ползущей системе. Возникает задача определения эффективности различных вариантов разведки, базирующихся на системе последовательного изучения площади или широкого ее охвата. В этом случае необходимо в оценке каждого варианта учесть не только стоимость работ, но и тот ущерб или преимущества, которые возникают за счет разницы в сроках разведки.

Помимо стоимости подготовленных запасов необходимо учитывать экономико-географические условия, а также степень достоверности подготавливаемых запасов.

Балансовые запасы, подготовленные в различных географо-экономических условиях, не будут равноценными при передаче их в разработку. Например, богатейшие газовые месторождения, открытые на севере Тюменской области, осваивать гораздо труднее, чем столь же крупные месторождения в более развитых и доступных районах, например в Оренбургской области.

Степень достоверности разведанных запасов характеризуется категориями С₁ и В. Совершенно очевидно, что подготовка запасов по различным категориям характеризуется различной стоимостью, и в том случае, когда сравнивается эффективность разведочных работ по месторождениям с различным соотношением категорий запасов, следует иметь в виду, что такое сравнение будет только приближенным.

Выше говорилось о месторождениях, на которых подготовлены балансовые, т. е. удовлетворяющие кондициям запасы. Однако на практике в результате разведки отдельные месторождения могут быть отнесены к забалансовым или временно законсервированы как второочередные по вводу их в разработку. В этом случае можно говорить о бросовых издержках. Вопрос о передаче месторождения в разработку должен решаться уже по результатам поисков или начальных стадий разведки; нельзя допускать детальных разведочных работ на месторождении, для которых еще не решен вопрос о передаче его в разработку, так как в этом случае бросовые издержки будут неоправданно возрастать.

Себестоимость разведки 1 т нефти (1000 м³ газа) различна для разных месторождений и районов. Кроме того следует учитывать, что эта себестоимость изменяется с течением времени ввиду совершенствования методики и техники разведки, а также необходимости ввода в разработку новых месторождений, характеризующихся более сложными условиями.

Выше отмечалось, что стоимость отдельных видов поисковых работ должна быть отнесена на стоимость подготовки запасов нефти и газа. Однако не по всем видам геологических и геофизических работ затраты следует относить к разведке, часть таких работ имеет общегосударственное значение, и поэтому затраты на них не могут быть отнесены к затратам на разведку нефти и газа. К таким работам относятся региональные геологические и гидрогеологические съемки, региональные геофизические и геохимические исследования, бурение опорных скважин, общетеоретические исследования и др.

Эффективность разведочных работ, как указывалось выше, определяется комплексом взаимосвязанных факторов. Основными факторами, обеспечивающими повышение экономической эффективности разведочных работ при обязательном достижении заданных требований к разведке, являются повышение технического уровня проведения работ и уровня организации разведки, рациональные методика и планирование разведки.

Повышение технического уровня проведения работ — это прежде всего использование станков надлежащей мощности в соответствии с глубинами, наличие необходимого оборудования и инструментов, выбор надлежащей конструкции скважины (включая направленное бурение), совершенствование технологии бурения и опробования скважин.

Повышение уровня организации разведочных работ выражается в правильном использовании всех видов транспорта (железнодорожного, автомобильного, воздушного, водного); организации перевалочных баз, обеспечении в случае необходимости сезонного заезда оборудования, снаряжения и т. д.; рациональной организации снабжения; создании условий для отдыха буровых бригад; подборе и подготовке квалифицированных кадров; возможности проявления инициативы работников по рационализации всех проводимых мероприятий.

Существенное значение в повышении эффективности разведочных работ имеет рациональное сочетание между буровыми работами и опробованием. Нельзя допускать неоправданного ограничения числа испытаний в одной скважине.

Для проведения своевременного изучения свойств залежей необходимо обеспечить в надлежащей последовательности геофизические исследования скважин, отбор проб нефти, газа и воды, отбор керна в соответствии с проектами, а также организовать своевременные определительские работы.

Рациональная методика разведки — один из основных факторов высокой экономической эффективности. Совершенствование методики — главнейшее условие повышения эффективности разведки. Правильно выбранная методика, отвечающая особенностям месторождения, позволяет существенно ограничить объемы разведочных работ. Такая методика обеспечивает минимальный объем буровых работ, необходимый для выполнения требований к результатам разведки.

Существенное снижение стоимости разведочных работ, а следовательно повышение их эффективности может быть достигнуто за счет наиболее эффективного использования разведочных скважин в процессе эксплуатации, а также путем бурения вместо разведочных скважин первоочередных эксплуатационных скважин в процессе разведки по проекту опытной эксплуатации.

Рациональное планирование разведочных работ обеспечивает эффективную борьбу с замораживанием средств, потраченных на разведку.

В разведку должны вводиться только те месторождения, промышленная ценность которых установлена по результатам поисковых работ. Число месторождений, заканчиваемых поисками, должно быть несколько больше числа месторождений, передаваемых в разведку.