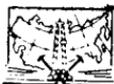


В.Г. КАНАЛИН М.Г. ОВАНЕСОВ
В.П. ШУГРИН

НЕФТЕГАЗО- ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Д о п у щ е н о Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебника для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по специальности «Бурение нефтяных
и газовых скважин»



МОСКВА „НЕДРА”1985

ББК 33.36

К 19

УДК 550.8:553.98(075.8)

Рецензенты:

Кафедра промышленной геологии и геофизики Ивано-Франковского института нефти и газа; Ю. П. Гаттенбергер, д-р геол.-минер. наук (Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт)

Каналин В. Г., Ованесов М. Г., Шугрин В. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: Учебник для вузов.—М.: Недра, 1985.—247 с., 31 ил.—В пер.: 1 р. 10 к.

Описаны условия залегания нефти и газа в недрах, комплекс геологических наблюдений в процессе бурения скважин и способы обработки получаемых материалов. Изложены методы подсчета запасов нефти и газа, представлены геологические обоснования выбора систем разработки. Рассмотрена последовательность бурения скважин. Определены технологические показатели разработки. Отражены мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Для студентов нефтяных вузов, обучающихся по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Табл. 5, ил. 31, список лит.— 8 назв.

1904050000—127
К 043(01)—85 104—85

ББК 33.36

6П 1.6

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтегазодобывающая промышленность — одна из основных отраслей народного хозяйства СССР, развитие которой во многом определяет экономический и оборонный потенциал нашей страны.

Нефть и газ — это не только важнейшая часть топливно-энергетического баланса, но и ценнейшее сырье для современной химической промышленности.

В докладе Н. К. Байбакова на второй сессии Верховного Совета СССР одиннадцатого созыва «О государственном плане экономического и социального развития СССР на 1985 год и выполнении плана в 1984 году» указано, что в 1985 г. добыча нефти и газового конденсата планируется в размере 628 млн. т, а добыча газа в объеме свыше 632 млрд. м³.

Прироста нефтегазодобычи можно достигнуть как за счет открытия новых месторождений и залежей нефти и газа, так и за счет повышения эффективности разработки уже открытых месторождений, внедрения новых методов повышения степени использования запасов недр. В решении этих сложных задач большая роль принадлежит промыслово-геологическим исследованиям.

Нефтегазопромысловая геология детально исследует залежи нефти и газа до начала и в процессе их разработки. Основные цели этой отрасли геологической науки — промышленная оценка залежей нефти и газа и обоснование путей рационального использования недр.

На этапах промышленной оценки залежей нефти и газа и их разработки основную информацию о геологических условиях извлечения нефти и газа из недр получают при бурении скважин.

Между тем, эффективность буровых работ практически полностью зависит от того, насколько достоверны наши представления о геологических условиях проводки скважин и состоянии разработки залежи. Эти условия являются одним из главных предметов изучения в нефтегазопромысловой геологии и гидрогеологии. Отсюда очевидно, что знание основ нефтегазопромысловой геологии и гидрогеологии необходимо для специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин, так же как и для многих других специалистов, осваивающих нефтяные и газовые месторождения. Учебник такого содержания, предназначенный для будущих специалистов по бурению нефтяных, газовых и других скважин, необходимых для промышленного освоения месторождений нефти и газа и сопутствующих этим ископаемым ценных минеральных компонентов, выходит впервые. В нем рассмотрены вопросы геологопромыслового изучения разрезов бурящихся скважин, геологического контроля за их проводкой, подсчета за-

пасов нефти и газа, промыслово-геологические аспекты разработки залежей нефти и газа, вопросы комплексного освоения недр и гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений, охрана недр и окружающей среды и т. п.

Наша страна — это родина нефтегазопромысловой геологии. Первые промыслово-геологические исследования начались еще до Великой Октябрьской социалистической революции. Однако, как наука, нефтегазопромысловая геология сформировалась и начала развиваться уже после победы Великого Октября. Замечателен тот исторический факт, что еще В. И. Ленин обращал внимание на развитие нефтедобычи молодой Советской Республики, на необходимость тщательного изучения недр нефтяных месторождений в целях их рационального использования.

В формировании и развитии нефтегазопромысловой геологии и гидрогеологии большую роль сыграли работы И. М. Губкина, Н. И. Голубятникова, В. В. Билибина, М. В. Абрамовича, Н. Т. Линдтропа, С. М. Апрессова, М. А. Жданова, Г. А. Хельквиста, В. А. Сулина, И. И. Стрижова, М. Ф. Мирчинка, А. Я. Кремса, И. О. Брода, А. А. Трофимука, Н. Б. Вассоевича, В. С. Мелик-Пашаева, М. И. Максимова, Е. Я. Дмитриева, Г. П. Ованесова, С. Т. Овнатанова, С. П. Максимова, Б. К. Баба-Заде, Г. П. Тамразяна, Б. М. Листенгартена, М. З. Черномордикова, А. А. Карцева, А. Г. Дурмишьяна, А. Н. Мустафинова, А. З. Дубинина, К. Б. Аширова, В. Г. Васильева, В. А. Долицкого, М. Т. Золоева, В. С. Ковалева, Е. Ф. Фролова, М. М. Саттарова, В. В. Денисевича, С. А. Султанова, В. В. Семеновича, М. М. Ивановой, И. П. Чоловского, М. Г. Аббасова, И. Х. Абрикосова, Ю. И. Шавевского, Ю. В. Войнова, Р. Х. Муслимова, Э. М. Халимова, Ю. П. Гаттенбергера, С. И. Софронова, Л. Ф. Дементьева, Б. Т. Баишева, В. Н. Майдебора, В. В. Стасенкова, Г. Т. Мовмыги, В. И. Калганова, В. И. Азаматова, Н. И. Климушина, В. Г. Каналина, И. С. Гутмана, В. А. Бадьянова, Ч. А. Султанова, Ю. Н. Шурубора и др.

В настоящее время под руководством М. М. Ивановой и Л. Ф. Дементьева группа кафедр нефтегазопромыслового профиля ряда нефтяных вузов страны ведет большую работу по разработке и внедрению новых методов промыслово-геологических исследований на системной основе с широким применением современных средств математической обработки информации и с более глубоким изучением физико-химических свойств пород, вмещающих нефть и газ. Это направление, как уже показал опыт, имеет большие перспективы для дальнейшего развития нефтегазопромысловой геологии и гидрогеологии.

Глава I

ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЕЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ИХ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ И СТАДИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В процессе поисковых и разведочных работ на нефтяных месторождениях должен быть проведен комплекс геологоразведочных работ, который позволяет прежде всего оценить промышленные запасы как отдельных залежей, так и всего месторождения, затем на этой основе дать геологопромысловую и экономическую оценку месторождения и приступить к проектированию его разработки. Комплекс геологоразведочных работ проводится в определенной последовательности.

В соответствии с «Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», утвержденным Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности и Министерством газовой промышленности, геологоразведочные работы подразделяются на три этапа: региональный, поисковый и разведочный.

На региональном этапе выделяются две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления. Цели и задачи работ на первом этапе — изучение общих черт геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности, выявление возможных зон нефтегазонакопления. Видами работ на этом этапе являются региональные геолого-геофизические исследования, опорное, параметрическое и структурное бурение. На этом этапе выявляются категории запасов D_2 и D_1 . Поисковый этап разделяется на стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и стадию поиска месторождений (залежей).

На первой стадии цели и задачи работ — выявление перспективных на нефть и газ площадей, изучение их глубинного строения, подготовка к поисковому бурению; виды и методы работ — поисковые и детальные геолого-геофизические исследования, структурное и параметрическое бурение, на этой стадии выявляются категории запасов частично D_2 , D_1 и C_3 .

На второй стадии целями и задачами являются: открытие месторождений нефти и газа, предварительная геолого-экономическая оценка. Виды и методы работ — поисковое бурение, геофизические исследования в скважинах. Подготавливаются запасы категорий C_2 и частично C_1 .

На разведочном этапе выделяются две стадии — оценки месторождений и подготовки месторождений к разработке. Задачи разведочного этапа: изучение структурно-тектонических особенностей месторождений; изучение литологического состава продуктивных пластов, определение их общей и эффективной мощности, коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности и характера изменения этих параметров по площади и разрезу; установление положения контактов газ—нефть—вода и промышленного значения газовой шапки или нефтяной оторочки; определение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, а также пластового давления, давления насыщения и других параметров по результатам опробования и исследования продуктивных скважин; исследование физико-химических свойств нефти, газа и пластовой воды.

Задачи разведочного этапа решаются в основном бурением глубоких разведочных скважин, сопровождаемым в некоторых случаях дополнительными детальными геофизическими исследованиями. В результате разведочных работ должно быть обеспечено получение необходимых исходных данных для количественной и качественной оценки запасов, обоснования проектирования разработки месторождения и выделения капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений.

Количество разведочных скважин и расстояния между ними должны быть такими, чтобы обеспечить получение надежных данных для изучения строения продуктивных пластов, их мощности, коллекторских свойств и особенностей тектоники месторождения. Расстояния между скважинами определяются сложностью тектонического строения месторождения, степенью выдержанности коллекторских свойств и мощности нефтегазонасыщенных пластов, размерами залежей. Для многопластовых месторождений система расположения разведочных скважин должна обеспечить более высокую изученность в первую очередь наиболее продуктивных пластов. По остальным пластам должны быть получены данные для оценки их запасов по категориям C_1 и C_2 .

§ 2. ОСНОВНЫЕ КАТЕГОРИИ И ГРУППЫ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Все скважины подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные и специальные.

Опорные скважины бурят для изучения геологического строения и гидрогеологических условий крупных геоструктурных элементов (регионов), определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ. В зависимости от геологической изученности региона и сложности решаемых задач опорные скважины подразделяют на две группы.

Первая группа — скважины, закладываемые в районах, не исследованных бурением, для всестороннего изучения разреза осадочного чехла и установления возраста и вещественного состава фундамента (в тех случаях, когда последний может быть вскрыт данной скважиной). При бурении этих скважин осуществляют комплекс геолого-физических и лабораторных исследований, предусмотренный соответствующей инструкцией.

Вторая группа — скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазонасности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. Комплекс исследований этой группы скважин определяется проектом. Для неизученной части разреза его устанавливают в соответствии со специальной инструкцией.

Как правило, опорные скважины закладывают в благоприятных структурных условиях. Бурят их до фундамента, а в областях глубокого его залегания — до технически возможных глубин. Результаты бурения и научной обработки материалов опорных скважин используют для подсчета прогнозных запасов нефти и газа.

Параметрические скважины бурят для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазонасности возможных зон нефтегазонакопления, выявления наиболее перспективных районов для детальных геологопоисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

Структурные скважины необходимы: 1) для подтверждения и подготовки площадей (структур) к поисково-разведочному бурению, когда решение этих задач геофизическими методами затруднительно и экономически нецелесообразно; 2) в сложных геологических условиях — в комплексе с геофизическими методами для уточнения деталей строения площади, прослеживания нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.; 3) в комплексе с геофизическими методами для установления возраста, а также для получения данных о его физических параметрах, проверки положения опорных горизонтов, выделенных по данным геофизических исследований. Скважины этой категории, как правило, бурят до маркирующих горизонтов, по которым строят структурные карты.

Поисковые скважины закладывают на площадях, подготовленных геологопоисковыми работами (геологической съемкой, структурным бурением, геофизическими и геохимическими исследованиями или комплексом этих методов) с целью открытия новых месторождений нефти и газа, а также на ранее открытых месторождениях — для поисков новых залежей нефти и газа. В результате бурения поисковых скважин могут быть приращены запасы категорий C_2 и C_1 . К поисковым относятся: все скважины на но-

вой площади, заложенные до получения первого промышленного притока нефти или газа из данного горизонта; первые скважины на те же горизонты в обособленных тектонических блоках; скважины на новые горизонты в пределах месторождения,— до получения первых промышленных притоков нефти или газа.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки залежи. Разведочные скважины, в которых получены промышленные притоки нефти или газа, как правило, вводят в пробную эксплуатацию с целью получения исходных данных для составления технологических схем или проектов разработки.

Эксплуатационные скважины предназначены для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят оценочные, добывающие, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

Оценочные скважины бурят на разрабатываемой или подготавливаемой к опытной эксплуатации залежи нефти для уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также для оценки выработки отдельных участков залежи с целью дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи. Добывающие скважины предназначены для извлечения нефти и газа из залежи. В нагнетательных скважинах осуществляются мероприятия воздействия на эксплуатируемый пласт. В наблюдательных скважинах проводится систематическое наблюдение за изменением давления, температуры, положения водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации.

Специальные скважины бурят для сброса промышленных вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод.

§ 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ

После получения на новом месторождении промышленных притоков нефти планируют следующее:

- 1) геологоразведочные работы для оценки всего месторождения;
- 2) работы по оконтуриванию данного продуктивного пласта;
- 3) исследование скважин и получение исходных геологопромысловых данных по данному пласту с целью проектирования его разработки.

При планировании геологоразведочных работ решают две задачи:

1) выявление новых полей и участков в пределах открытых нефтяных и газовых горизонтов;

2) разведка и установление новых нефтеносных свит и горизонтов, обычно залегающих ниже разведанных нефтяных и газовых залежей, в пределах которых уже планируется эксплуатационное бурение.

Нефтяные или газовые залежи могут смещаться по нижележащим горизонтам вследствие наклона оси складки, наличия опрокинутых складок, тектонических нарушений, перерывов в осадко-накоплении, биогермных сооружений (риффов).

С учетом геологических особенностей вновь открытых залежей устанавливают их границы, т. е. оконтуривают. При этом применяют различные системы расположения скважин.

1. Расположение скважин вкрест простирания залежи, т. е. по профилям. При этом способе их бурят последовательно — от известного к неизвестному. Обычно этот способ применяют для узких брахиантиклинальных структур. Недостаток профильного расположения скважин — отсутствие геологопромысловой информации для участков между профилями, что затем отрицательно сказывается при выборе систем размещения добывающих скважин.

2. Расположение скважин по треугольной системе. Данную систему обычно применяют для пологих структур шириной 5—6 км. Последовательность бурения — также от известного к неизвестному.

3. Размещение оконтуривающих скважин по кольцу. Данную систему планируют для овальных изометричных структур. При больших размерах залежи проектируют несколько колец скважин. Недостаток данной системы также заключается в отсутствии информации для участков между системами скважин.

4. Расположение скважин по квадратной системе. Последовательность их бурения зависит от получения необходимой геологопромысловой информации. Преимущество рассматриваемой системы — получение равномерной информации по той или иной залежи.

В процессе разведки газовых месторождений расстояние между разведочными скважинами может быть в 1,5 раза больше, чем при разведке нефтяных. Однако, как показывает практика разработки газовых залежей, за счет этого соответственно сокращается объем геологопромысловой информации.

После оконтуривания нефтяной или газовой залежи приступают к планомерному изучению геологопромысловых параметров, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки.

ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ И ПЕРВИЧНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

§ 1. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

От качества и полноты получаемой геологопромысловой информации зависят объективность оценки запасов нефти и газа в залежи, правильность составления документов по проектированию разработки, темпы отбора, полнота выработки залежей и величина конечного коэффициента нефтеотдачи.

Существующие в настоящее время методы получения геологопромысловой информации о продуктивных пластах и залежах нефти или газа можно подразделить на девять основных групп.

Методы изучения продуктивных пластов непосредственно по образцам горных пород и пробам нефти, газа, воды, отбираемым из скважин

Эти методы в нефтепромысловой практике принято называть прямыми. С их помощью можно судить непосредственно о литологическом строении пластов, коллекторских свойствах, нефтенасыщенности, физико-химических свойствах нефти, газа и воды. Продуктивные пласты изучают по образцам горных пород — керну и шламу, которые извлекают в процессе бурения на поверхность. Кроме того, из скважин отбирают образцы горных пород боковым грунтоносом. Извлеченные на поверхность образцы горной породы из того или иного продуктивного пласта направляют в лабораторию, где определяют гранулометрический состав породы, пористость, проницаемость, трещиноватость, наличие фауны, возрастную принадлежность пород и др.

На основании комплексной обработки результатов лабораторных определений рассчитывают коэффициенты однородности, сортировки, медианный диаметр зерен. В значения пористости и проницаемости вводят соответствующие поправочные коэффициенты, установленные В. М. Добрыниным для высоких давлений и температур на больших глубинах. Параллельно по другой части образцов определяют эффективную (фазовую) и относительную проницаемости, водонасыщенность, нефте-, газонасыщенность, остаточную нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения и другие параметры.

В процессе бурения, опытной и промышленной эксплуатации нефтяных месторождений отбирают также пробы нефти и пластовой воды, которые направляют в лабораторию для определения плотности и вязкости нефти в поверхностных и пластовых условиях, объемного и пересчетного коэффициентов, коэффициента усадки, поверхностного натяжения. По пробам пластовой воды устанавливают химическую характеристику, плотность, удельный объем, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, вяз-

кость, поверхностное натяжение, газосодержание, давление насыщения, а также отношения вязкости воды к вязкости нефти и плотности воды к плотности нефти.

Прямые методы исследования скважин дают наиболее полную и объективную оценку продуктивных пластов и нефтяных залежей, но в отдельных их точках.

Геофизические методы изучения разрезов скважин

Без этого вида исследований в настоящее время не бурится ни одна скважина. В процессе геологической интерпретации геофизических исследований устанавливают литологическое строение продуктивных пластов, их границы (кровлю и подошву), общую и эффективную мощности пластов (последовательность напластования), коллекторские свойства (пористость, проницаемость), глинистость, нефтегазонасыщенность, контакты — газовой (ГВК), водонефтяной (ВНК), газонефтяной (ГНК). Кроме того, осуществляют контроль за разработкой залежей.

При изучении геофизическими методами последовательности напластования могут быть зафиксированы следующие случаи.

1. Нормальное залегание пластов. В разрезе каждой скважины будут повторяться максимум и минимум на кривой кажущегося сопротивления (КС), соответствующие тем или иным пластам при горизонтальном или моноклиальном их залегании.

2. Наличие сброса. В этом случае на каротажной диаграмме по скважине, вскрывшей сброс, будет отмечаться выпадение ряда пластов вследствие их опускания по плоскости сбрасывателя.

3. Наличие взброса. На каротажной диаграмме по скважине, вскрывшей взброс, некоторые пласты повторяются вследствие их подъема по плоскости сбрасывателя.

4. Наличие опрокинутой складки. В ядре такой складки наблюдаются наиболее древние породы, к периферии — более молодые. Поэтому на каротажных диаграммах фиксируется повторение слоев от более молодых к древним, а затем снова — от более древних к молодым.

5. Фациальные замещения продуктивных пластов. В процессе детальной корреляции разрезов скважин на основе сопоставления комплекса промыслово-геофизических материалов устанавливают степень замещения продуктивных пластов глинистыми плотными породами. На основе анализа получаемых результатов делают вывод о макронеоднородности пласта. При этом продуктивный пласт может: а) расщепляться глинистыми породами на ряд проницаемых пропластков; б) частично замещаться плотными породами в кровельной или подошвенной частях; в) полностью замещаться плотными породами на локальных участках. По положению относительно залежи выделяют неоднородности: а) краевые; б) центральные; в) площадные, расположенные локально по всей залежи.

Для количественной оценки неоднородности рассчитывают коэффициент, характеризующий выдержанность пласта, его расчле-

ненность, литологическую связанность и песчанность. Основой для расчета служат материалы детальной корреляции, литолого-фациальные и зональные карты.

6. Размыты и перерывы в осадконакоплении. В практике разработки нефтяных месторождений большое значение имеют геофизические методы контроля и регулирования этого процесса. Среди них можно отметить следующие: 1) изучение распределения жидкости по стволу скважины; 2) анализ продвижения текущих контуров нефтеносности и обводнения эксплуатационных объектов. При этом используют расходомеры, дебитометры, резистивиметры, плотностнометры, влагомеры, термометры, локаторы муфт и т. п. Таким образом, косвенные геофизические методы позволяют получить весьма обширную информацию о нефтяных и газовых залежах.

Гидродинамические методы исследования скважин

Методы гидродинамического исследования пластов позволяют изучить гораздо большую по сравнению с прямыми и геофизическими исследованиями часть пласта. По данным М. Н. Кочетова, объем исследованной части пласта по лабораторным анализам образцов керна колеблется от 0,00004 до 0,00016%, по геофизическим данным — от 0,022 до 0,088%, по гидродинамическим — от 35,3 до 100%.

Среди гидродинамических методов исследования скважин выделяются методы установившихся и неуставившихся отборов, гидропрослушивания и самопрослушивания скважин.

Метод установившихся отборов заключается в следующем. На каждом режиме эксплуатации скважины необходимо довести до постоянных величин забойное давление $p_{заб}$ и дебит нефти Q . Для каждого режима рассчитывают депрессию $\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$. Затем в координатах Δp и Q строят индикаторную кривую, по прямолинейному участку которой рассчитывают коэффициенты продуктивности и проницаемости.

Далее определяют фильтрационные характеристики ближайшей к скважине зоны пласта: проницаемость $k_{пр}$, гидропроводность Kh/μ , проводимость $k_{пр}h$, подвижность $k_{пр}/\mu$ — на основе формулы Дюпюи для установившегося радиального притока однородной жидкости:

$$k_{пр} = K\mu \left(\ln \frac{R}{r} + C \right) / (2\pi h),$$

где $k_{пр}$ — проницаемость коллектора, м²; K — коэффициент продуктивности, т/(сут · 0,1 МПа); μ — вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с; R — радиус дренирования скважины, см; r — приведенный радиус скважины, см; C — коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия; h — эффективная мощность пласта, см.

Коэффициент продуктивности скважин — важный геологопромысловый параметр, количественно характеризующий условия фильтрации жидкости в той или иной скважине. В последние

годы его учитывают при расчетах добычи нефти в процессе проектирования разработки нефтяных месторождений.

Другая группа методов исследования скважин, основанная на теории неустановившейся фильтрации жидкости в залежи, позволяет определять параметры пласта без предварительного учета радиуса скважины, радиуса дренирования скважины и коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Эти методы предусматривают построение кривых восстановления давления, которые обрабатывают по методикам, предложенным различными исследователями. Обработка кривых восстановления (падения) давления позволяет определить проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, подвижность, проводимость удаленных зон пласта.

При гидропрослушивании выбирают две скважины — возмущающую и реагирующую. В реагирующую скважину спускают глубинный дифференциальный манометр ДГМ-4, с помощью которого улавливается импульс давления от возмущающей скважины. В результате фиксации повышенного импульса давления строят экспериментальную кривую, которую накладывают на теоретическую кривую и совмещают почти до полного совпадения обеих кривых. Затем с помощью палетки определяют фильтрационные параметры наиболее удаленных участков пласта: проницаемость, гидропроводность, проводимость, подвижность, пьезопроводность. Отсутствие импульса в реагирующей скважине свидетельствует либо о наличии каких-то литологических экранов, либо о замещении продуктивных пластов плотными глинистыми породами. Это позволяет применять метод гидропрослушивания для установления гидродинамической связи: а) между нефтяной и законтурной частями залежи; б) между отдельными участками залежи; в) между отдельными пропластками крупных нефтяных пластов или горизонтов.

Методы изучения разрезов скважин с помощью дебитомеров и расходомеров

Определение истинной величины работающей мощности эксплуатационного объекта имеет огромное значение для установления отборов нефти, проектирования систем поддержания пластового давления, т. е. для прогнозирования методов регулирования процесса разработки в пределах каждого объекта разработки. Это весьма важно и для определения послышной неоднородности пластов. Кроме того, комплексная обработка дебитограмм и расходограмм позволяет найти величину коэффициента охвата при закачке воды в пласт с целью поддержания пластового давления. В то же время следует помнить, что величина работающей мощности с ростом депрессии будет увеличиваться.

Для решения этой задачи привлекаются два типа дебитомеров: термоэлектрические СТД-2; гидродинамические РГД-1, РГД-2М. При интерпретации результатов исследований СТД-2 четко выделяются работающие интервалы пласта мощностью до

0,4 м, но нельзя оценить характер распределения дебита по отдающим пропласткам. Небольшие по мощности участки пласта с высокими дебитами нефти могут быть вообще не зафиксированы.

Приборы типа РГД-1, наоборот, позволяют получить количественную характеристику профиля притока из пластов, но с менее четкой их фиксацией на диаграмме. Кроме того, они помогают выявить небольшие по мощности участки пласта с высокими дебитами нефти. Например, на одном из месторождений Западной Сибири были перфорированы пласты АВ₂, АВ₃, АВ₄₋₅. Как показали исследования дебитомерами, из перфорированного интервала пластов, достигающего 40 м, работает только 10,8 м (верхняя часть пласта АВ₄₋₅). На другом месторождении при совместной перфорации пластов БС₁+БС₂₋₃+БС₁₀ нижний пласт вообще не работает. Аналогичная картина наблюдается на месторождении, где совместно эксплуатируются пласты БС₅+БС₆+БС₈; однако работает лишь пласт БС₆. На одном из месторождений работающая мощность пластов колеблется от 10 до 53%, составляя в среднем всего 29%.

Определение профиля притока в нагнетательных скважинах имеет большое значение для установления истинных интервалов перфорации, оценки послойной неоднородности, прогнозирования выработки запасов из залежи, продвижения фронта закачиваемой воды и проектирования всех систем регулирования разработкой эксплуатационных объектов.

Исследования скважин глубинными расходомерами позволяют определять и сопоставлять величины охвата пластов закачкой при нагнетании воды с аналогичными величинами при изучении профилей оттока по ближайшим добывающим скважинам, а также следить за изменением динамики закачки воды во времени. Например, при исследовании одной из нагнетательных скважин (пласт АВ₂₋₃) расход воды составил 1450 м³/сут. Интервалы перфорации 1804—1841, 1849—1854 м. По данным РГД-1, уход воды зафиксирован лишь в интервалах 1836—1837; 1837,8—1838,6; 1840,2—1841 м. Коэффициент охвата пласта заводнением составляет всего 0,049.

Таким образом, изучение профилей отдачи и притока на нефтяных месторождениях позволяет делать выводы о возможности изучения неоднородности нефтяных залежей, оценивать рабочие мощности пластов, а также решать отдельные вопросы контроля и регулирования разработки.

Геохимические методы изучения разрезов скважин

Следует выделить три основных метода: 1) газовый каротаж; 2) люминесцентно-битуминологический анализ проб; 3) гидрохимический анализ подземных вод. Два первых метода служат для решения отдельных вопросов оценки нефтегазоносности недр в процессе поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

Гидрохимический анализ подземных вод заключается в следующем. Пробы воды из каждого водоносного пласта и водоносной части продуктивного пласта направляют в химическую лабораторию, где устанавливают следующие характеристики:

- 1) ионно-солевой состав каждой пробы воды;
- 2) содержание микрокомпонентов в пробах воды (иод, бор, бром, аммоний);
- 3) виды и количество водорастворенных органических веществ;

4) реакция среды, т. е. щелочно-кислотные свойства воды, характеризуемые концентрацией водородных ионов pH , а также окислительно-восстановительный потенциал Eh .

С целью геологической интерпретации результатов анализа строят типовые гидрогеологические разрезы, где отражают ионно-солевой и газовый составы вод различных горизонтов. Как отмечают А. А. Карцев, В. П. Шугрин, эти материалы можно использовать при сопоставлении пластов нефтяных и газовых месторождений. В других случаях эти данные позволяют зафиксировать разрывные нарушения по резкому изменению ионно-солевого состава вод.

В процессе разработки нефтяных залежей в значительной степени изменяются гидрохимические параметры. Это связано с продвижением к забоям новых порций воды иного физико-химического состава. Нередко вследствие нарушения цементного кольца или по тектоническим трещинам наблюдается обводнение продуктивного пласта за счет поступления пластовой воды из другого водоносного горизонта, имеющей иной гидрохимический состав. По анализам проб воды выясняют пути ее поступления и принадлежность к тому или иному горизонту (верхние, нижние, промежуточные воды, воды тектонических трещин и др.).

В процессе поддержания пластового давления в нефтяную залежь закачивают пресные, морские, а также пластовые воды из выше- или нижележащего горизонта. В этом случае состав пластовой воды нефтяной залежи изменится в результате физико-химических процессов, зависящих от содержания кислорода и различных соединений серы. В условиях пласта резко усиливаются окислительно-восстановительные процессы, что приводит к значительному увеличению содержания в пластовой воде сульфатов, сероводорода, углекислоты. В целом это позволяет определить положение фронта закачиваемой воды и языков обводнения.

Большое значение при выборе источника водоснабжения для поддержания пластового давления имеет решение вопроса о пригодности и эффективности использования вод различных составов. Практика закачки вод показала, что содержание в них большого количества железа, коллоидов, взвесей, плохо растворимых гидрокарбонатов и сульфатов кальция нередко приводит к выпадению этих веществ в осадок, к закупорке пор. Например, закачка поверхностных вод, содержащих большое количество кислорода, сульфатов кальция и магния, в пласты с щелочной водой неред-

ко приводит к выпадению в осадок серы и карбонатов кальция. Закачка щелочных вод в песчано-глинистые пласты приводит к разбуханию глинистых минералов и понижению коллекторских свойств. Кроме того, при оценке методов заводнения большое значение имеет вопрос о степени поверхностной активности нефти. С этих позиций выбор поверхностно-активных веществ при закачке воды в залежи с различными нефтями имеет большое практическое значение.

Метод изучения разрезов скважин по буримости пород

Этот метод называют еще механическим каротажем, так как он основан на зависимости срабатываемости долот от времени, затраченного на проходку 1 м ствола скважины. Сравнительный анализ этих материалов позволяет выделить в разрезе пласты различной плотности и твердости. Этот метод обычно используют при установлении литологического состава пород в процессе разведочных работ и очень редко учитывают в нефтепромысловой практике.

В то же время в процессе подсчета запасов нефти и газа и особенно в процессе проектирования и анализа состояния разработки необходимо иметь информацию о плотных пластах и пропластках, закономерностях их распространения, чтобы судить о выработке запасов, гидродинамической связи отдельных интервалов разреза между собой, продвижении фронта закачиваемой воды и т. п. Ответ на эти вопросы позволит дать рассматриваемый метод в комплексе с другими методами изучения нефтяных и газовых залежей.

Термометрические методы

Эти методы еще недостаточно используют на нефтяных промыслах с целью получения информации о геологопромысловых и фильтрационных характеристиках залежей продуктивных пластов. Термометрические методы можно разделить на пять групп: 1) замер пластовой температуры; 2) термодинамические методы исследования пластов и скважин; 3) термографические исследования скважин; 4) изучение тепловых полей нефтяных залежей при закачке в них холодной воды; 5) термометрический контроль при тепловом воздействии на пласт.

1. Замеры пластовой температуры необходимы для определения условий формирования залежей нефти и газа, для изучения теплового поля земли (определение геотермической ступени и геотермического градиента), для установления технических условий при геофизических и тампонажных работах в скважине. Кроме того, эти исследования проводят для изучения свойств флюидов (нефти, газа, конденсата и воды) в пластовых условиях при подсчете запасов, проектировании и анализе состояния разработки, установлении режима залежи, динамики движения подземных вод. Изучение распределения температуры по стволу скважины с помощью электротермометра позволяет выявить аномальные участки, свидетельствующие о наличии тектонических нарушений как

в пределах структуры, так и в пределах нефтяной или газовой залежи. Эти данные учитывают в процессе разработки залежей. Большое значение они имеют в связи с поисками нефти и газа на больших глубинах.

2. Термодинамические методы исследования скважин и пластов эффективны при изучении гидродинамического состояния разрабатываемых залежей нефти и газа. Кривую изменения температуры на забое, замеренной при работе скважины с постоянным отбором, можно преобразовать в кривую депрессии вокруг скважины. Это позволит зафиксировать такие фильтрационные параметры, как гидропроводность, проводимость, подвижность, проницаемость. Путем исследования теплопередачи в продуктивных пластах можно изучать значительную часть залежей с точки зрения термо- и гидродинамической их оценки и получать важнейшую геологопромысловую информацию о наиболее активных, пассивных и застойных участках залежи. Построение соответствующих карт или схем позволяет более дифференцированно подходить к проектированию или анализу состояния разработки нефтяных и газовых залежей, оценивать степень выработки запасов и конечный коэффициент нефте(газо)отдачи.

3. Термографические исследования скважин. При исследовании действующих скважин на термограммах выделяются четкие аномалии, вызванные дроссельным и калориметрическим эффектами. Интерпретация диаграмм дает возможность установить динамическую и эффективную мощности пластов, их продуктивность, перетоки жидкости из одного пласта в другой. В нагнетательных скважинах определяют интервалы водопоглощения, приемистость. Кроме того, изучают техническое состояние скважин, нарушения герметичности эксплуатационных колонн.

4. Изучение тепловых полей нефтяных залежей при закачке в них холодной воды при внутриконтурном заводнении. Нефтяной пласт охлаждается локально. Радиус зоны охлаждения при закачке воды в течение 4—5 лет достигает 200—250 м. Дальнейшая закачка воды и охлаждение пласта приводят к увеличению вязкости нефти, выпадению парафина в условиях пласта, значительному снижению продуктивности скважин.

5. Термометрический контроль при тепловом воздействии на пласт. Методы теплового воздействия на продуктивные пласты следующие: а) закачка пара; б) электрический прогрев призабойной зоны; в) создание движущегося очага горения; г) термокислотное импульсирование на забое и внутри пласта; д) закачка горячей воды. Термометрический контроль заключается в установлении закономерности продвижения тепловых потоков как в призабойной зоне, так и в пределах всего пласта, изменения физико-химических свойств нефти и продуктивности скважин.

Методы получения информации по данным эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин

В процессе анализа данных добывающих скважин по соотношению дебитов нефти можно сделать вывод о характере коллек-

тора, закономерностях изменения коллекторских свойств по площади залежи, наличии трещиноватости, ориентировке трещин в пределах площади залежи. По изменению процента песка судят о характере коллектора, степени его цементированности. На основании отбора проб нефти на устье каждой добывающей скважины определяют процент воды и делают выводы о характере продвижения контуров нефтеносности, наличии языков обводнения.

Фиксация и анализ изменения пластовых давлений по площади и разрезу нефтяных залежей во времени позволяют оценить характер коллектора и коллекторских свойств, сделать выводы относительно развития того или иного режима в залежи. По изменению пластовых давлений в каждой добывающей и нагнетательной скважине строят карты изобар, по которым рассчитывают средние взвешенные по площади и объему залежи пластовые давления в пределах внешних контуров нефтеносности или в пределах зоны отбора. Анализ карт изобар позволяет проводить контроль и регулирование разработки, принимать меры по увеличению или уменьшению объема закачиваемой в пласт воды, принимать определенные решения по улучшению состояния разработки каждого эксплуатационного объекта.

По результатам замера пластовых давлений в добывающих и нагнетательных скважинах строят также карты разницы пластовых давлений (определяют разницу в значениях пластового давления в одной и той же скважине на текущую и предыдущую даты исследований). По этим картам можно оценить эффективность закачки воды в пласт, установить наличие экранов, зон замещения пласта плотными непроницаемыми породами, решить вопрос о переносе закачки воды в другие скважины или в другую часть залежи. Например, построение такой карты по тульско-бобриковской залежи на Ярино-Каменноложском месторождении позволило установить наличие экранов на западном крыле залежи, ликвидировать здесь закачку воды в законтурные нагнетательные скважины и полностью перенести ее на восточное крыло залежи.

Геологопромысловые методы

На основе детального анализа всех методов получения геологопромысловой информации о залежах продуктивных пластов дается комплексное геологопромысловое представление о строении залежи, распределении общих, эффективных и нефтенасыщенных мощностей, границах залежи, уточняются коллекторские свойства, оцениваются неоднородность, фильтрационные параметры пласта, физико-химические свойства флюидов, устанавливаются дебиты нефти, газа, воды, начальное пластовое давление, динамика его изменения во времени, газовые факторы, продуктивность скважин, приемистость нагнетательных скважин, режим залежи, метод поддержания пластового давления.

Геологопромысловые особенности нефтяных залежей изучают с помощью построения корреляционных схем, геологических раз-

резов, карт, схем, характеризующих строение продуктивных пластов. На базе комплексной оценки геологопромысловых особенностей залежей продуктивных пластов рассчитывают кондиции и устанавливают конечную нефтеотдачу при данной системе разработки.

§ 2. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД И ПЕРВИЧНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Перед забуриванием каждой скважины на буровой проводится пусковая конференция, на которой представители технической и геологической службы знакомят буровую бригаду с геолого-техническими условиями бурения скважины. Представители отдела труда и зарплаты знакомят с условиями оплаты труда, со сроком бурения скважины, с механической и коммерческой скоростями проводки скважины и условиями оплаты труда при ее ускорении.

Перед началом пусковой конференции геологический и технический отделы составляют геолого-технический наряд на бурение скважины (табл. 1), который утверждают главный инженер и главный геолог УБР и НГДУ. В титульной части проекта указывают: категорию скважины (опорная, параметрическая, поисковая, разведочная, эксплуатационная); задачи бурения (установление геологического строения и нефтегазонасности новых территорий, оконтуривание какой-либо залежи и т. п.); проектную глубину скважины.

Геолого-технический наряд состоит из геологической и технической частей (табл. 1).

Буровая бригада и геологическая служба должны строго соблюдать выполнение всех намеченных геолого-техническим нарядом мероприятий и указаний.

Бурение каждой скважины дает обширную геологическую и геологопромысловую информацию о строении недр, нефтегазонасности разреза, строении продуктивных пластов. Однако значительная часть отмеченной информации теряется, если буровая бригада и геологическая служба не ведут своевременно первичную геологическую документацию. От ее своевременности, качества, полноты и систематизации во многом зависят результаты интерпретации полученных данных.

При бурении поисково-разведочных скважин основным документом является буровой журнал, в котором обобщается весь материал, поступающий в процессе бурения скважины. На основе бурового журнала составляют геологический журнал, в котором записывают интервалы долблений, из которых поднят керн, приводят его первичное описание, указывают глубины отбора образцов, цель и места отправки их на соответствующий анализ. Большое внимание при этом уделяют описанию и документации образцов, взятых боковыми грунтоносами. Описывают шлам, указывая в процентах наличие той или иной породы. В геологическом журнале фиксируют все интервалы обвалов, провалов инструмента, нарушений циркуляции промывочной жидкости. Осо-

Таблица 1

Геолого-технический наряд на бурение скв. 10 Лукьянозской площади (Усть-бурения — поиски нефти и газа)

Геологическая часть									
Глубина в масштабе, м; мощность пород, м	Стратиграфия	Проектный литологический разрез	Фактический литологический разрез	Предполагаемый угол падения пород	Конструкция скважины, способ испытания герметичности, высота подъема цемента	Интервалы с отбором керна и шлама, м	Интервалы возможных нефтегазопроявлений, обвалов, нарушений циркуляции	Качество глинистого раствора	Глубина замера кризисны, комплекс промысловых геофизических исследований
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

бое внимание уделяют тем интервалам, где установлены нефтегазопроявления. При обильных нефтегазопроявлениях отбирают пробы газа, нефти, воды и в геологический журнал заносят соответствующие их параметры.

При бурении эксплуатационных скважин обычно заводят дело, в котором концентрируют все документы, связанные с проектированием, бурением и испытанием скважин. При передаче скважины в эксплуатацию составляют ее паспорт, в котором указывают даты начала и конца бурения, геологический разрез, мощности пластов, конструкцию, интервалы перфорации, результаты испытаний, а также все аварии и осложнения, возникшие в процессе ее бурения. В процессе эксплуатации скважин в паспорт заносят результаты всех технологических операций, суммарную добычу нефти или газа по скважине, а также все сведения геологического и технического характера.

Обычно в деле скважины концентрируют следующие документы:

- 1) технический проект на бурение скважины;
- 2) акт о переносе с плана на местность точки заложения скважины;
- 3) акт о заложении скважины;
- 4) акт о готовности скважины к бурению;
- 5) геолого-технический наряд;
- 6) акт о начале бурения скважины;
- 7) буровой вахтенный журнал по скважине;
- 8) акты о контрольных замерах бурового инструмента;
- 9) суточный рапорт бурового мастера;
- 10) акт о ликвидации аварии;
- 11) геологический журнал;

Балыкская экспедиция); категория скважины—поисковая; задача

Техническая часть								
Крепость пород по про- екту	Количество долбле- ний, тип и размер до- лот, механическая скорость, м/ч, по пла- ну	Частота зрещения ро- тора, об/мин	Осевая нагрузка на долото, Н	Подача насоса, л/с; предельное давление, МПа	Подъем инструмента			Интервал и скорость проработки скважины перед спуском колон- ны, м/ч
					Оснастка талей	Скорость, м/ч	Количество свечей	
11	12	13	14	15	16	17	18	19

- 12) журнал параметров глинистого раствора;
- 13) план спуска эксплуатационной колонны с расчетом ее це-
ментирования;
- 14) акт о спуске эксплуатационной (технической) колонны;
- 15) акт о цементировании колонны;
- 16) акт об окончании бурения и результатах проверки колон-
ны на герметичность;
- 17) акт об отбивке цементного кольца за колонной;
- 18) акт о замере расстояния от муфты эксплуатационной ко-
лонны до стола ротора;
- 19) акт об опрессовке устья скважины;
- 20) акт на спуск насосно-компрессорных труб;
- 21) акт о результатах опробования пласта;
- 22) акт о консервации скважины;
- 23) паспорт скважины;
- 24) эксплуатационный журнал;
- 25) акт на ликвидацию скважины.

Перечисленные выше первичные документы заполняют обычно бурильщик, буровой мастер или инженер по бурению, поэтому необходимо знать значение каждого документа, его содержание. От этого зависят как результаты бурения, так и интерпретация всех получаемых по скважине геологических материалов.

Глава III

МЕТОДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ МАТЕРИАЛОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

§ 1. МЕТОДЫ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин — один из наиболее ответственных этапов работы геолога. При сопоставлении разрезов скважин прежде всего выделяют опорные (или маркирующие пласты (горизонты)). Опорными (маркирующими) пластами (горизонтами) называют такие, физико-литологическая характеристика которых сохраняется в пределах всего месторождения, нефтегазоносного района или даже региона. В качестве опорных пластов могут быть приняты темные (вплоть до черных) известняки доманикового возраста Волго-Уральской провинции с характерным запахом. В Азербайджане в качестве маркирующего горизонта выделяется вулканический пепел в низах акчагыльского яруса.

По результатам изучения разрезов скважин с помощью электрического и радиоактивного каротажа выделяют геоэлектрические и георадиоактивные реперы — максимумы или минимумы на кривых КС, ГК или НГК, прослеживающиеся в пределах месторождения или региона и соответствующие тем или иным пластам. Например, тутлеймский или абалакский геоэлектрические реперы в Западной Сибири, соответствующие битуминозным глинистым породам.

Корреляция позволяет установить последовательность залегания проходимых скважиной горных пород, выделить разновозрастные пласты, проследить за изменением их мощности, литологического и фациального составов, установить наличие тектонических нарушений. На основании обобщения и интерпретации результатов корреляции составляют геологические разрезы, структурные карты, карты мощностей, карты неоднородности, по которым изучают строение продуктивных пластов.

Корреляцию можно осуществлять по образцам горных пород из обнажений в процессе геологической съемки либо по керну, поднятому из скважин. Однако низкий процент выноса керна и отсутствие сплошного отбора образцов затрудняют корреляцию.

Наиболее эффективна корреляция разрезов скважин по материалам промысловой геофизики, так как в каждой скважине проводят комплекс промыслово-геофизических исследований, и выделенные, например, геоэлектрические реперы можно проследить в разрезах всех пробуренных скважин в пределах разведочной или разрабатываемой площади. В этом случае необходимо учитывать следующее.

1. Предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на каротажных диаграммах, так как его литологический состав и мощность остаются неизменными. Сходство конфигураций сопоставляемых участков каротажа-

ной диаграммы — важный признак тождества сопоставляемых пластов, которые увязываются в разрезах разных скважин.

2. Абсолютные значения изучаемого геофизического параметра могут зависеть не только от свойств пласта, но и от ряда других факторов (например, различные диаметры скважин, качество и свойства глинистого раствора и т. п.). Следовательно, дополнительным признаком тождества пластов в разрезе ряда скважин может служить равенство отношений величин одного и того же параметра, свойственное двум соседним пластам. Например, если отношение значений КС двух соседних пластов сохраняется примерно одинаковым в разных скважинах, то это служит подтверждением правильности прослеживания этих пластов по сходству конфигурации каротажных диаграмм.

3. При корреляции необходимо учитывать сходство изменения комплекса параметров каждого из пластов. Это выражается в сходстве конфигураций ряда каротажных диаграмм, каждая из которых изображает изменение одного геофизического параметра. Наиболее распространен метод электрометрии, когда записываются кривые ПС и КС. К нему добавляется метод радиометрии (записываются кривые ГК и НГК), а также кавернометрии. Особое значение кавернометрия приобретает для мощных толщ глин, так как в этом случае фиксируются различные диаметры скважины, зависящие от литологии глинистых пород, условий их образования.

Кроме того, необходимо учитывать пласты, которые изменяют физические свойства: насыщенность нефтью, газом, литологический состав вследствие фациального замещения и т. п.

При корреляции обычно наблюдают за мощностью пластов: если она постоянна, то это можно считать признаком правильной корреляции. В свою очередь, изменение мощности пластов можно объяснить следующими причинами: а) искривлением скважины, которое зависит от технологических (наклонные скважины), технических и геологических причин и определяется по инклинограммам; б) увеличением углов падения, особенно на крыльях; в) изменением условий накопления осадков (различные скорости опускания дна бассейна, рост структуры одновременно с осадконакоплением; некомпенсированное осадконакопление); г) пересечением скважиной взброса или надвига; д) пересечением лежачей складки; е) пересечением скважиной плоскости сброса; ж) пересечением поверхности несогласия; з) региональным уменьшением мощности каждого слоя и пласта.

Выделяют три вида корреляции: общую, детальную, региональную.

Общая корреляция — сопоставление разрезов скважин, пробуренных в пределах какой-либо площади или месторождения.

Детальная (зональная, по терминологии М. А. Жданова) корреляция — сопоставление между собой части разрезов скважин в пределах продуктивных пластов, горизонтов либо продуктивной нефтегазоносной толщи.

Региональная корреляция — это сопоставление разрезов скважин в пределах нескольких площадей либо в целом регионе.

§ 2. ОБЩАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ

Общая корреляция начинается с выделения и отождествления на каротажных диаграммах опорных горизонтов, которые отчетливо прослеживаются по данным керна и материалам промышленной геофизики в первой разведочной скважине (например, верейский горизонт, тульские и турнейские известняки в Урало-Поволжье; абалакские и тутлеймские глины, кошайская пачка в Западной Сибири).

После предварительной корреляции по опорным горизонтам приступают к послышной корреляции. Причем сопоставление, увязку выделенных геоэлектрических реперов производят от нижнего репера к верхнему. Основной задачей сравнения при этом является выделение тех же слоев, пачек, пластов и горизонтов, что и в первой скважине. Причем слои, пачки, пласты и горизонты прослеживают по сходству конфигураций каротажных диаграмм, соответствующих одноименным пластам.

Границы пластов и пачек проводят аналогично их выделению в первой скважине, при этом каротажные диаграммы передвигают параллельно друг другу вдоль оси глубин. В процессе сопоставления возникают случаи, когда корреляция нарушается: т. е. либо изменяется мощность отдельных пластов, либо из разреза какой-то скважины выпадает часть пачек или слоев. В этом случае каротажные диаграммы совмещают по кровле или подошве вышележащего геоэлектрического репера и начинают от него прослеживать пласты сверху вниз до того места, где установлено нарушение корреляции. Тогда же выявляют и причину такого нарушения корреляции.

После увязки между собой диаграмм стандартного каротажа переходят к сопоставлению данных по литологии пород и их возрасту, полученных в результате комплексных исследований керна и шлама. Затем выделяют в разрезе исследуемой скважины стратиграфические подразделения по аналогии с таковыми для первой разведочной скважины, которые закрепляют затем на геоэлектрических разрезах коррелируемых скважин.

§ 3. ДЕТАЛЬНАЯ (ЗОНАЛЬНАЯ) КОРРЕЛЯЦИЯ

Детальную корреляцию начинают с выделения опорных горизонтов (геоэлектрических реперов), залегающих выше или ниже изучаемого пласта. Корреляцию проводят либо по кровле пласта (если выше намечается нормальное залегание пластов), либо по подошве (если кровля пласта размыта), либо по маркирующему прослою внутри пласта (если кровля и подошва размыты). В том случае, если кровля и подошва размыты и отсутствуют маркирующие прослои, используют так называемые местные (групповые)

реперы, которые прослеживаются в пределах лишь отдельных групп скважин.

После предварительной корреляции по геоэлектрическим реперам также осуществляют послойную корреляцию продуктивных пластов. Основной задачей при этом является прослеживание характера распространения продуктивных прослоев и разделяющих их непроницаемых пропластков, а также фациальной изменчивости по разрезу и площади в пределах продуктивного пласта или горизонта.

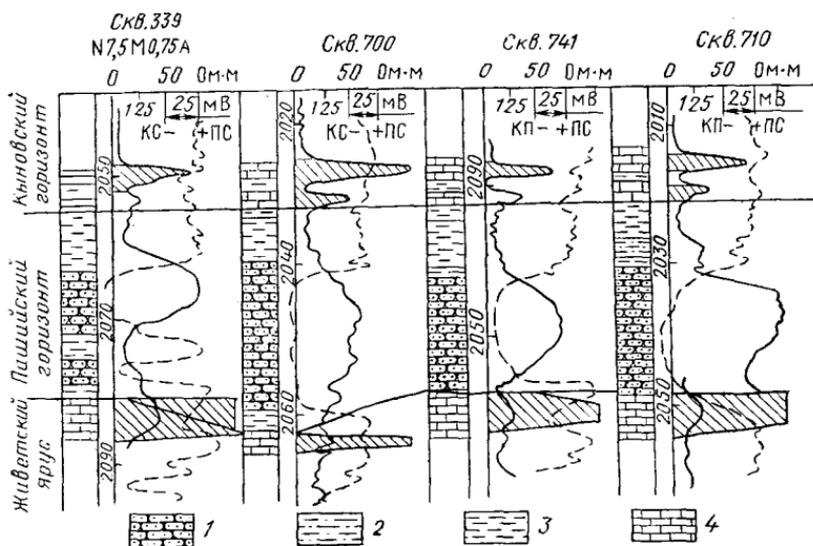


Рис. 1. Детальная (зональная) корреляция геолого-геофизических разрезов нижнефранских отложений Шкаповской площади (по В. А. Долицкому):

1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — аргиллиты; 4 — известняки

В процессе детальной (зональной) корреляции выделяют зональные интервалы (термин предложен М. А. Ждановым), т. е. части разреза пласта, которые по своим литолого-физическим свойствам и положению отличаются от других интервалов и прослеживаются на большей части площади. Выделение и прослеживание зональных интервалов имеет большое практическое значение для изучения геологопромысловых особенностей и геологического строения продуктивного пласта. Особое значение зональная корреляция приобретает для изучения и расчленения продуктивных пластов при значительной их фациальной изменчивости (рис. 1) в процессе подсчета запасов, проектирования и анализа состояния их разработки.

По результатам детальной корреляции строят зональную карту (карта распространения коллекторов). По определению М. А. Жданова, зональной следует называть карту границ развития зональных интервалов и участков их слияния с выше- и ниже-

жележащими интервалами. Методика составления этих карт следующая. Вначале строят карты распространения каждого выделенного проницаемого прослоя. Затем последовательно эти карты накладывают друг на друга, в результате чего получают зональную карту в целом для всего продуктивного пласта или горизонта. На этой карте условными знаками показывают участки: а) развития отдельных проницаемых прослоев; б) слияния последовательно прослоев — первого и второго, второго и третьего и т. д.; в) слияния всех проницаемых пропластков; г) фациального замещения отдельных проницаемых прослоев глинистыми плотными породами (рис. 2).

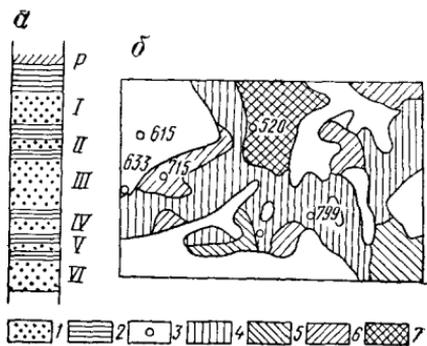


Рис. 2. Схема построения зональной карты (по М. А. Жданову):

а — схема выделения зональных интервалов; б — зональная карта песчаного интервала II.

1 — песок; 2 — глина; 3 — скважины; 4 — площадь распространения зонального интервала II; площади слияния интервалов: 5 — II и III, 6 — II и I, 7 — I, II и III

Зональные карты позволяют детально изучить литолого-физические свойства и фациальные особенности продуктивного пласта, т. е. установить его неоднородность по площади и разрезу. Большое внимание при этом уделяется выявлению тупиковых и застойных зон, участков слияния отдельных пропластков, которые следует учитывать при разработке мероприятий по воздействию на пласт, размещении добывающих и нагнетательных скважин.

В процессе проектирования и анализа состояния разработки с помощью зональных карт определяют метод воздействия на пласт (законтурное, приконтурное, внутриконтурное, очаговое заводнение и др.), размещение резервных добывающих скважин, возможные направления образования языков обводнения, характер продвижения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности.

§ 4. СОСТАВЛЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СХЕМ

После увязки разрезов по группе скважин результаты фиксируют в виде таблиц (табл. 2).

Однако на нефтяных и газовых месторождениях, где выделено большое число пачек, слоев и где имеется большое количество скважин, составление таких таблиц для месторождения в целом нецелесообразно. Тогда эти таблицы можно рекомендовать только для основных стратиграфических подразделений (например, яснополянские отложения в Урало-Поволжье, нижнемеловые отложения в Западной Сибири).

Таблица 2

Характеристика аптских отложений площади Корсак (Казахская ССР)

Номер скважины	Мощность пачек, м				Суммарная мощность, м	Глубина залегания кровли аптских отложений, м
	б ₃	б ₂	б ₁	а		
1	9	12	29	11	61	632
2	20	13	27	12	72	613
3	9	13	27	12	61	625
4	8	13	27	12	60	624
5	17	13	28	12	70	620
6	9	12	29	11	61	620
7	15	13	28	12	68	613

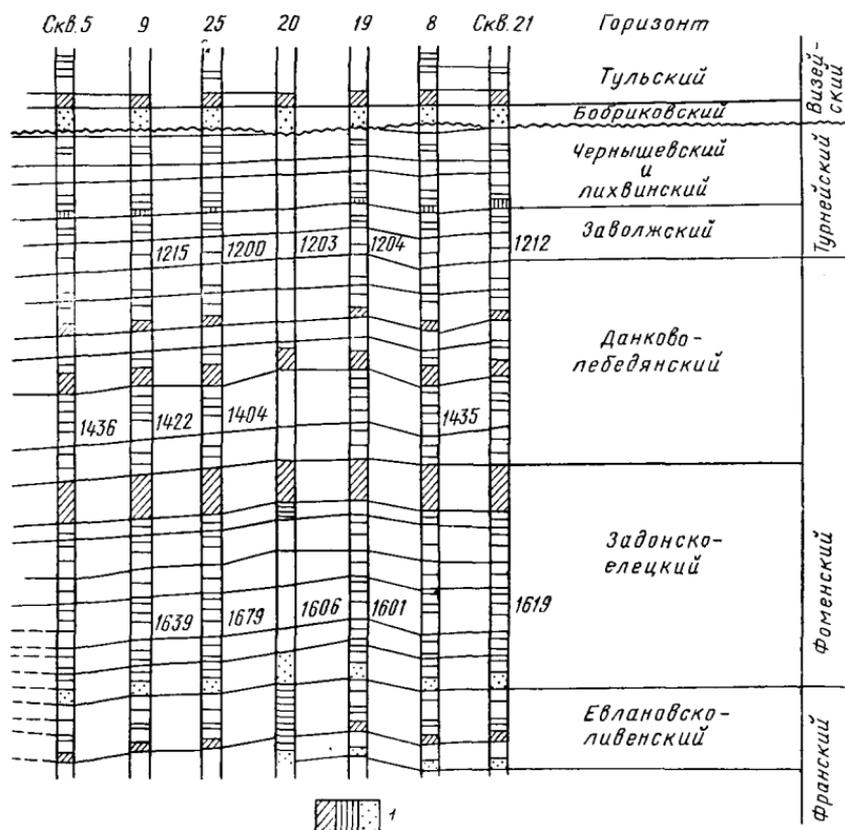


Рис. 3. Корреляционная схема разрезов фаменских и турнейских отложений Зимовской площади Волгоградской области (по В. А. Долицкому):

1 — опорные геоэлектрические реперы

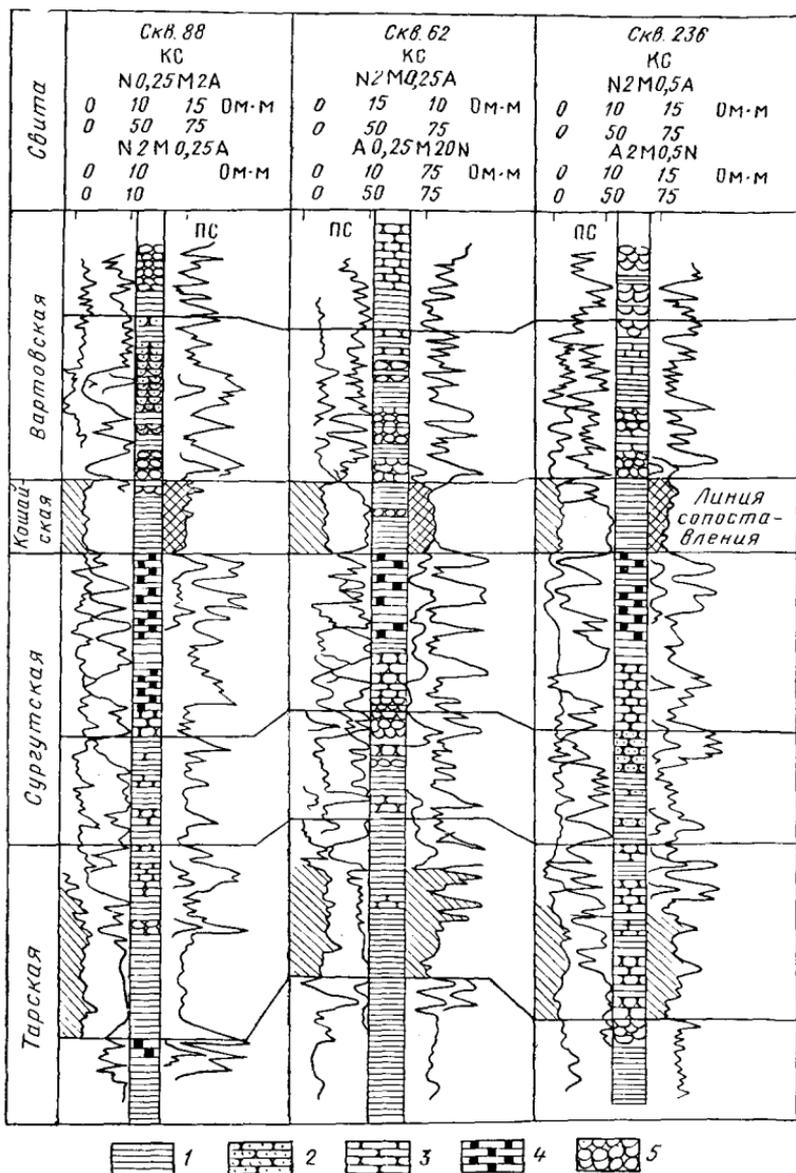


Рис. 4. Схема сопоставления геолого-геофизических разрезов скважин нижнемеловых отложений Усть-Балыкского месторождения:

1 — аргиллиты; 2 — алеволиты; песчаники: 3 — водонасыщенные, 4 — нефтенасыщенные; 5 — конгломераты

Гораздо нагляднее результаты корреляции видны на корреляционных схемах. Корреляционной схемой называется чертеж, предназначенный для отображения стратиграфических соотношений в разрезах скважин. Здесь фиксируются глубины залегания и мощности стратиграфических подразделений во всех пробурен-

ных скважинах. Обычно корреляционные схемы строят в вертикальном масштабе 1:2000; 1:1000; 1:500; 1:200. Такие схемы строят либо в соответствии с размещением скважин по структуре, либо по порядку их номеров; либо сводовые скважины размещают в центре схем, а крыльевые — по краям.

Одним из основных элементов корреляционных схем является линия сопоставления, которую проводят для более наглядного показа изменения мощности коррелируемых отложений. Линией сопоставления могут служить кровля или подошва пласта, которые можно принять за горизонтальную поверхность. При этом должна быть постоянной мощность как самого пласта, так и слоев, перекрывающих его. Нельзя в качестве такой линии принимать поверхность несогласия, лучше брать пласт, залегающий ниже или выше этой поверхности. Линию сопоставления проводят жирной чертой, разрезы всех скважин выравнивают по ней, изменения мощностей нижележащих пород становятся хорошо заметными. Границы разновозрастных слоев соединяют прямыми линиями, границы перерывов — волнистыми.

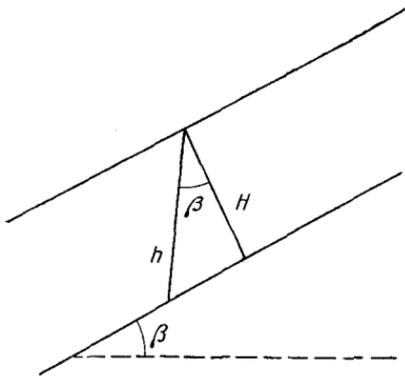
Поскольку на корреляционных схемах отображают стратиграфические соотношения, литологический состав пластов можно не показывать. В. А. Долицкий предлагал для более удобного чтения таких чертежей, построенных для сопоставления разрезов скважин в пределах одной площади, дать литологический состав разреза по одной из скважин (рис. 3). Кроме того, желательно показать литологический состав основных пластов.

Если корреляционную схему строят по результатам сопоставления большого числа скважин, можно каждую скважину изображать не колонкой, а лишь одной линией. В пределах чертежа проводят границы всех пластов, а затем штриховкой или окраской выделяют наиболее характерные из них. Однако наиболее объективную информацию о результатах корреляции разрезов скважин дают схемы, на которых приведены геолого-геофизические разрезы (рис. 4). По таким схемам можно получить представление о расчлененности пластов, об их выдержанности в пределах площади.

§ 5. СОСТАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНОГО, ТИПОВОГО, СВОДНОГО И СРЕДНЕГО НОРМАЛЬНОГО РАЗРЕЗОВ

В результате корреляции составляют нормальный и типовой разрезы месторождения. При составлении нормального разреза учитывают истинную, а при составлении типового — вертикальную мощность пород. Нормальный и типовой разрезы отображают средний разрез месторождения, присущий большинству скважин. При нормальном тектоническом строении составляют обычно один разрез, при блоковой тектонике — несколько.

Обычно строят разрезы: а) грунтовый (по образцам горных пород); б) геофизический (по комплексу электро- и радиоактивного каротажа); в) совместный геолого-геофизический нормальный или типовой разрез. При проведении разведочных работ со-



ставляют нормальный разрез месторождения, при разбуривании площади добывающими и нагнетательными скважинами — типовой. При необходимости можно всегда пересчитать вертикальную мощность в истинную и наоборот (рис. 5):

$$H = h \cos \beta,$$

где H — истинная мощность пласта, м; h — вертикальная мощность пласта, м; β — угол падения пласта.

Рис. 5. Схема определения истинной и вертикальной мощностей пласта

Для составления нормального или типового разреза следует очень детально проанализировать разрезы всех пробуренных скважин, выделить маркирующие горизонты, затем основные пласты, провести их корреляцию и на этой основе составить затем средний типовой разрез месторождения (рис. 6).

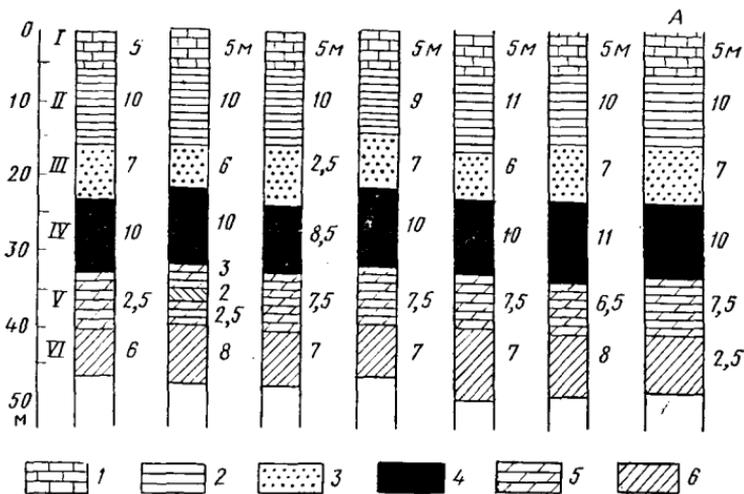


Рис. 6. Схема построения нормального (типового) разреза (А) продуктивной толщи:

1 — известняки; 2 — аргиллиты; 3 — песчаники; 4 — нефть; 5 — доломиты; 6 — мергели

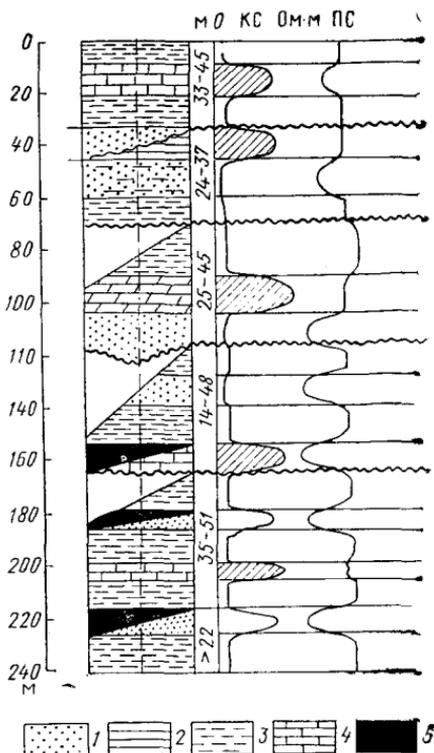
Кроме нормального (типового) разреза месторождения, строят еще средний нормальный геолого-геофизический разрез. Он удобен для составления проектных разрезов новых скважин, для некоторых межрайонных обобщений, а также для тех случаев, когда установлены значительные изменения мощностей пород. Мощность всех пластов при построении этого разреза указывают

Рис. 7. Схема построения среднего нормального геолого-геофизического разреза месторождения (по В. А. Долицкому):

1 — пески; 2 — аргиллиты; 3 — глины; 4 — известняки; 5 — нефть

в колонке от минимальной до максимальной (рис. 7). Минимальные значения мощности откладывают от горизонтальной линии, изображающей подошву пласта, по левому краю колонки, а максимальные — по правому. Верхние точки максимальной и минимальной мощностей соединяют наклонной линией.

С правой стороны колонки дают геофизическую характеристику всех отложений, с левой — указывают участки разреза, охарактеризованные керном или боковым грунтоносом, точками — наличие образцов с остатками флоры или фауны. Такое обобщение материалов бурения позволяет обоснованней отбирать образцы горных пород в тех интервалах разреза, где отсутствует керновый материал. При построении среднего нормального разреза посредине колонки проводят вертикальную линию для определения средней мощности пород в пределах месторождения.



§ 6. РЕГИОНАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ

Как уже отмечалось выше, региональная корреляция — это сопоставление между собой разрезов разновозрастных отложений, вскрытых скважинами на соседних разведочных площадях или месторождениях. Сопоставляют нормальные, типовые или сводные разрезы, а также разрезы скважин, пробуренных на различных площадях, которые можно принять в качестве типовых. При небольших изменениях мощности и литолого-фациального состава пород для корреляции используют нормальные разрезы. При значительных изменениях мощности корреляцию осуществляют по разрезам скважин, вскрывших максимальную мощность пород.

В результате региональной корреляции выделяют типы разрезов, различающиеся мощностями, фациальными характеристиками. Например, в условиях Западной Сибири можно выделить шаньинский, сургутский, нижневартовский и другие типы разрезов, в пределах Урало-Поволжья — туймазинский, шкаповский, югомашевский, чекмагушевский и др. для девонских отложений, ар-

ланский, манчаровский, туймазинский, пермский и др. для нижнекаменноугольных.

В платформенных областях, где многие горизонты весьма выдержаны на значительных расстояниях, проводится корреляция одинаковых по фациям разрезов. Здесь выделяют маркирующие горизонты, региональные несогласия и зоны выклинивания ниже поверхности несогласия; количественно оценивают мощность отложений, уничтоженных во время перерывов в осадконакоплении, фиксируют литолого-фациальные изменения отдельных горизонтов; выделяют продуктивные горизонты и устанавливают их региональную литолого-фациальную изменчивость. Примером такой корреляции может быть сопоставление разрезов скважин в пределах Локосовского, Северо-Прокурского, Ватинского, Мегонского, Самотлорского месторождений (Нижевартовский свод), где довольно уверенно выделяются основные стратиграфические свиты и горизонты, а также все продуктивные пласты.

Корреляцию разнофациальных толщ проводят для месторождений аккумуляционно-топографических впадин, образующихся за счет прогибания дна бассейна, не компенсированного осадконакоплением. М. М. Грачевский аккумуляционно-топографическими называет впадины, образовавшиеся вследствие неравномерного и недостаточного накопления осадков. В таких впадинах выделяются три зоны: 1) мелководный шельф; 2) подводный склон впадины; 3) дно впадины. Для каждой из этих зон характерно закономерное распространение фациальных комплексов. На дне впадины мощность карбонатных и терригенных пачек значительно меньше, чем на склоне и шельфе, отложения становятся тонкослоистыми и образуют параллельно напластованные толщи. В заключительной стадии развития аккумуляционно-топографической впадины ее внутренняя часть быстро заполняется мощной серией терригенных или галогенных пород.

Пример аккумуляционно-топографических впадин — Камско-Кинельская система прогибов, к бортам которой приурочены многочисленные нефтяные и нефтегазовые месторождения (Ярино-Каменноложское, Полазненское, Лобановское и др.). Камско-Кинельская система прогибов зародилась в позднедевонское время (франкий и фаменский века), на бортах ее накопились мощные толщи светлых известняков, характерных для рифовых сооружений, которые на склонах и дне быстро замещаются маломощными черными известняками доманикового облика. К концу заволжского времени на дне моря образовалась мощная впадина с уклоном 4—6°. Заполнение впадины осадками завершилось лишь в малиновское время, а тульская трансгрессия началась уже на выровненном дне бассейна.

§ 7. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ

В результате корреляции резервов разведочных и эксплуатационных скважин строят геологические профили либо для месторождения в целом, либо для отдельных продуктивных пластов.

Геологическим профилем называется графическое изображение строения недр в вертикальной плоскости.

Геологический профиль дает наглядное представление о строении месторождения (пласта), облегчает проектирование разведочных и эксплуатационных скважин, помогает строить структурные карты различных геологических структур (особенно осложненных разрывными нарушениями), показывает изменение литолого-фациального состава пород, позволяет уточнить положение залежей нефти и газа в разрезе.

Геологические профили вычерчивают вкрест простирания или по простиранию, ориентируя по сторонам света (слева — юг или запад, справа — север или восток). Масштаб геологического профиля выбирают обычно в зависимости от масштаба структур-

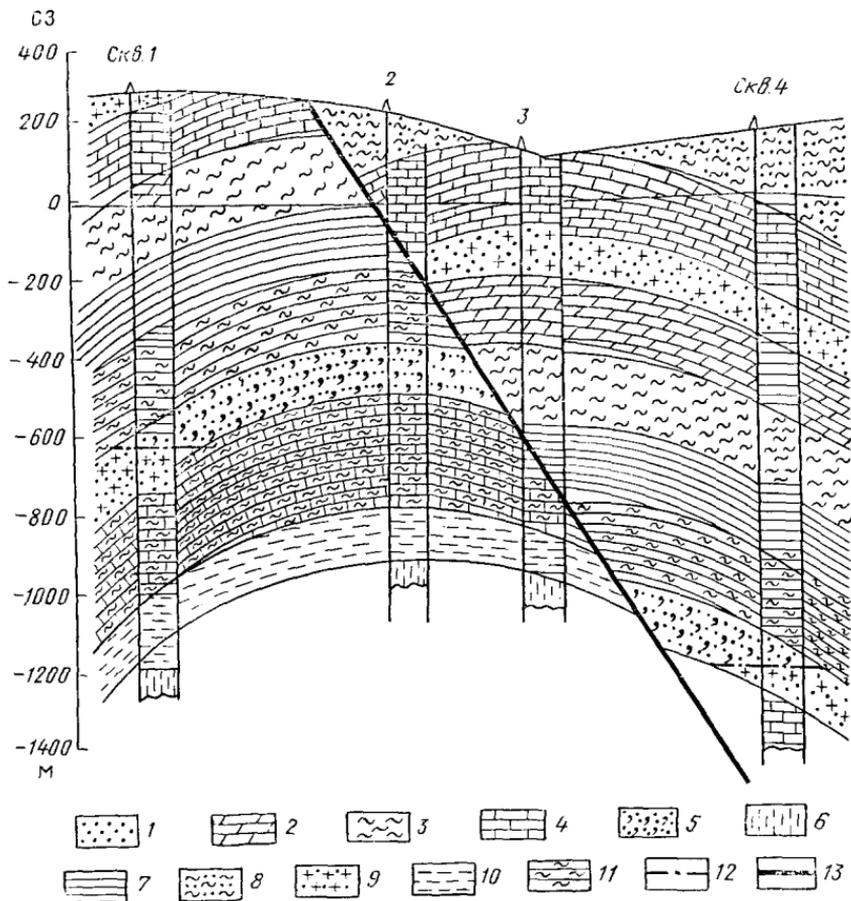


Рис. 8. Схема построения геологического профиля месторождения (по М. А. Жданову):

1 — пески; 2 — доломиты; 3 — глины; 4 — известняки; 5 — песчаники нефтенасыщенные; 6 — метаморфические породы; 7 — аргиллиты; 8 — глинистые песчаники; 9 — песчаники водонасыщенные; 10 — породы коры выветривания; 11 — алевролиты; 12 — ВНК; 13 — сброс

ной карты. Для более наглядного отображения особенностей строения залежей масштаб профиля может быть более крупным.

Порядок построения геологических профилей следующий: 1) проводят линию уровня моря и слева вычерчивают вертикальный масштаб; 2) на линии уровня моря точками показывают положение скважин согласно выбранному масштабу; 3) через указанные точки проводят линии стволов скважин и откладывают на них альтитуды устьев скважин или стола ротора, соединяют альтитуды, что дает схематическое представление о рельефе

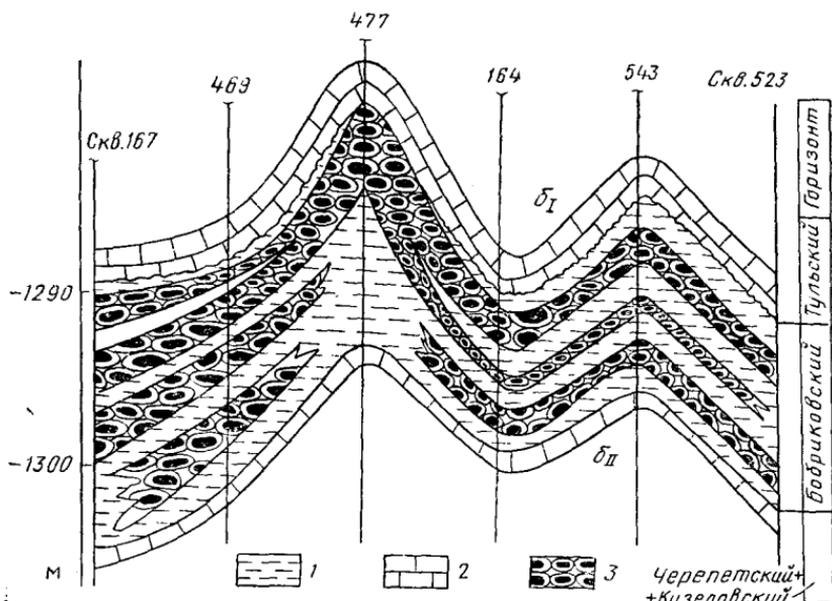


Рис. 9. Пример построения детального геологического профиля бобринковских отложений (визе, нижнекаменноугольная система) Новобавлинской площади (по М. Г. Ованесову):

1 — аргиллиты; 2 — известняки; 3 — песчаники нефтенасыщенные

дневной поверхности на участке составляемого разреза; 4) проводят вертикальные линии, параллельные линиям стволов скважин, и вычерчивают литологические колонки; 5) проводят границы между пластами и окончательно вычерчивают геологический профиль.

Пример построения геологического профиля приведен на рис. 8. При построении геологических профилей большое внимание уделяется анализу геологических причин изменения мощности отложений, аномальности залегания пластов. Эти факты могут быть объяснены наличием не только сбросов, взбросов, надвигов, но и поверхностей несогласий (рис. 9).

При построении геологического профиля необходимо учитывать возможность его искажения в результате неправильного снесения точек скважин на линию профиля и искривления скважин

в процессе бурения. Чтобы избежать искажения геологического профиля, вводят соответствующие поправки на снесение точек скважин, не попавших на линию разреза. Кроме того, в процессе бурения искривленных и наклонно-направленных скважин производят регулярный их контроль с помощью инклинометра, который позволяет одновременно замерять не только угол, но и азимут искривления. После этого наклонную скважину пересчитывают на вертикальную и эти поправки учитывают при построении геологических профилей.

§ 8. ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ

Структурными называются карты, на которых с помощью линий одинаковых высот (изогипс) подземного рельефа изображается положение в пространстве опорной поверхности (кровли или подошвы пласта). Изогипсы, проведенные по поверхности горизонтов, имеющих определенное положение в стратиграфическом разрезе, называются стратозогипсами.

По структурным картам трассируют дизъюнктивные нарушения, определяют отметки пласта в проектных скважинах; проектируют точное положение разведочных скважин; устанавливают положение и количество добывающих и нагнетательных скважин на площади нефтяных или газовых залежей при составлении технологических схем и проектов разработки, положение нефтяных или газовых залежей в плане (определяют местоположение внешнего и внутреннего контуров нефтегазоносности).

Структурные карты составляют по абсолютным отметкам кровли (или подошвы) пласта, которые отсчитывают от уровня моря. Следовательно, пласты, залегающие выше уровня моря, будут иметь положительные отметки, а пласты, залегающие ниже уровня моря, — отрицательные. Равные по высоте промежутки между изогипсами называются сечением изогипс. На платформенных пологих структурах сечение изогипс обычно принимают равным 2—5 м, в геосинклинальных условиях и с увеличением угла падения пластов его увеличивают до 10—25 м. Масштаб структурных карт зависит от целей построения карты и размеров структуры. Например, для подсчета запасов нефти или газа структурные карты рекомендуется строить в масштабе 1:50 000, реже 1:100 000. Для небольших структур масштаб структурных построений несколько увеличивается.

В нефтегазопромысловой геологии обычно применяют два основных способа построения структурных карт: способ треугольников, когда изучаемая структура не имеет тектонических нарушений; с помощью геологических профилей, когда изучаемая структура разбита тектоническими нарушениями.

Способ треугольников

Перед построением структурной карты прежде всего составляют план расположения скважин, где указывают номер и абсолютную отметку кровли (подошвы) пласта. В случае искривлен-

ной или наклонно-направленной скважины вычисляют поправки на отклонение скважины от вертикальной оси, а затем уже с их учетом находят абсолютную отметку.

Рассматриваемый способ треугольников заключается в том, что все точки скважин на плане соединяют так, чтобы по возможности образовались равносторонние или равнобедренные треугольники. При этом необходимо помнить, что не следует соединять линиями скважины, расположенные на противоположных крыльях структуры. Затем выбирают сечение изогипс и соответственно производят интерполяцию отметок между скважинами так, чтобы отметки изогипс были кратны выбранному их сечению. Затем одноименные отметки соединяют плавными изогипсиями (изогипсами) и получают структурную карту той или иной структуры (рис. 10).

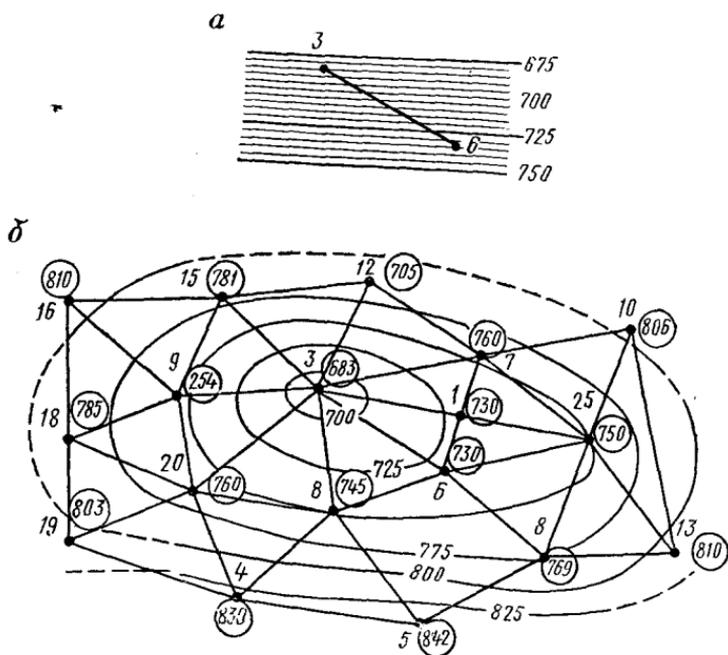


Рис. 10. Схема построения структурной карты способом треугольников:
 а -- высотная арфа; б -- структурная карта (цифрами в кружках показаны отметки скважин)

Для простоты построения структурной карты этим способом рекомендуют пользоваться палеткой, которая называется высотной арфой. Палетка представляет собой ряд параллельных линий, проведенных на одинаковом расстоянии друг от друга. Высотную арфу вычерчивают на кальке. При пользовании высотной арфой предполагается, что расстояние между двумя соседними

линиями соответствует выбранному сечению изогипс. Палетку накладывают на план расположения скважин и затем делают наколы на линиях, где получают точки, кратные сечению изогипс.

Способ геологических профилей

Описываемый способ применяют для структур, осложненных разрывными нарушениями, а также для узких высокоамплитудных складок. Метод треугольников в этих случаях может привести к существенным погрешностям.

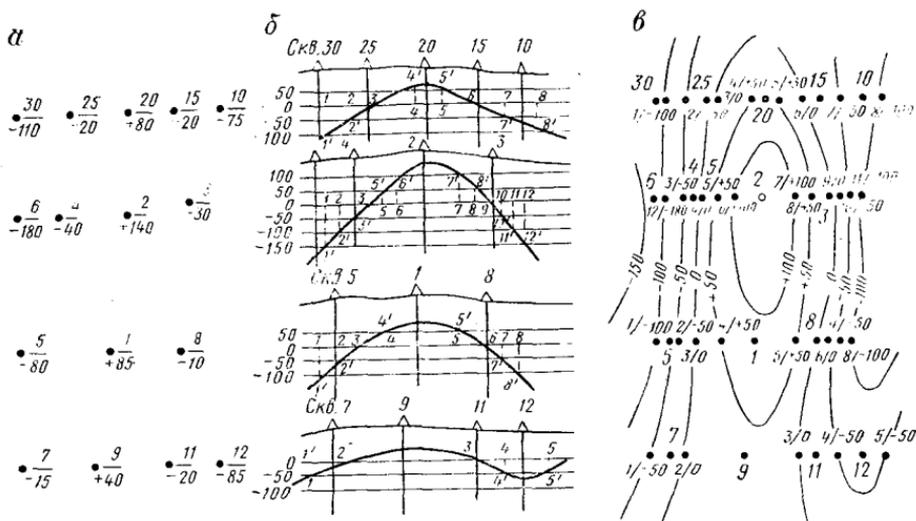


Рис. 11. Схема построения структурной карты способом геологических профилей: а — план расположения скважин; б — геологические профили; в — структурная карта

Для построения структурной карты этим методом в ее масштабе строят ряд поперечных геологических профилей по тем направлениям, по которым производят разведку месторождения. Затем выбирают сечение изогипс и на расстояниях, равных этому сечению, проводят горизонтальные параллельные линии. Полученные точки пересечения этих линий с кровлей (подошвой) пласта сносят на линию профиля с соответствующими отметками, а затем на план расположения скважин. Одноименные отметки соединяют затем плавными линиями (изогипсами) и получают структурную карту (рис. 11).

Когда структура осложнена разрывными нарушениями, дополнительно находят точки пересечения этих нарушений с горизонтальными линиями. На плане расположения скважин проводят горизонтальную поверхность разрывного нарушения. Затем в пределах висячего и лежащего крыльев проводят изогипсы до пересечения с горизонталями поверхности нарушения (рис. 12).

Существует еще косвенный способ (способ схождения), основанный на построении структурной карты методом треугольни-

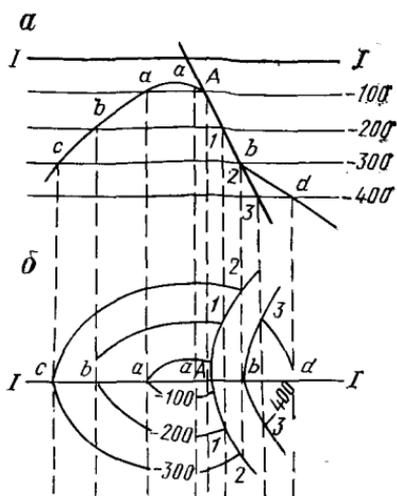
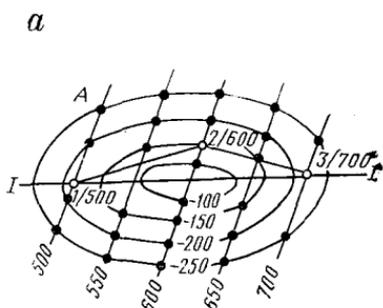


Рис. 12. Схема построения структурной карты антиклинали, осложненной сбросом:

a — геологический профиль поднятия; *б* — структурная карта

ков по какой-либо опорной поверхности и карты изохор до нижележащего продуктивного пласта. Изохоры — это линии равных вертикальных мощностей между двумя опорными поверхностями. Сумма абсолютной отметки опорного пласта и отметки изохоры дает абсолютную отметку продуктивного пласта (рис. 13). Такие построения использовали, например в Урало-Поволжье для построения струк-



турных планов по пластам девона. Их применяют сейчас для построения структурных карт в Западной Сибири по глубокозалегающим продуктивным пластам (Ю₀, Ю₁, БУ₈, БУ₉).

§ 9. ПОСТРОЕНИЕ КАРТ МОЩНОСТЕЙ

Карты мощностей имеют большое практическое значение при подсчете запасов для определения объема нефте- или газонасыщенной части залежи, для гидродинамических расчетов при составлении технологических схем и проектов разработки, для размещения добывающих и нагнетательных скважин, для анализа разработки.

Различают карты суммарной, эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной мощности пласта. Суммарная мощность (или общая мощность пласта) — это мощность пласта от кровли до подошвы, равна разности между глубинами залегания подошвы и кровли пласта. Эффективная мощность — это мощность пласта от кровли до подошвы за вычетом мощности всех плотных непроницаемых прослоев. Эффективная нефтенасыщенная (газонасыщенная) мощность пласта — это эффективная мощность пласта от кровли до поверхности ВНК (ГВК, ГНК).

Методика построения карт мощностей аналогична методике построения структурных карт способом треугольников. Вначале составляют план расположения скважин, номер вертикальной скважины подписывают около ее устья, а номер искривленной — в точке пересечения стволом скважины кровли пласта. Около номера скважины указывают значение мощности пласта, определенное в результате детальной корреляции и обработки комплекса промыслово-геофизических материалов. Затем точки скважин соединяют прямыми линиями с тем, чтобы по возможности получить равнобедренные треугольники, значения мощностей интерполируют. Точки с одинаковыми значениями мощностей соединяют плавными линиями, называемыми изопахитами. Поэтому карты мощностей называют еще картами изопахит.

Для получения карты эффективных нефтенасыщенных мощ-

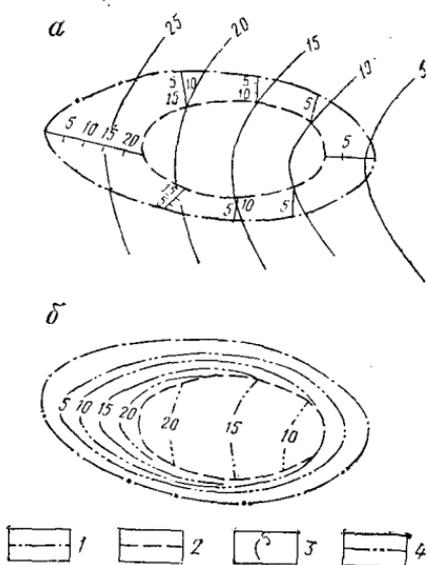


Рис. 14. Схема построения карты эффективных нефтенасыщенных мощностей:

а — карта эффективных мощностей с внешним и внутренним контурами нефтенасыщенности; б — карта эффективных нефтенасыщенных мощностей. Контур нефтенасыщенности: 1 — внешний, 2 — внутренний; изопахиты: 3 — эффективных мощностей, 4 — эффективных нефтенасыщенных мощностей

ностей строят вначале карту эффективных мощностей, которую накладывают на карту с внешним и внутренним контурами нефтеносности. В пределах внутреннего контура нефтеносности изопахиты эффективных мощностей будут полностью соответствовать эффективным нефтенасыщенным мощностям пласта. Между внутренним и внешним контурами нефтеносности изопахиты эффективных нефтенасыщенных мощностей проводят путем интерполяции между максимальными значениями мощностей на внутреннем и нулевыми — на внешнем контурах нефтеносности (рис. 14). Такие карты необходимы при подсчете запасов и проектировании разработки нефтяных и газовых залежей.

Глава IV

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Практически во всех известных разновидностях горных пород имеются пустоты, т. е. пространства, не заполненные породообразующим веществом. В этих пустотах обычно находятся жидкости (вода, нефть) и газы. Горные породы, имеющие пустоты, через которые возможна фильтрация жидкости и газов, называют породами-коллекторами. Породы-коллекторы, содержащие нефть и газ, в нефтегазопромысловый геологии принято называть продуктивными пластами. В этих пластах находятся промышленные скопления углеводородов — залежи нефти, газа.

подавляющее большинство продуктивных нефтегазоносных пластов, залежей нефти и газа приурочено к осадочным породам. Залежи нефти и газа обнаружены и в породах других типов — метаморфических, изверженных.

К осадочным породам — основным подземным хранилищам нефти и газа относятся: пески (песчаники), алевролиты, известняки, доломиты, глинистые сланцы (аргиллиты). Большая часть запасов нефти и газа в мире содержится в песках и песчаниках.

Качество породы-коллектора определяют ее емкостные и фильтрационные свойства. Эти свойства, в свою очередь, в значительной мере зависят от гранулометрического и вещественного составов пород-коллекторов.

§ 1. ПОРИСТОСТЬ

Величина пористости определяет долю объема породы, занятую флюидосодержащими пустотами. Пористость m — это отношение объема пустот V_n в образце породы к видимому объему образца V_o :

$$m = (V_n/V_o) 100 \%$$

Для расчетов в нефтегазопромысловый геологии пользуются коэффициентом пористости k_n , которым выражают рассмотренное выше соотношение в долях единицы.

Виды пустот, создающие пористость, различны по своей форме (структуре) и происхождению. Это поры (межзерновые пустоты), каверны и трещины. В связи с этим различают межзерновую (гранулярную), трещинную и кавернозную пористости.

В зависимости от литологического состава породы преобладает тот или иной вид пористости. Для терригенных пород (песчаников, алевролитов, аргиллитов) более характерна межзерновая (гранулярная) пористость, для карбонатных пород (известняков, доломитов) — трещинная и кавернозная.

Развитие тех или иных видов пустот обусловлено условиями образования и метаморфизации горных пород. По происхождению пустоты подразделяют на первичные и вторичные.

Пустоты первичного происхождения образовались во время формирования самой породы. К ним относятся пустоты: а) между частицами и зернами, слагающими породу; б) между плоскостями наложения; в) образовавшиеся после разложения органических остатков; г) пузырчатого характера в некоторых изверженных породах и др.

К вторичным пустотам относятся: а) поры (каверны) растворения, образовавшиеся в результате растворяющего действия циркулирующих в них жидкостей; б) трещины, связанные с действием тектонических сил в земной коре; в) трещины, образовавшиеся в результате диагенетических процессов (перекристаллизации, доломитизации и т. п.).

Величина пористости в породе варьирует в широких пределах. В некоторых типах осадочных пород она изменяется следующим образом (%):

Глинистые сланцы (аргиллиты)	0,54—1,40
Глины	6,0—50,0
Пески	6,0—52,0
Песчанники	3,5—29,0
Известняки нефтеносные	2,0—33,0
Доломиты	6,0—33,0
Плотные известняки и доломиты	0,65—2,5

Общий размер пустот в породе во многом зависит от среднего диаметра пор и площади их поперечного сечения. По размеру поры могут быть подразделены на три группы.

Обыкновенные, или сверхкапиллярные, поры диаметром более 0,508 мм и площадью поперечного сечения более 0,202 мм² обычно характерны для пород гравийного типа. Движение жидкости в них происходит по законам гидравлики.

Капиллярные поры имеют диаметр от 0,508 до 0,0002 мм. Движение жидкости в капиллярных каналах происходит под действием капиллярных сил, а также под действием добавочных сил, превышающих силы молекулярного сцепления на поверхности раздела между зернами породы и жидкостью.

Диаметр субкапиллярных пор менее 0,0002 мм. В них преобладают молекулярно-поверхностные силы, поэтому движения жидкости в них в природных условиях не происходит. Поры такого

сечения полностью заполняются связанной водой, т. е. водой, не участвующей в фильтрации.

Трещины по размеру подразделяют на микротрещины с раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм и макротрещины с раскрытостью более 0,1 мм. Пористость трещиноватых пород составляют трещинная пористость, при которой роль пор играют трещины между блоками (матрицами) более плотных пород, и гранулярная пористость — межзерновая пористость пород в этих блоках. Трещинная пористость пород обычно составляет небольшую долю (не более 10 %) от межзерновой. Это можно объяснить тем, что в пластовых условиях вследствие влияния горного давления большинство трещин смыкается.

В соответствии с рассмотренными выше особенностями пор и трещин различают следующие виды пористости: общую, или абсолютную, или физическую; открытую; эффективную.

Под общей пористостью понимается доля объема всех пустот в породе, независимо от того, сообщаются они между собой или нет, под открытой пористостью — доля объема сообщающихся пустот в породе. Эффективная пористость учитывает долю объема пор, занятых нефтью (или газом).

Для решения практических задач в промысловой геологии наибольший интерес представляет открытая пористость, так как она характеризует тот объем пор, по которому возможна фильтрация жидкости.

§ 2. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемостью горных пород называется их свойство пропускать жидкости и газы при наличии перепада давлений. Проницаемость зависит от размеров и формы открытых пор горной породы, а также от свойств фильтруемых жидкостей или газов.

Для количественной оценки способности горных пород пропускать жидкости или газы используют закон фильтрации Дарси, по которому скорость линейной фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости жидкости:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k_{\text{пр}}}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{l},$$

где v — скорость фильтрации, м/с; Q — расход жидкости, прошедшей через образец, м³/с; S — площадь поперечного сечения образца, через который фильтруется жидкость, м²; μ — абсолютная вязкость жидкости Па·с; l — длина образца, м; $p_1 - p_2$ — разность давлений, создаваемых на торцах испытуемого образца, Па; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости, м².

Из приведенного равенства находим коэффициент проницаемости

$$k_{\text{пр}} = Q\mu l / [S(p_1 - p_2)].$$

По этой формуле определяют проницаемость в лаборатории. За единицу измерения проницаемости принимают м^2 . Это соответствует расходу 1 м^3 жидкости вязкостью в $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ в образце с поперечным сечением 1 м^2 при перепаде давлений на протяжении 1 м в 1 Па .

В порках горных пород одновременно может находиться несколько компонентов насыщающих их жидкостей и газов. При оценке проницаемости одной и той же пористой среды различают виды проницаемости: абсолютную, эффективную и относительную. Для характеристики физических свойств пород определяют абсолютную, или физическую, проницаемость, под которой понимается проницаемость для химически инертного по отношению к породе газа. На практике используется сухой инертный газ или воздух (поэтому часто используют термин воздухопроницаемость).

При насыщении породы одновременно разными жидкостями и газами проницаемость для них будет зависеть от свойств жидкостей и от их взаимного количественного соотношения. При разных величинах вязкости жидкостей большей подвижностью будет обладать менее вязкая жидкость, а при равных вязкостях, но разным их количественном соотношении более подвижным окажется преобладающий компонент. Поэтому эффективной, или фазовой, проницаемостью называется проницаемость пористой среды для данной жидкости или газа при одновременном наличии в порах другой жидкости или газа.

Эффективная проницаемость породы для любой из насыщающих ее сред, очевидно, меньше абсолютной проницаемости и зависит от нефте-, газо- и водонасыщенности породы. При оценке пропускной способности среды, для отдельных присутствующих в потоке фаз удобно пользоваться относительной проницаемостью. Относительная проницаемость рассчитывается в долях абсолютной проницаемости, равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной и выражается безразмерным числом, меньшим единицы.

Появление в фильтруемом потоке двух или трех фаз понижает и их общую, суммарную проницаемость.

При разработке нефтяных и газовых месторождений придется иметь дело с фильтрацией трехфазного потока — нефть, газ и вода. Поэтому необходимо в каждом конкретном случае проводить специальные исследования, позволяющие выявить зависимости относительных проницаемостей пород от насыщенности их различными фазами.

При измерении проницаемости в пласте большое значение имеет направление измерения. Проницаемость, замеренная по напластованию, обычно больше проницаемости, замеренной вкрест напластования.

§ 3. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ

Относительное содержание частиц различного размера в породе определяет ее гранулометрический состав. От гранулометрического состава во многом зависят коллекторские свойства продуктивных пластов. Чем ближе по своим размерам (и крупнее) зерна породы, тем больше ее открытая пористость и проницаемость. От гранулометрического состава зависят буримость пород и все возможные осложнения при бурении скважин (обвалы, образование мощных каверн в глинистых породах и т. п.).

Гранулометрический состав определяет характер внутренней поверхности пустот продуктивных пластов и, следовательно, физико-химические процессы, происходящие на контакте этой поверхности с насыщающими коллектор жидкостями и газами. Так, при разработке нефтяных пластов величина внутренней поверхности пустот и ее форма весьма значительно влияют на полноту вытеснения нефти из этих пластов.

В табл. 3 дана классификация обломочных (терригенных) пород, однородных по гранулометрическому составу. Реальные продуктивные пласты часто имеют неоднородный состав, тогда различают промежуточные типы пород: например, песчаник глинистый, глина песчанистая, алевролит глинистый и т. п.

Следует особо отметить, что наличие глинистых частиц в песчаниках (алевролитах) значительно влияет на коллекторские свойства этих пород. С увеличением содержания глинистого материала уменьшаются величины абсолютной и эффективной (особенно для нефти) проницаемости терригенных коллекторов. Наличие глинистых частиц в коллекторах как терригенного, так и карбонатного типов обуславливает значительное уменьшение их проницаемости при вскрытии их в процессе бурения на водных растворах (глинистые частицы разбухают под воздействием промывочной жидкости, особенно пресной воды, и закупоривают фильтрационные каналы в призабойной зоне скважины).

§ 4. ОЦЕНКА ПРОМЫШЛЕННЫХ (КОНДИЦИОННЫХ) СВОЙСТВ

При выделении в разрезах скважин пластов-коллекторов, способных отдавать нефть и газ в промышленных количествах, необходимо обосновать так называемые кондиционные значения параметров, при которых продуктивные пласты могут быть объектами промышленной разработки.

Для установления кондиционных значений параметров необходимо учитывать свойства пласта, характеризующие его как коллектор: пористость, проницаемость, насыщенность (нефтью, газом и водой), глинистость и карбонатность. Данные лабораторных определений пористости, проницаемости и глинистости по керну позволяют судить о пределах изменения изучаемых параметров, а также оценить их средние значения для исследуемых пластов. Однако образцы горных пород, взятые для лабо-

Таблица 3

Классификация обломочных терригенных пород по размерам слагающих их частиц

Размеры обломков, мм	Наименование обломка	Группы пород		Рыхлые породы, сложенные обломками		Сцемент. ровачные породы, сложенные обломками	
		Крупнооблочная (песч. флты)	Мелкообломочная	окатанными	угловатыми	окатанными	угловатыми
1000	Глыбы			Глыбы		Глыбовые брекчи	
1000—500, 500—250, 250—100	Валуны, отломы			Валуны—крупный, средний, мелкий	Отломник—крупный, средний, мелкий	Валуны конгломераты—крупно-, средне-, мелковалунные	Брекчи—крупно-, средне-, мелкоотломные
100—50, 50—25 25—10	Галька, щебень			Гальки—крупный, средний, мелкий	Щебень—крупный, средний, мелкий	Конгломераты—крупно-, средне-, мелкогалечные	Брекчи—крупно-, средне-, мелкощебеньные
10—5, 5—2,5, 2,5—1	Гравий, дресва			Гравий—крупный, средний, мелкий	Дресва—крупная, средняя, мелкая	Гравелиты—крупно-, средне-, мелкогравийные	Дресвяники—крупно-, средне-, мелкодресвяные
1—0,5 0,5—0,25	Песок	Мелкообломочная	Пески (псаммиты)	Песок—крупный, средний, мелкий		Песчаники—крупно-, средне-, мелкозернистые	
0,1—0,05, 0,05—0,01	Алеврит	Алевриты		Алевриты—крупные, мелкие		Алевриты—крупно-, мелкоалевритовые	
0,01—0,001, <0,001	Пелит	Глинистые породы		Глины—крупноилитовые (крупнодисперсные), тонкоилитовые (тонкодисперсные)		Углогенные глины, аргаллиты	

раторных анализов, дают представления только об отдельных интервалах разреза и не могут характеризовать весь разрез полностью. Поэтому выделение коллекторов в разрезах скважин, оценка их пористости, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности проводятся в настоящее время на основании комплексной интерпретации геологических, промыслово-геофизических данных, опробования и гидродинамических исследований.

Основные этапы определения промышленных кондиций следующие: 1) установление связи между удельным коэффициентом продуктивности и проницаемостью; 2) определение проницаемости пласта, соответствующей его минимальной рентабельной продуктивности; 3) расчет кондиционного значения открытой пористости пласта по найденной зависимости между открытой пористостью и проницаемостью.

Зависимости между отдельными свойствами пород имеют статистический характер. Поэтому весь геологопромысловый материал надо обрабатывать с помощью методов математической статистики.

Кондиционное значение открытой пористости учитывают при расчете средней величины этого параметра. Все значения пористости меньше кондиционного исключают из расчета. Кондиционное значение пористости используют также при оценке эффективной мощности продуктивных пластов. Мощность пластов (интервалов продуктивного разреза) со значениями пористости ниже кондиционного не принимают во внимание при расчете эффективной мощности пласта в той или иной скважине.

§ 5. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ОТЛОЖЕНИИ

Вещественный состав и физические свойства осадочных пород изменяются в зависимости от условий их отложений как по площади, так и по разрезу. Литолого-физические свойства пород могут изменяться постепенно или резко — на расстояниях, соизмеримых с расстояниями между скважинами. Резкую изменчивость свойств пород называют геологической неоднородностью. Различают макронеоднородность и микронеоднородность.

Макронеоднородность выражается в изменчивости мощности, литологии пластов и пропластков, в расчлененности пластов-коллекторов на отдельные прослои непроницаемыми породами.

Микронеоднородность — это изменчивость коллекторских свойств и связанных с ними некоторых других физических свойств продуктивных пород.

Для изучения геологической макронеоднородности используют карты кровли коллекторов, структурные карты, карты мощности, детальные геологические профили, карты распространения коллекторов (рис. 15) и т. п.

Геологическую микронеоднородность изучают по картам пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др.

Основой для расчета ряда количественных характеристик, позволяющих судить о выдержанности того или иного продуктивного пласта-коллектора, являются карты распространения коллекторов.

Коэффициент выдержанности $k_{\text{выд}}$ характеризует степень распространения того или иного продуктивного пласта по площади месторождения. Он равен частному от деления суммарной площади распространения пласта Σf_i на общую площадь залежи F_z в пределах внешнего контура нефтеносности (газоносности)

$$k_{\text{выд}} = \Sigma f_i / F_z.$$

При расслаивании продуктивного пласта на ряд пропластков, которые в свою очередь не выдержаны по площади, используют коэффициент расчлененности, который характеризует неравномерность распространения прослоев коллекторов в разрезе. Коэффициент расчлененности k_p находит в целом для залежи путем деления суммы всех проницаемых прослоев Σn_i продуктивного разреза, вскрытых скважинами, на общее число скважин N_c :

$$k_p = \Sigma n_i / N_c.$$

Когда в пределах залежи отдельные проницаемые пласты (пропластки) сливаются, рассчитывают коэффициент связанности ($k_{\text{св}}$) — отношение площади зон слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности (газоносности).

Для количественной оценки микронеоднородности рассчитывают коэффициенты дисперсий, вариаций по пористости, проницаемости, используя карты пористости и проницаемости, а также определения коллекторских свойств по различным интервалам продуктивного разреза.

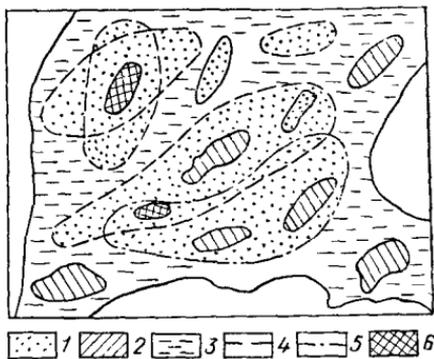


Рис. 15. Карта распространения коллекторов продуктивного пласта Д:
1 — песчаник (коллектор); 2 — алевролит (плохой коллектор); 3 — аргиллит (неколлектор); границы распространения коллекторов пропластков пласта Д: 4 — верхнего, 5 — нижнего; 6 — зона слияния коллекторов верхнего и нижнего пропластков

**УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ
И ИХ СВОЙСТВА****§ 1. НЕФТЕ-, ГАЗО- И ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ**

Внутри нефтенасыщенных и газонасыщенных пластов не весь объем пор заполнен нефтью или газом; часть его занята остаточной водой, которая при формировании залежи не была вытеснена вследствие различных причин. Современные исследования показывают, что содержание связанной воды в нефтяных залежах колеблется от 6 до 50 % и более.

Связанная вода по своему характеру неоднородна: она заполняет субкапиллярные поры, находится в виде кольцеобразных капель, окружающих контактные точки зерен породы («пендулярные кольца»), присутствует в виде пленки на поверхности минеральных зерен. Молекулярные силы удерживают связанную воду в породе так прочно, что обычными способами эксплуатации она не может быть добыта из пористой среды.

Для определения объема пор, занятых нефтью, необходимо знать количество содержащейся в пласте связанной воды, т. е. коэффициент водонасыщенности.

Получить достоверные значения коэффициента водонасыщенности по керну, отобранному при промывке скважины глинистым (водным) раствором, нельзя, так как вода из глинистого раствора попадает в керн и искажает значение объема первоначально содержащейся в нем воды.

Достоверное определение содержания связанной воды возможно только в скважинах, где вскрытие продуктивного пласта и отбор керна производились с применением промывочной жидкости, приготовленной на нефтяной основе. Если таких скважин нет, примерное количество связанной воды определяется косвенными методами (в том числе и промыслово-гесфизическими). К косвенным методам относятся: 1) определение зависимости между проницаемостью пласта и его водонасыщенностью; 2) определение зависимости между капиллярным давлением и остаточной водонасыщенностью; 3) метод центрифугирования; 4) определение содержания хлоридов в керне.

Первый из этих методов наиболее простой. С увеличением проницаемости водонасыщенность коллекторов уменьшается. При использовании зависимости между проницаемостью пласта и содержанием в нем связанной воды следует учитывать глинистость (карбонатность) исследуемого объекта.

Содержание нефти и газа в пласте определяют с помощью коэффициентов нефте- и газонасыщенности:

$$k_n = V_n/V_n, \quad k_g = V_g/V_n,$$

где V_n — объем нефти, содержащейся в порах образца; V_n — объем всех пор образца; V_g — объем газа, насыщающего поры образцами породы.

В промысловой практике коэффициенты газо- и нефтенасыщенности определяют по коэффициенту водонасыщенности k_v из соотношений $k_n = 1 - k_v$, $k_r = 1 - k_v - K_n$, где K_n — остаточная нефтенасыщенность в газовой части нефтегазовых залежей.

Граница нефти с пластовой водой представляет собой зону той или иной мощности, называемую переходной, в пределах которой содержатся нефть и вода. В этой зоне вверх по вертикали происходит последовательное увеличение содержания нефти, а вниз — содержания пластовой воды. Мощность переходной зоны зависит от литолого-физических свойств продуктивного пласта и характера насыщающих его флюидов. По отдельным залежам она колеблется от 0,3 до 8 м и более.

За поверхность ВНК принимается граница внутри переходной зоны, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю. Положение ВНК чаще всего устанавливают по изменению удельного электрического сопротивления с глубиной от нефтенасыщенной части пласта к водонасыщенной. Границу раздела между нефтью и водой принимают на глубине, где удельное сопротивление переходной зоны становится равным критическому. Критическое сопротивление устанавливают путем сопоставления данных промысловой геофизики с материалами опробования скважины.

Наличие литологической и коллекторской изменчивости внутри продуктивных пластов в интервале ВНК затрудняет точное определение его положения по данным промысловой геофизики.

ГВК определяется проще, чем ВНК, так как переходная зона между газонасыщенной и водонасыщенной частями пласта практически отсутствует вследствие больших различий в плотности и вязкости газа и воды.

ВНК и ГВК не всегда горизонтальны, нередко имеют наклонное положение. На наклон контактов оказывают влияние направление и скорость движения пластовых вод, характер распределения проницаемости внутри коллектора и т. п.

На контакте свободного газа с нефтью (в залежах нефти с газовой шапкой) также наблюдается переходная зона от газа к нефти. Определение по данным промысловой геофизики положения границы между нефтью и газом затруднено, так как эта граница представляет собой контакт смеси углеводородов, сходных по регистрируемым физическим свойствам.

Определение гипсометрического положения контактов необходимо для установления контуров нефтегазоносности.

Для изучения строения поверхности ВНК, установления положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности, а также для построения карт эффективной нефтенасыщенной мощности рекомендуется строить карты изогипс поверхности ВНК.

На рис. 16 изображена карта, построенная по кровле продуктивного пласта. В скв. 1, 2 и 3 отбит ВНК на абсолютных глубинах —1162, —1145 и —1130 м. Между скважинами проводят интерполяцию абсолютных отметок ВНК с сечением, равным

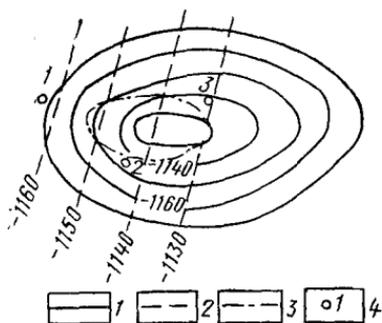


Рис. 16. Определение положения внешнего контура нефтеносности при наклонном ВНК.

Изогипсы: 1 — кровли продуктивного пласта, 2 — поверхности ВНК; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — скважины

ВНК эффективная нефтенасыщенная мощность равна эффективной мощности, если пласт по всей мощности проницаемый, что соответствует положению внутреннего контура нефтеносности.

§ 2. СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природными газами называются всевозможные газообразные ассоциации в атмосфере и литосфере.

Газовый состав тропосферы (нижнего слоя атмосферы), находящейся в соприкосновении с литосферой и гидросферой, следующий (% по массе): азот 75,51; кислород 23,01; углекислый газ 0,04; аргон, криптон, ксенон 1,280034; гелий и неон 0,00127. Газы литосферы более разнообразны по химическому составу.

В. И. Вернадский в 1912 г. впервые дал классификацию природных газов.

Природные газовые смеси состоят в основном из азота, кислорода, углекислого газа, окиси углерода, углеводородных газов, водорода, сероводорода, сернистого газа, благородных газов (аргон, ксенон, неон, криптон, гелий).

Азот — основная часть воздуха, в земную кору проникает из атмосферы путем инфильтрации вместе с атмосферными водами. Однако в недрах идут разнообразные биохимические реакции, приводящие к образованию биогенного азота. По своим физико-химическим свойствам это бесцветный газ без запаха и вкуса, сгущается в бесцветную жидкость при температуре -198°C и атмосферном давлении. Азот — химически инертный газ, не вступает при нормальной температуре в реакции с металлами и металлоидами, за исключением лития. При температуре более 600°C молекулярный азот может вступать в реакцию с металлами, в частности с кальцием, что используется в аналитической практике.

Кислород — молекулярный кислород характерен для атмосферы, в недрах его содержание быстро уменьшается с глубиной, так как он расходуется на окислительно-восстановительные реакции. Кислород отличается большой химической активностью, высокой миграционной способностью и постоянным относительно большим содержанием в биосфере, где он не только расходуется, но и постоянно возобновляется. По физико-химическим свойствам, это газ без цвета, запаха и вкуса, сжижающийся при температуре -183°C и активно поддерживающий горение.

Углекислый газ (двуокись углерода или угольный ангидрид) — широко распространен в недрах и особенно в зонах развития вулканических и метаморфических пород. Это бесцветный газ со слабым запахом, не поддерживающий горения и сгущающийся в жидкость при давлении 3,6 МПа и температуре 0°C . Хорошо растворяется в воде. При растворении углекислого газа в воде в результате частичного взаимодействия его с водой образуется угольная кислота. Природные углекислые воды широко распространены в природе. Наиболее известны из них: боржомы, нарзан, славянская, эссентуки, арзни, карловарские, аршан.

Окись углерода — встречается в газовых струях вулканов и пустотах изверженных пород. Это горючий ядовитый газ без цвета и почти без запаха.

Углеводородные газы представляют собой смесь пяти газообразных углеводородов предельного ряда — метана, этана, пропана, бутана, пентана. Это природные горючие газы, образующие большие скопления в недрах в виде газовых залежей и газов, растворенных в нефтях и подземных водах. Основным и наиболее распространенным компонентом углеводородных газов является метан. Метан — первый гомолог ряда предельных углеводородов, наиболее широко распространен среди подземных газов как нефтяного, так и угольного происхождения. Кроме того, он постоянно образуется на торфяниках в результате метанового брожения за счет разложения клетчатки. Говорить о прямом синтезе метана в результате взаимодействия углерода с водородом в земных недрах затруднительно, так как для этого необходимы карбиды металлов, а их наличие весьма проблематично. Об этом свидетельствует и отсутствие в природных газах ацетиленов, являющегося наряду с метаном продуктом синтеза углерода и водорода. Метан — бесцветный газ, без запаха и вкуса. Горит заметным синевато-голубоватым пламенем, химически весьма инертен, характеризуется большой теплотой сгорания до 55 650 кДж. Содержание метана в природных газах достигает 99 %. Метан — ценное сырье для получения сажи, ацетиленов, водорода, искусственного жидкого топлива. Конверсионная переработка метана, его окисление, хлорирование, получение нитросоединений имеют огромное значение для многочисленных органических синтезов. Кроме того, метан — прекрасный горючий газ. Его широко используют в качестве топлива.

Водород — бесцветный, горючий газ, обладающий превосходной диффундирующей способностью, чем определяется его редкое нахождение в природе. В виде небольших примесей он входит в состав природных углеводородных газов.

Сероводород — бесцветный газ со специфическим запахом тухлых яиц, горючий, обладает большой восстановительной способностью. Хорошо растворим в воде, где он ведет себя как очень слабая кислота. Сероводород широко распространен в природе, в частности во многих районах развития минеральных вод, в нефтегазоносных районах встречается вместе с углеводородными газами, причем его содержание иногда превышает 20 %. Известен в растворенном состоянии в подземных водах.

Сернистый газ — характерен для вулканических газов, где его содержание иногда превышает 90 %. При нормальных атмосферных условиях переходит в жидкость при температуре -10°C .

Благородные (редкие, инертные) газы — аргон, криптон, ксенон, гелий, неон — известны своей химической инертностью. Содержатся в незначительных количествах в атмосфере и не имеют ни цвета, ни запаха, ни вкуса. Обычно в соответствии с атомными массами их делят на группу тяжелых и группу легких или на группы аргона и гелия. К группе аргона относятся собственно аргон, криптон и ксенон, к группе гелия — гелий и неон. Эти газы в недрах встречаются в виде примесей в углеводородных и азотных газах.

§ 3. СВОЙСТВА НЕФТИ

Нефть — по внешнему виду маслянистая жидкость, представляет собой смесь углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов. Преобладают обычно углеводороды метанового или нафтенового ряда.

Нефть в небольших количествах содержит кислород, серу и азот, а также в виде микрокомпонентов — хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, ванадий, магний, никель и радиоактивные элементы.

Углеводороды метанового ряда относятся к насыщенным или предельным. Они достаточно широко распространены в нефтях Западной Сибири, Северного Кавказа, Средней Азии и других районов. Нефти, в которых преобладают углеводороды нафтенового ряда установлены в Азербайджане, Западной Украине и др. Нефти, относящиеся к ароматическим, встречаются довольно редко. Известны в Чусовских Городках.

Углеводороды от C_1H_4 до C_4H_{10} в стандартных условиях представляют собой газы; от C_5H_{12} до $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ — жидкости; от $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$ до $\text{C}_{35}\text{H}_{72}$ — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами. В пластовых условиях нефть представляет собой смесь всех трех составных частей. На поверхности она теряет газ и из нее частично выделяется парафин.

Нефти в Советском Союзе подразделяются: по содержанию серы на малосернистые (серы до 5 %) и высокосернистые (серы более 5 %); по содержанию смол — на малосмолистые (смол менее 8 %), смолистые (8—28 %) и высокосмолистые (более 28 %); по содержанию парафина — на беспарафинистые (парафина до 1 %), малопарафинистые (1—2 %) и парафинистые (более 2 %).

В составе нефти обычно выделяют следующие фракции: до 100 °С — бензин первого сорта; до 110 °С — бензин специальный; до 130 °С — бензин второго сорта; до 265 °С — керосин сорта «метеор»; до 270 °С — керосин обыкновенный. Остаток относят к мазуту, из которого при подогреве (под вакуумом) до 400—420 °С отбирают масляные фракции. В зависимости от фракционного состава различают легкие (бензиновые) и тяжелые (топливные) нефти. Если в нефтях содержится более 20 % масел, то их называют масляными.

Давление насыщения, растворимость газа в нефти, газосодержание, объемный коэффициент, сжимаемость, плотность и вязкость пластовой нефти изучают также расчетным путем с помощью эмпирических графиков, связывающих параметры дегазированной и пластовой нефтей. Для использования расчетного метода необходимо иметь данные о плотности сепарированной нефти, газовом факторе (соответствующем растворимости газа в нефти при данном пластовом давлении), пластовой температуре и пластовом давлении.

Плотность нефти, как и плотность любого вещества, — это масса единицы ее объема. Она измеряется в кг/м³ или г/см³ и определяется по формуле

$$\rho = M/V,$$

где M — масса тела, кг; V — объем вещества, м³. Плотность нефти при температуре 20 °С изменяется от 0,76 до 1,06. Она значительно снижается при растворении в ней газов и повышении температуры. Поэтому плотность нефти в пластовых условиях меньше, чем на поверхности (при стандартных условиях).

Вязкость, или внутреннее трение, — свойство жидкости оказывать при движении сопротивление перемещению частиц относительно друг друга. В нефтегазопромысловой практике обычно оперируют величинами динамической вязкости (μ), которая измеряется в Па·с.

Величина вязкости нефти почти не зависит от пластового давления, уменьшается с повышением температуры при наличии в ней газа.

Поверхностное натяжение жидкости — это противодействие нормальным силам, приложенным к поверхности и стремящимся изменить форму. Поверхностное натяжение существует на границе раздела любых двух фаз и измеряется в Н/м. Поверхностное натяжение нефти на границе с воздухом в среднем составляет 0,25—0,35 Н/м, а с водой 0,72—0,76 Н/м. Величина его для минерализованных пластовых вод на границе с нефтью достигает 0,79 Н/м. Обычно чем больше плотность неф-

ти, тем больше ее поверхностное натяжение. С увеличением давления оно несколько увеличивается, а при увеличении температуры и содержании в нефти газа уменьшается.

Давление насыщения нефти газом — это минимальное давление, при котором весь газ, присутствующий в пласте, оказывается растворенным в нефти. Если пластовое давление снижается ниже давления насыщения, то из нефти начинают выделяться пузырьки свободного газа. Если давление насыщения равно пластовому, то содержащаяся в нем нефть является насыщенной, если же оно ниже пластового, то нефть недонасыщена. Величина давления насыщения зависит от свойств как нефти, так и газа. Чем тяжелее нефти, тем выше давление насыщения при прочих равных условиях; чем тяжелее углеводородные газы, тем при меньших давлениях они растворяются в нефти. Присутствие в газе азота резко повышает давление насыщения. Величина давления насыщения зависит от температуры пласта. Однако, если в газе содержится в заметных количествах азот, давление насыщения с повышением или понижением температуры изменяется незначительно.

Давление насыщения обычно определяют по пробам пластовой нефти. При этом одновременно определяют газосодержание пластовой нефти, т. е. количество газа, растворенного в единице объема нефти ($\text{м}^3/\text{м}^3$). Менее точно величину давления насыщения в зависимости от количества растворенного газа и плотности нефти можно установить расчетным путем.

Сжимаемость нефти. При повышении давления нефть уменьшает свой объем, т. е. сжимается. Коэффициент сжимаемости измеряется в $1 \text{ км}/\text{Па}$ (Па^{-1}) и находится по формуле

$$\beta_n = \frac{1}{\Delta p} \frac{V_1 - V_2}{V_1},$$

где β_n — коэффициент сжимаемости нефти; Δp — перепад между начальным и конечным (принятым для расчета) пластовыми давлениями ($\Delta p = p_1 - p_2$); V_1 и V_2 — соответственно первоначальный и конечный объемы жидкости.

Нефть характеризуется низкими значениями коэффициента сжимаемости $(0,6—1,8) \cdot 10^{-4} \text{ Па}^{-1}$. Однако при наличии в ней растворенного газа он значительно возрастает — до $14 \cdot 10^4 \text{ Па}^{-1}$.

Можно найти коэффициент сжимаемости нефти, используя значения объемного коэффициента, определенные в лаборатории:

$$\beta_n = \frac{1}{\Delta p} \frac{b_1 - b_2}{b_1},$$

где b_1 и b_2 — объемные коэффициенты для начального и конечного давлений.

Объемный коэффициент пластовой нефти. Наличие в пластовой нефти растворенного газа увеличивает ее объем иногда на 50—70 % и более. Объемным коэффициентом пластовой нефти b называют отношение объема образца пластовой

нефти $V_{пл}$ к объему того же образца после выделения из него растворенного газа при стандартных условиях $V_{ст}$:

$$b = V_{пл}/V_{ст}.$$

Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пласте занимал 1 м³ нефти, извлеченный на поверхность (при стандартных условиях). Он всегда больше единицы и колеблется от 1,1 до 1,7 и более.

Величина, обратная объемному коэффициенту пластовой нефти, представляет собой пересчетный коэффициент

$$\Theta = 1/b = V_{ст}/V_{пл}.$$

Пересчетный коэффициент используют для определения объема нефти в стандартных условиях по объему пластовой нефти.

При извлечении нефти на дневную поверхность и выделении из нее газа происходит уменьшение ее объема — усадка нефти. Коэффициент усадки ϵ равен

$$\epsilon = (V_{пл} - V_{ст})/V_{пл}.$$

Между коэффициентами существует такая зависимость:

$$\Theta = 1/b = 1 - \epsilon, \quad \epsilon = 1 - \Theta(b - 1)/b.$$

§ 4. СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ВОД

Подземные воды тесно связаны с водами атмосферы и гидросферы. При тех температурах и давлениях, которые свойственны атмосфере, гидросфере и литосфере нашей планеты, вода может находиться в различных агрегатных состояниях, а именно: в виде жидкости, пара и льда. Благодаря большой подвижности воды, особенно в парообразном состоянии, содержание ее в различных земных оболочках все время меняется. Конденсируясь в атмосфере, влага в виде осадков выпадает на поверхность Земли, где снова повторяется процесс испарения. Часть атмосферных осадков, выпавших на континенты, стекает в виде поверхностных и подземных потоков в океан или более глубокие водоносные горизонты осадочных толщ. Повсеместное перемещение влаги на Земле названо круговоротом воды в природе.

Во время своего движения воды производят колоссальную работу, разрушая и растворяя горные породы. Общее количество воды на Земле исчисляется величиной в 1,8 млрд. км³ (примерно 1 % земной массы). Водная поверхность нашей планеты составляет чуть больше 70 % и около 30 % — собственно земля. Из этих 30 % на долю сточных областей приходится 23 % и на бессточные впадины, имеющие высотные отметки ниже уровня океана, — 7 %.

М. И. Львович определяет годовой объем воды, участвующей в круговороте, равным 518,6 тыс. км³. Совокупность климатических, географических и геологических факторов определяет разнообразие гидрогеологических обстановок на Земле. В атмосфере

ре водные массы в количестве 0,01 млн. км³ в виде облаков приурочены к тропосфере — нижней части атмосферы. Значительная часть атмосферных осадков, выпадающих над континентами в виде воды поверхностных водотоков, стекает в моря и океаны. Общее количество наземных вод 20,8 млн км³.

На земной поверхности и в водах океанов, морей, рек и озер повсеместно распространено живое вещество. Область его распространения называется биосферой. В водорослях содержится до 99 % воды, в рыбах — 80 и в позвоночных — 65 %. Суммарное содержание органического вещества составляет 0,01 % земной коры, под которой условно понимается толща пород мощностью 16 км. Наибольший объем воды приходится на Мировой океан — 1330 млн. км³. Доля вод в горных породах исчисляется в 400 млн. км³.

Природные воды представляют собой сложные растворы, содержащие соли в молекулярной и диссоциированной формах, газы, коллоиды, механические частицы и др. Молекулярная модель воды представляется в виде равнобедренного треугольника, к вершинам которого приурочены атомы водорода и кислорода. Угол у вершины, занятой атомом кислорода, составляет 105°, а у вершин, занятых атомами водорода, 37,5°. Общие электронные пары смещены в сторону атома кислорода, поэтому в молекуле воды электрические центры тяжести положительных и отрицательных зарядов не совпадают. Этим и объясняется образование диполей с отрицательным полюсом у атома кислорода и положительным между атомами водорода. Разноименные полюса диполей, притягиваясь друг к другу, способствуют образованию сложных агрегатов, таких как дигидроль (H₂O)₂, тригидроль (H₂O)₃ и т. д.

При увеличении температуры наблюдается распад сложных агрегатов на одиночные молекулы. В парообразном состоянии вода нацело состоит из одиночных молекул (гидролей).

В воде установлены три изотопа водорода: протий (атомная масса 1), дейтерий (атомная масса 2), тритий (атомная масса 3). Кроме кислорода с атомной массой 16, в воде в различных соотношениях известны пять изотопов. В изогонном составе природных вод наблюдается определенная дифференциация ввиду испарения и концентрации дейтерия и кислорода с атомной массой 18. Благодаря этому процессу континентальные воды легче морских. Подземные воды также различны по изотопному составу. В результате подземного испарения увеличивается содержание тяжелых изотопов, чему также способствует сорбция легких изотопов из воды породами. Для определения изотопного состава воды пользуются величинами плотности и показателя преломления после дистилляции.

Как уже отмечалось, в физико-химическом отношении природные воды представляют собой растворы солей, газов, коллоидов. Соли, растворяясь в воде, диссоциируют на катионы и анионы, и такие растворы являются проводником электрическо-

го тока. Вещества-неэлектролиты при растворении в воде не диссоциируют, а распадаются на нейтральные молекулы, давая истинные растворы, или — на агрегаты молекул, образуя коллоидные растворы. Недиссоциированные молекулы и коллоидные частицы могут образовываться и из электролитов при взаимодействии их ионов с водой. Такое взаимодействие есть не что иное, как гидролиз, которому подвергаются электролиты, содержащие ионы слабых кислот или слабых оснований. При гидролизе возникают недиссоциированные молекулы слабых кислот или слабых оснований, которые в случае их малой растворимости могут формировать агрегаты молекул, давая коллоидные растворы.

Обычно подземные воды включают ионы, недиссоциированные молекулы и коллоидные частицы. Ионно-солевой состав вод представлен шестью основными ионами: анионами Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- и катионами Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} . В меньшей степени, но также довольно широко распространены такие ионы, как: CO_3^{2-} , C^{2-} , K^+ , F^{2+} , Fe^{3+} . Элементы, присутствующие в очень малом количестве, называются микрокомпонентами: Br^- , I^- , NH_4^+ , Li^+ , Sr^{2+} .

По данным химического анализа формируется представление о количественном содержании отдельных ионов, однако при этом заведомо допускается ошибка, так как неизвестно, все ли ионы находятся в свободной форме или часть их содержится в виде молекул солей в растворе.

Суммарное содержание ионов, солей и коллоидов характеризует степень минерализации воды.

Общая минерализация выражается в граммах на 1 л (1 кг) раствора или на 100 г раствора. Минерализация в граммах на 100 г раствора численно соответствует процентной форме выражения минерализации. При пересчете минерализации из граммов на 1 л в граммы на 100 г следует учитывать плотность вод (особенно рассолов).

Об общей минерализации судят по ее плотности. Иногда общую минерализацию выражают через степень плотности в градусах Бо́ме. Один градус Бо́ме эквивалентен плотности воды, в 100 см³ которой растворен 1 г поваренной соли (NaCl). На ареометре, градуированном в градусах Бо́ме ($^{\circ}\text{Be}$), ноль градусов (0°Be) эквивалентен плотности дистиллированной воды, а 15°Be — плотности 15 % раствора NaCl . Поэтому отсчет в градусах Бо́ме справедлив только при абсолютном преобладании в воде хлорида натрия. Для определения плотности воды d по величине плотности, выраженной в градусах Бо́ме, пользуются следующей пересчетной формулой: $d = 144,3 / (144,3 - \text{соленость в } ^{\circ}\text{Be})$.

Из общих химических свойств природных вод важное значение имеют реакция среды и жесткость.

Реакция среды (показатель концентрации водородных ионов) — щелочно-кислотные свойства воды, определяется концентрацией водородных ионов. Вода в малой степени диссоции-

рует на водородные и гидроксильные ионы: $\text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{OH}^-$. В дистиллированной воде их концентрации равны между собой и составляют $1 \cdot 10^{-7}$ моль/л. При наличии в воде анионов слабых кислот часть ионов водорода связывается ими, и в растворе появляется избыточное количество гидроксильных групп. При наличии в растворе катионов слабых оснований концентрация гидроксильных ионов уменьшается, а водородных — возрастает.

Ввиду того что степень диссоциации воды незначительна, во всех водных растворах произведение концентраций гидроксильных и водородных ионов является величиной постоянной для данной температуры. При возрастании температуры степень диссоциации воды также возрастает, увеличивается и произведение концентраций водородных и гидроксильных ионов. В нейтральных растворах концентрации водородных и гидроксильных ионов равны между собой, в кислых — концентрация водородных ионов превышает концентрацию гидроксильных ионов, а в щелочных — наоборот. Концентрацию водородных ионов выражают через показатель степени величины этой концентрации, взятый с обратным знаком, и обозначают ее рН, представляющий собой десятичный логарифм концентрации водородных ионов, взятый с обратным знаком: $\text{pH} = -\lg(\text{H}^+)$. При $\text{pH} = 7$ реакция среды нейтральная. В кислой среде рН меньше 7, а в щелочной больше 7. Природная вода, как правило, характеризуется величинами рН от 6 до 8. Пониженным значением рН (5—5,5) характеризуются углекислые воды, щелочную реакцию ($\text{pH} = 10$) имеют воды содовых озер. Величина рН позволяет определить состояние ряда ионных равновесных систем и оценить форму существования в воде различных соединений.

Жесткость воды обусловлена наличием в ней солей магния и кальция. Различают жесткость общую, устранимую (временную) и постоянную. Общая жесткость определяется суммарным содержанием хлоридов, сульфатов и гидрокарбонатов щелочноземельных металлов (кальция и магния); устранимая, — содержанием гидрокарбонатов кальция и магния, сравнительно легко выпадающих при кипячении в осадок; постоянная — концентрацией хлоридов и сульфатов кальция и магния. Жесткость воды выражается в миллиграмм-эквивалентах или градусах. Каждому градусу жесткости (принятому в СССР) соответствует содержание CaO в количестве 10 мг/л или эквивалентное ему содержание MgO в 7,1 мг/л. Принято считать воду, имеющую жесткость менее 10° , мягкой; от 10° до 20° — средней жесткости; от 20° до 30° — жесткой; выше 30° — очень жесткой.

При оценке физических свойств пластовых вод, контактирующих с углеводородами, определяют такие показатели, как плотность, вязкость, сжимаемость, электропроводность, радиоактивность, температура, поверхностное натяжение.

В породах различают следующие виды подземных вод: свободная гравитационная, капиллярная, сорбционно-замкнутая, стыко-

вая физически связанная (рыхло связанная, прочно связанная, парообразная, твердая, в виде включений в минералах), химически связанная (цеолитная, кристаллизационная, конституционная).

Свободная гравитационная вода содержится в водопроницаемых пористых или трещиноватых породах в капельно-жидком состоянии, т. е. в свободной форме, передающей гидростатическое давление и передвигающейся под действием силы тяжести. Именно этот вид вод—основной объект изучения. Капиллярная вода содержится в порах и трещинах, имеющих размеры капилляров. Эта вода подчиняется менисковым силам, а при сплошном насыщении передает гидростатический напор. Сорбционно-замкнутая вода — та же свободная вода, изолированная от основной массы воды перемычками, заполненными стыковыми (связанными водами).

Физически связанная вода тончайшими пленками толщиной, в несколько сотен раз большей диаметра молекулы, покрывает поверхность минеральных зерен, удерживаясь за счет сил молекулярного сцепления.

Химически связанная вода входит в состав минералов и подразделяется на цеолитную (содержащуюся в непостоянных количествах), кристаллизационную (находящуюся в постоянных количествах), конституционную (внедрившуюся в кристаллическую решетку и способную выделиться только при полном разрушении минералов). Парообразная вода широко распространена и изучена в почвах, где она образуется при испарении влаги атмосферных осадков, попавших в зону аэрации.

В осадочных породах наблюдаются воды в твердом состоянии. На территории СССР 48 % всей площади, т. е. более 10 млн. км², покрыто плащом многолетнемерзлых пород с максимальной мощностью немногим меньше 1 км. В районах распространения многолетнемерзлых пород развиты такие процессы, как вспучивание пород при их промерзании (булгуниях), термокарст (растопливание подземного льда), дефицит давлений (явление, наблюдаемое в скважинах и осложняющее процесс бурения).

По условиям залегания вод в горных породах толща осадочных пород подразделяется на зоны аэрации и насыщения.

Зона аэрации — самая верхняя часть литосферы, поры ее пород заполнены как водой, так и воздухом. В результате инфильтрации — просачивания с поверхности Земли в породы, вода накапливается на каком-либо региональном пласте-водоупоре, заполняя поры и трещины проницаемых пород. Эти воды называются грунтовыми, а их урвненная поверхность, называемая зеркалом или скатертью, служит границей между зонами аэрации и насыщения. Если урвненная поверхность грунтовых вод совпадает с поверхностью Земли, что наблюдается в заболоченных областях, то зона аэрации здесь практически отсутствует. В условиях аридного климата мощность зоны аэрации составляет десятки, а то и сотни метров.

В настоящее время под термином «зона насыщения» понимают всю толщу осадочных пород, заполненную как безнапорными (грунтовыми), так и напорными (артезианскими) водами. Нижней границей зоны насыщения служит поверхность кристаллического фундамента. При чрезвычайно мощной толще осадочных пород за нижнюю границу принимается изотерма, соответствующая критической температуре воды (+364 °С).

По условиям залегания подземные воды подразделяются на верхние (верховодка), грунтовые и напорные (артезианские).

Верхними водами (верховодкой) называют свободные воды, залегающие в зоне аэрации в виде небольших линз на локальных пропластках-водоупорах среди рыхлых наносов. Существование верховодки обусловлено просачиванием в почвенные слои атмосферных осадков. Наиболее интенсивно верховодка образуется в весенний период при оттаивании почвы. Именно эти воды служат питательной средой для растений, но в то же время они осложняют строительство и эксплуатацию подземных коммуникаций. В качестве источника водоснабжения использоваться не могут.

Грунтовые воды — свободная вода водоносного пласта, залегающего на первом от земной поверхности региональном пласте-водоупоре. Уровенная поверхность грунтовых вод представляет собой складкообразную поверхность, в сглаженном виде повторяя черты рельефа. Глубины уровней грунтовых вод определяются как геологическими, так и физико-географическими факторами. Ввиду отсутствия водоупорной кровли грунтовые воды не имеют напора, но при внедрении в водонасыщенную часть пласта линз водоупорных пород или при полном перекрытии водонепроницаемыми пластами на отдельных участках грунтовые воды могут передавать напор. Подземные воды, находящиеся ниже грунтовых, обладают напором.

Напорные (артезианские) воды залегают в водопроницаемых пластах, подстилаемых и перекрываемых водоупорными толщами. Напор определяется высотой подъема воды при вскрытии водоносного горизонта и выражается в метрах. При высоте стояния уровня, превышающего поверхность Земли, наблюдается фонтанирование — самоизлив. Водоносные — артезианские пласты, обладающие сходными химическим составом и гидродинамическими условиями, объединяются в водоносные комплексы, включающие наряду с водоносными и локальные пласты-водоупоры. Иногда водоносные комплексы объединяют в гидрогеологические этажи, резко различные по своим характеристикам. Границами между этажами обычно служат мощные региональные пласты-водоупоры.

ГИДРОГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ПРИРОДНЫЕ ВОДОНАПОРНЫЕ СИСТЕМЫ

Под природной водонапорной системой понимается серия водоносных комплексов, обладающих сходными условиями создания напора и движения вод.

Необходимость выделения водонапорных систем была учтена и развита в трудах таких исследователей, как В. Н. Щелкачев, Г. Б. Пыхачев, В. Н. Корценштейн, А. М. Овчинников, А. А. Карцев, Ю. П. Гаттенбергер, С. Б. Вагин и др.

Следует отметить, что термин «природные водонапорные системы» введен в литературу в 30-х годах В. Н. Щелкачевым, изучавшим режимы нефтяных месторождений с позиций подземной гидравлики. В дальнейшем он был использован А. М. Овчинниковым в качестве постулата для введения в гидрогеологию нового понятия о водонапорных системах земной коры.

А. А. Карцев, исходя из того, что подземные воды можно охарактеризовать как по условиям залегания (статика), так и по условиям движения (динамика), предложил системы подземных вод, обладающих сходными условиями залегания, называть бассейнами подземных вод, а системы, характеризующиеся сходными условиями возникновения движения вод, называть геогидродинамическими системами. Однако на практике оба эти принципа объединяются при определении понятия водонапорной системы.

В зависимости от направления движения вод и вида процесса, за счет которого образуется напор (инфильтрации или выжимания), различают два типа естественных водонапорных систем — инфильтрационные и отжимные, или элизионные. Причем под водонапорной системой понимаются единые водоносные горизонты или гидродинамические единые комплексы со сходными условиями залегания и образования напоров вод, а также с общими областями питания и разгрузки.

Кроме естественных водонапорных систем указанных (либо смешанных) типов, наблюдаются и искусственно созданные водонапорные системы, известные под названием техногенных.

В водонапорных системах инфильтрационного типа области питания приурочены к выходам данного пласта на земную поверхность в наиболее высоких отметках рельефа. Именно здесь начинается создаваться напор, так как, попав под водоупорную кровлю, воды превращаются в напорные.

Области разгрузки делятся на открытые и скрытые. Открытые области разгрузки приурочены к местам выхода водоносного горизонта на земную поверхность на гипсометрических отметках ниже области питания, т. е. в долинах рек, эрозионных врезках и т. п. Когда водоносные пласты не имеют выхода на земную поверхность, в пониженных участках рельефа могут наблюдаться под-

земные или подводные, т. е. скрытые, области разгрузки. В этом случае вода может уходить из пласта через поверхности стратиграфических несогласий, по трещинам. Подземная разгрузка характерна и для нефтеносных пластов. Перетоки вод из одних пластов в другие можно рассматривать как зоны разгрузки высоконапорных горизонтов и в то же время как зоны питания для пластов с меньшими напорами. Разновидность скрытой разгрузки — подводная, наблюдается в зонах выхода водоносного пласта на дне моря.

Областью напора или стока называется все пространство между областями питания и разгрузки. Здесь при вскрытии водоупорной кровли уровень воды поднимается на высоту, которая и называется гидростатическим, или пьезометрическим, напором. Гидростатическая, или пьезометрическая, поверхность артезианского водоносного горизонта представляет собой поверхность, угол наклона которой определяется расстоянием между областью питания и областью разгрузки и разницей их альтитуд. Наблюдаемые в пределах артезианских бассейнов инфильтрационного типа отдельные участки, где происходит дополнительное проникновение поверхностных вод в водоносный горизонт (эрозионные врезы), называют гидрогеологическими окнами.

Для водонапорных систем инфильтрационного типа, связанных с земной поверхностью как областями питания, так зачастую и областями разгрузки, приемлемо название открытых систем.

По определению А. А. Карцева, основную форму энергии в инфильтрационных системах представляет потенциальная энергия жидкости в поле силы тяжести. Пластовое давление здесь определяется произведением величины пьезометрического напора и плотности воды.

Водонапорная система выжимного (элизионного, седиментационного) типа характеризуется созданием напора в результате выжимания воды из уплотняющихся пород. В самых погруженных участках водоносного горизонта наблюдаются наиболее высокие напоры за счет максимального уплотнения осадков. Эти зоны наибольшего погружения пласта являются для данного типа бассейна областями питания. Движение вод в этом случае происходит вверх по восстанию пластов и в этом же направлении уменьшаются напоры.

Для элизионных систем, являющихся полураскрытыми, связанными с земной поверхностью только зонами разгрузки, основной формой энергии является потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накопившаяся в процессе уплотнения осадков.

В водонапорных системах полужакрытого типа пластовое давление всегда превышает гидростатическое, — как абсолютное, так и условное. Пластовое давление, превышающее условное гидростатическое, принято называть аномально высоким, что, по существу, неправомерно, так как для отжимных систем оно нормальное, на что указывал А. А. Карцев.

В течение длительного геологического времени в водоносных комплексах могли меняться гидрогеологические условия: периоды седиментации сменялись периодами инфильтрации. Поэтому вполне естественно и наличие гидрогеологических комплексов, обладающих смешанными чертами инфильтрационных и отжимных систем.

В. А. Кудряковым была предложена схема перестройки режима водонапорных систем при переходе от одного гидрогеологического этапа к другому. По его представлениям, превращение водонапорных систем из одного типа в другой происходит постепенно и контролируется процессом перераспределения давлений в проницаемых толщах. В связи с этим в пределах единого бассейна наблюдаются различные по происхождению источники давления, определяющие одновременное существование различных по происхождению водонапорных систем. Это явление может быть обусловлено и тектоническим фактором. Действительно, какой-то линейный элемент, развивающийся ранее единообразно, может разделиться на продолжающий прогибаться и на начавший воздыматься.

Отжимные водонапорные системы приурочены к прогибающимся частям, занятым морями, инфильтрационные — к континентальным частям ранее морфологически единого бассейна. В инфильтрационных водонапорных системах давление убывает при удалении от участков инфильтрации, а в элизионных, наоборот, от зон максимальной седиментации к зонам минимальной седиментации. Разнообразные геологические и гидрогеологические условия в период развития гидрогеологических бассейнов формируют весьма разнообразные соотношения геогидродинамических систем во времени и пространстве.

20-й век характеризуется все более значительным воздействием человека на природу. В частности, закачка воды в эксплуатируемые нефтяные и газовые пласты, сброс вод в поглощающие горизонты, создание подземных газохранилищ, извлечение подземных вод на поверхность и т. п. вызывают так называемые техногенные изменения.

Ю. П. Гаттенбергер отмечает, что самым существенным изменениям подвергается гидродинамическая обстановка, определяющая тип (режим) водонапорных систем. В естественных системах как инфильтрационного, так и отжимного (элизионного) типов распределение напоров устанавливается в течение длительного геологического времени, характеризуется невысокими и выдержанными по площади напорными градиентами. Режимы также меняются за длительный геологический срок. Изучая современные природные режимы водонапорных систем, об их развитии можно судить только индуктивным методом.

В результате интенсивной разработки и применения вторичных методов эксплуатации естественные водонапорные системы превращаются в искусственно созданные техногенные системы. По определению Ю. П. Гаттенбергера, в качестве областей питания в них выступают участки закачки воды для разработки нефтяных

залежей или для сброса сточных вод, а областей разгрузки — эксплуатирующиеся нефтяные и газовые месторождения и водозаборы.

Для техногенных систем характерны резкие напорные градиенты, в десятки и сотни раз превышающие естественные градиенты, полное или частичное изменение направлений движения подземных вод, преобразование естественных областей питания и разгрузки.

Н. А. Плотников обратил внимание на то, что получение подземных вод в количествах, превышающих величину эксплуатационных запасов, приводит к вовлечению в расход части вековых запасов, что в свою очередь ведет к истощению водоносного горизонта и ухудшению качества воды. Как пример приводится ставший классическим случай, связанный с эксплуатацией вод в Дакотском артезианском бассейне, где водоносные нижнемеловые песчаники за несколько десятков лет эксплуатации настолько истощились, что многочисленные водяные скважины перестали фонтанировать, а динамические уровни упали более чем на 150 м, что в свою очередь не позволило эксплуатировать скважины даже насосным способом.

Ю. П. Гаттенбергером и В. П. Дьяковым установлено, что в период разработки на естественном режиме и до планомерной закачки наблюдается падение уровней, вокруг залежей образуются воронки депрессии. В период закачки воды в пласты пластовое давление стабилизируется, а позднее и растет, что четко прослеживается в залежах с законтурным заводнением. При разработке залежей с внутриконтурным заводнением почти не наблюдается повышения давления за контуром.

Ю. П. Гаттенбергер обратил внимание на то, что настоящее время вся зона вокруг Ромашкинского, Туймазинского, Бавлинского, Шкаповского месторождений площадью более 30 тыс. км² по девонскому терригенному комплексу является зоной искусственно созданного пьезометрического максимума. Он выступает в целом как огромная и обильная область питания всей водонапорной системы этих отложений; внутри него имеются местные зоны питания (нагнетательные скважины) и разгрузки (добывающие скважины). В процессе разработки залежей нефти и газа наблюдается изменение как напоров, так и химического состава глубоких вод.

Рассматривая различные природные водонапорные системы и их соотношения во времени и пространстве, следует остановиться на пьелегродинамических системах. В настоящее время это понятие не пользуется распространением, но оно необходимо при рассмотрении такого раздела гидрогеологии, как палеогидрогеология.

Палеогидрогеология решает задачу восстановления гидрогеологической истории изучаемого объекта. Начиная с 30-х годов текущего столетия вопросами палеогидрогеологии, или ископаемой гидрогеологии, занимались П. Н. Червинский, К. И. Маков, А. Н. Семихатов, М. А. Гатальский, А. М. Овчинников, позднее

А. А. Карцев, С. Б. Вагин, Я. А. Ходжакулиев, Б. Ф. Маврицкий, Б. И. Куделин и др.

А. А. Карцев предложил гидрогеологическую историю разбить на циклы и этапы. Совокупность седиментационного и инфильтрационного этапов называется гидрогеологическим циклом. Гидрогеологический цикл начинается с погружения пород и возникающей трансгрессии, продолжается в период последующего воздымания пород и наступившей регрессии и заканчивается перед новым погружением пород, т. е. перед наступающей трансгрессией. К этому времени в осадочной толще под воздействием массы молодых осадков возобновляется отжатие из глин седиментационных вод, изменяется направление их движения и возрастает пластовое давление.

В результате проникновения и последующего движения вод по проницаемым разностям пород от областей с максимальным погружением к краевым участкам бассейна происходит седиментационный водообмен.

Когда самые высокие напоры приурочены к гипсометрически наиболее высоким точкам пласта, инфильтрационные воды внедряются в осадочные толщи, что приводит к инфильтрационному водообмену.

При формировании осадочных толщ в пределах определенного региона может быть несколько гидрогеологических циклов различной продолжительности и интенсивности седиментационных и инфильтрационных этапов.

В геологическом разрезе седиментационный этап представлен наличием осадочных толщ, а инфильтрационный — перерывом в осадконакоплении.

Выделение циклов и этапов с целью воссоздания гидрогеологической истории было названо А. А. Карцевым периодизацией. Реконструкцию состава древних подземных вод он предложил называть палеогидрохимией, хотя принципы, положенные в основу таких реконструкций, весьма условны. Беря за основу периодизацию гидрогеологической истории, А. А. Карцев и другие исследователи рассматривали гидродинамические условия отдельно для элизионных и инфильтрационных этапов развития отдельных гидрогеологических бассейнов.

При реконструкции гидродинамических условий на элизионных этапах М. С. Бурштар, А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. В. Колодий анализировали распределение мощностей осадков. Графически такая реконструкция представляет собой не что иное, как карту мощностей. Но в отличие от обычных карт равных мощностей, здесь для каждого последующего этапа прибавляются мощности перекрывающих отложений. Эта методика также имеет определенные условности. Так, уплотнение осадков на каждом этапе отражается на величине их мощности. На палеогидрогеологических схемах изолиниями отображаются палеомаксимумы (районы наибольших давлений) и стрелками — линии токов подземных вод от наиболее прогнутых зон к зонам с наименьшими мощностями

осадков (палеопьезоминимумы). Авторы рекомендуют данную методику для слабоизученных территорий.

Количественная методика оценки палеогидродинамических параметров, предложенная Г. П. Якобсоном, Ф. П. Самсоновым и Ю. М. Качаловым, базируется на постулате, что движение подземных вод на элизионном этапе является неустановившимся. Применяв уравнение Г. Н. Каменского для неустановившегося движения в конечных разностях, авторы определяют древние уровни на заданную дату в искомой точке бассейна и по вычисленным величинам строят карты палеогидроизопьез.

О. В. Барцев предложил количественный метод палеогидродинамических реконструкций. Он предположил, что градиенты пластовых давлений в отдельной точке водонапорной системы за время ее существования почти не изменяются. Градиент изменения пластового давления с глубиной (по О. В. Барцеву, коэффициент напряженности) $K_n = p_{пл} \cdot 10/H$.

Для построения карт палеонапов вычисляют величины коэффициента напряженности по площади данного пласта. Для этого же пласта строят карту палеоглубин на определенный этап гидрогеологического развития бассейна. Далее, аналогично методу построения карт схождения, совмещая карту равных величин коэффициента напряженности с картой палеоглубин, в точках пересечения получают величины палеодавлений.

Палеодавления по методике А. И. Силина-Бекчурина пересчитывают в палеонапоры и строят карты палеонапов для какого-либо этапа гидрогеологического развития.

Для реконструкции гидродинамических условий на инфильтрационных этапах можно использовать палеогеологические карты конца периода денудации с выделением на них областей инфильтрации и разгрузки.

Условия формирования подземных вод устанавливают по интенсивности водообмена на различных этапах гидрогеологического цикла. Для расчета показателей интенсивности водообмена А. А. Карцев рекомендовал следующие формулы: $ПИЭВ = (V_r \Delta m_r) / (V_n m_n)$, $ПИИВ = (F u \tau_i) / (V_n m_n)$, где ПИЭВ и ПИИВ — показатели интенсивности соответственно элизионного и инфильтрационного водообмена; V_r и V_n — объемы соответственно глин и песчаных коллекторов данного водоносного комплекса (с учетом изменения во времени); Δm_r — изменение пористости глин в течение данного этапа; m_n — пористость песчаников (с учетом изменения во времени для элизионного этапа); F — площадь поперечного сечения древнего подземного потока; u — скорость древнего потока, взятая по аналогии с таковой в сходных современных бассейнах; τ_i — длительность данного инфильтрационного этапа (по данным абсолютной геохронологии).

§ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Воды нефтяных и газовых месторождений родственны остальным подземным водам. Специфика их состава объясняется, с од-

ной стороны, условиями залегания в хорошо изолированных пластах, что приводит к глубокой метаморфизации вод, а с другой — взаимодействием с углеродами, что обуславливает привнос в них ряда микрокомпонентов.

В зависимости от расположения по отношению к залежам пластовые воды подразделяются на:

1) нижние краевые (контурные), находящиеся в том же пласте, что и залежь, не полностью подстилающаяся водой, и залегающие ниже этой залежи; 2) подошвенные воды, приуроченные к подошве залежи, полностью подстилающейся водой; 3) промежуточные воды, свойственные водоносным пропласткам и пластам внутри нефтегазоносного эксплуатационного объекта; 4) верхние краевые воды, встречающиеся очень редко над залежью в том же пласте; 5) верхние воды, наблюдающиеся в водоносных пластах, расположенных выше нефтегазоносного пласта; 6) нижние воды, находящиеся в водоносных пластах, залегающих ниже нефтегазоносного пласта.

В газовых и конденсатных месторождениях имеются маломинерализованные конденсационные воды, выделяющиеся из газа при перепаде давлений в процессе эксплуатации.

Химический состав вод

Ионно-солевой макросостав вод нефтяных и газовых месторождений аналогичен составу любых других нефтяных глубинных вод. По классификации Сулина нефтяные воды относятся к хлоридно-кальциевому и гидрокарбонатно-натриевому типам. Образование вод хлоридно-кальциевого типа требует гидрогеологической закрытости и обстановки застойности, а формирование вод гидрокарбонатного типа обусловлено и значительным воздействием углеводородов на ионно-солевой состав вод в процессе тех или иных биохимических реакций.

Отличительная особенность вод нефтяных месторождений — их высокая минерализация при относительном обогащении хлоридами и бромидами, что обусловлено высокой гидрохимической закрытостью, способствующей интенсивно идущим процессам метаморфизма. В литературе воды нефтяных и газовых месторождений часто подразделяют на щелочные (гидрокарбонатно-натриевые) и жесткие (хлоридно-кальциевые).

Щелочные воды распространены весьма широко в нефтяных месторождениях складчатых областей, но не известны на платформах. В. А. Сулин объяснял это тем, что наличие значительной загипсованности разреза и поступление при выщелачивании в воды сульфата кальция препятствуют сохранению в них соды:



Щелочные воды характерны для относительно менее закрытых структур, в которых есть некоторый водообмен, т. е. условия не застойны. Общая минерализация щелочных вод нефтегазоносных пластов обычно не превышает нескольких десятков грамм на 1 л.

Для щелочных вод характерны большие величины относительного содержания гидрокарбоната, сульфата и органических анионов. По абсолютному содержанию в этих водах преобладает гидрокарбонат-ион. Встречаются также и хлоридные щелочные воды. Ионно-солевой состав хлоридных щелочных вод нефтяных месторождений представлен в основном хлоридом и гидрокарбонатом натрия при преобладании первого.

Гидрокарбонатные щелочные воды имеют меньшую минерализацию и встречаются в зонах значительного водообмена, где происходит частичное разрушение залежей. Такие воды иногда представляют собой содовые растворы.

Жесткие воды характерны для нефтяных месторождений как складчатых, так и платформенных областей. Они залегают в гидрогеологически хорошо закрытых нефтяных пластах. Минерализация этих вод обычно более высокая, чем щелочных, и составляет сотни граммов на 1 л. В ионно-солевом составе этих вод всегда преобладают хлор, натрий, изредка — кальций.

Хлоридно-кальциевые воды обычно подразделяются на несколько подтипов:

с относительно малой минерализацией — 100—200 мг-экв на 100 г, отмечены в нефтеносных районах ряда складчатых областей, характеризуются несколько меньшей хлоридностью, величины Na/Cl превышают 0,8;

рассолы с минерализацией 400 мг-экв на 100 г и выше известны в платформенных областях и некоторых нефтеносных районах складчатых областей, величины Na/Cl 0,8—0,6.

На платформах известны и воды с коэффициентом Na/Cl ниже 0,5 и преобладанием кальция над натрием, т. е. предельные продукты глубинного метаморфизма.

Значения рН для хлоридно-кальциевых вод обычно составляют 4—6. Столь низкие их величины обусловлены гидролизом хлоридов кальция и магния. В некоторых водах хлоридно-кальциевого типа отмечены хлориды железа.

Жесткие воды в нефтяных месторождениях бывают также хлоридно-магниевые типа. Распространение их контролируется развитием доломитовых толщ в зонах затрудненного водообмена. Воды сульфатно-натриевого типа известны лишь в разрушающихся залежах углеводородов.

В мировой практике воды пресные и маломинерализованные наблюдаются в ряде нефтяных и газовых месторождений.

Органические вещества и микрокомпоненты

Органические вещества (ОВ) в нефтяных водах наблюдаются в ионной, молекулярной и коллоидной формах. Содержание их зачастую невелико, а состав сложен, чем и обусловлены трудности их изучения.

Одним из показателей наличия в воде ОВ является содержание органического углерода ($C_{орг}$) и органического азота. О наличии органики судят и по битумной части ОВ, т. е. по тем ком-

понентам, которые растворяются в нейтральных растворителях — хлороформе, петролейном эфире и др.

Выделяют такие группы индивидуальных органических соединений: органические кислоты (нафтеновые, гуминовые, жирные) и их соли (мыла), фенолы, ароматические углеводороды (в частности, бензол), а также различные эфиры и спирты.

Под нафтенowymi кислотами понимают органические анионы, лишь часть которых составляют нафтенат-ионы. Нафтеновые кислоты, выделенные из вод, имеют кислотные числа преимущественно от 250 до 330, что указывает на наличие в них 10—15 атомов углерода. Нафтеновые кислоты определяются формулами от $C_9H_{17}COOH$ до $C_{14}H_{27}COOH$ (общая формула $C_nH_{2n+1}COOH$). По-видимому, среди кислот с числом атомов углерода 14 и 15 есть бициклические нафтеновые кислоты с общей формулой $C_nH_{2n-3}COOH$. Отмечено наличие в водах также ионов и более низкомолекулярных нафтеновых кислот, характеризующихся кислотными числами 340—430. Такие кислоты имеют формулы $C_6H_{11}COOH + C_8H_{15}COOH$. Их ионы встречаются в водах значительно реже.

Содержание нафтеновых кислот в нефтяных водах зачастую определяется десятками миллиграммов на 1 л, но известны и большие концентрации. Повышенными концентрациями характеризуются щелочные воды. В жестких водах, содержащих много кальция, нафтенат-ионы выпадают из раствора в виде кальциевых солей.

Содержание ОВ, растворенных в подземных водах, колеблется от 0,05 до 200 мг/л, т. е. в очень широких пределах. Содержание органического азота варьирует от 0,03 до 18,8 мг/л.

Битумная часть растворенных ОВ наиболее связана с нефтесодержанием. Повышенные концентрации водорастворенных битумов наблюдаются в нефтеносных пластах, причем максимумы их отмечены в непосредственной близости от залежей нефти.

Фенолы впервые обнаружены в нефтяных водах И. В. Гринбергом в 1947 г. Количественно они были определены Е. А. Барс и Т. И. Александровой в 1960 г. Обычно содержание фенолов не превышает нескольких миллиграммов, а то и десятых долей миллиграмма на 1 л. В водах, не связанных с нефтью, фенолы не встречаются. По мнению Е. А. Барс, наибольшие концентрации фенола характерны для вод, контактирующих с залежами нефти, обогащенной ароматическими углеводородами.

Фенолы в водах находятся как в свободной форме, так и в виде соединений с металлами (главным образом натрием) — фенолитов. Фенолы и фенолиты хорошо растворимы в воде. Свободные фенолы установлены и в щелочных, и в жестких водах, что увеличивает возможность использования их для оценки перспектив нефтегазоносности.

Бензол, представляющий собой один из ароматических углеводородов и входящий в состав многих нефтей, отмечен только в

нефтяных водах, содержание его несколько десятков миллиграммов на 1 л.

Растворенные в водах ОВ являются неперменной составляющей нефтяных вод. Наряду с ними имеется ряд неорганических веществ: иод, бром, бор, аммоний, различные соли, сера, сода.

Иод содержится в водах в виде иодидов, причем концентрации его крайне неравномерны. Для вод земной поверхности и грунтовых вод содержание его от 0,00001 до 0,001 мг/л, в морской воде — около 0,05 мг/л, в минерализованных подземных водах 0,1—1 мг/л. Содержание иода в нефтяных водах достигает больших величин.

Иод поступает из морской воды в клетчатку водорослей, тел губок и кораллов. При их отмирании он переходит в седиментационные воды, а частично остается в составе ОВ, вместе с которым участвует в нефтеобразовании, правда пассивно, и в конечном итоге сопутствует скоплению углеводородов. Иод в нефти входит в состав сложных комплексных органических соединений, являясь комплексообразователем. Содержание иода, по-видимому, повышено не только в нефтях, но и в других природных ОВ.

Бром присутствует в природных водах в виде бромидов (бромид натрия). Непосредственно с нефтью он не связан. Высокие количества брома указывают на большую степень метаморфизации природных вод, характерную для гидрогеологических обстановок, свойственных залежам нефти и газа.

Высокие концентрации брома наблюдаются как в нефтяных водах, так и в отдельных соляных озерах. Следует заметить, что во многих щелочных нефтяных водах содержание брома невелико.

При оценке концентрации брома обычно пользуются отношением $Cl/Bг$. В морской воде оно равно 292. В метаморфизованных рассолах (как подземных, так и поверхностных — озерных) величина $Cl/Bг < 292$, т. е. наблюдается относительное и абсолютное увеличение брома. В рассолах соленосных (хлоридных) отложений величина $Cl/Bг > 292$. По величине этого отношения можно отличить рассолы соляных штоков от вод глубинной метаморфизации, не связанных с соляными месторождениями.

Несмотря на то что наличие повышенных концентраций бора в нефтяных водах было установлено давно, вопрос об использовании бора в качестве показателя нефтегазоносности оставался малоизученным. По данным В. Б. Каплун, в водах гидрокарбонатно-натриевого типа бор может служить показателем нефтеносности, причем сопоставление величин бор-хлорных коэффициентов в поверхностных содовых озерах и подземных водах гидрокарбонатно-натриевого типа позволяет считать величины $(B \times 10^4)/Cl = 90—100$ благоприятным показателем нефтеносности. Пониженный бор-хлорный коэффициент $[(B \cdot 10^4)/Cl < 90]$ обычно характеризует либо зоны смешения вод гидрокарбонатно-натриевого типа с более минерализованными водами, содержащими меньшие концентрации бора, либо отсутствие нефтяных залежей.

В водах хлоридно-кальциевого типа бор не может служить по-

казателем нефтеносности. Влияние нефтеносности на накопление бора в водах хлоридно-кальциевого типа не проявляется на фоне физико-химических процессов, приводящих в одних случаях к концентрированию, а в других — к выпадению бора из раствора вне связи с нефтеносностью. Высокая метаморфизация вод препятствует выщелачиванию из нефтей кислых продуктов типа нефтяных кислот и других нефтяных компонентов, которыми связан бор, т. е. отсутствуют условия для взаимодействия между хлоридно-кальциевыми пластовыми водами и борсодержащими кислыми продуктами нефтей.

В водах гидрокарбонатно-натриевого типа нефтяных месторождений коэффициент $(B \cdot 10^4)/Cl$ изменяется соответственно изменению величины Na/Cl , а в водах хлоридно-кальциевого типа зачастую прослеживается изменение коэффициента $(B \cdot 10^4)/Cl$ обратно изменению коэффициента $(Cl - Na)/Mg$.

Аммоний в природных водах, по-видимому, в основном органического происхождения. Если в поверхностных и грунтовых водах его содержание не превышает нескольких миллиграммов на 1 л, то в нефтяных водах зачастую превышает 100 мг/л (в девонских водах Волго-Уральской нефтеносной провинции достигает 500 мг/л).

Основная часть аммония поступает в воды нефтеносных отложений из самой нефти в процессе разложения азотистых веществ. Общепринято для метаморфизованных вод содержание аммония 100 мг/л считать показателем нефтеносности. Для вод угольных месторождений этот компонент не характерен, что, по-видимому, объясняется устойчивостью азотистых соединений в углях. Возможно, сказывается и относительная раскрытость угольных месторождений, препятствующая сохранению аммония.

Гидросульфиды, сероводород и другие восстановленные формы серы образуются в результате процессов окисления углеводов под воздействием бактерий с параллельно идущим восстановлением сульфатов, растворенных в воде. Этот процесс известен как «реакция десульфирования»: $CH_4 + Na_2SO_4 = NaHCO_3 + NaHS + H_2O$, $NaHS + CO_2 + H_2O = NaHCO_3 + H_2S$.

Процессы восстановления соединения серы в некоторых случаях приводят к образованию самородной серы. Изучение парагенезиса углеводов и серы свидетельствует о том, что отдельные месторождения серы могли образоваться на месте нефтяных и газовых месторождений.

Бессульфатность, или недонасыщенность вод сульфатами отражает вторую часть описанного процесса окисления углеводов. Воды нефтяных месторождений, как правило, не характеризуются высокими концентрациями сульфатов. Однако небольшое содержание сульфатов в метаморфизованных водах хлоридно-кальциевого типа может быть обусловлено и малой растворимостью их в этих водах.

Следовательно, бессульфатность вод не обязательно обусловлена наличием нефти. В первую очередь это относится к глубин-

ным водам хлоридно-кальциевого типа. Воды земной поверхности и зоны свободного водообмена характеризуются относительно высоким содержанием сульфатов. В областях развития магматических и совершенно промытых осадочных пород воды не содержат сульфатов. Исключение составляют поверхностные и грунтовые воды центральной части Якутии. По данным исследований В. П. Шугрина и А. А. Карцева, здесь наблюдается аномальная бессульфатность вод. Сульфатов либо нет совсем, либо их очень мало, а величина $SO_4/Cl < 1$. Наличие хлоридов указывает на то, что породы здесь не полностью промыты. Кроме того, здесь развиты соленосные толщи.

Объяснение указанному явлению дают два основных фактора: наличие многолетнемерзлых пород и присутствие в разрезе соленосных толщ. Многолетняя мерзлота ослабляет выщелачивание солей из пород, особенно представленных труднорастворимым гипсом. Наличие мощных соленосных толщ относительно увеличивает поступление в воды хлоридов, в том числе, хлорида магния. В результате этого воды относятся к хлоридно-магниевому типу.

Таким образом, бессульфатность вод не всегда можно расценивать как признак нефтегазоносности. Это относится как к глубинным хлоридно-кальциевым водам, так и к пресным, дренирующим породы, лишенные солей, и к надмерзлотным водам. В остальных случаях этот показатель имеет важное значение.

С другой стороны, присутствие сульфатов в водах в более или менее значительных количествах не всегда является признаком отсутствия нефти в данных отложениях. При наличии значительных масс гипсов и ангидритов сульфатность вод может отчасти сохраняться за счет поступления из пород сульфатов на фоне процесса их восстановления в водах. Наличие высокотермальных вод препятствует биохимическому восстановлению сульфатов, как в некоторых пластах грозненских месторождений, где благодаря высоким ($>60^\circ C$) температурам сульфатность вод сохраняется большой даже в зоне водонефтяного контакта. По-видимому, биохимическое восстановление сульфатов не может идти также в очень кислых водах и при высокой степени солености.

Таким образом, сульфатность вод можно использовать в качестве признака отсутствия углеводородов, когда породы не содержат значительных масс сульфатов и отсутствуют условия, препятствующие жизнедеятельности бактерий.

Сода ($NaHCO_3$) в водах нефтяных месторождений также связана с описанным процессом десульфатизации. Кроме того, она может накапливаться в водах и при выветривании натриевых полевых шпатов в условиях окислительной обстановки на земной поверхности. В вулканических областях она образуется за счет поступления глубинного углекислого газа.

Отличие щелочных вод коры выветривания и вод, дренирующих обессоленные породы, от щелочных вод нефтеносных отложений заключается в том, что первые являются пресными и в их солевом составе преобладает гидрокарбонат кальция, а вторые —

минерализованные и в их солевом составе преобладает обычно хлорид натрия.

Наличие соды в водах рассматривается как показатель нефтегазоносности при условии, что эти воды не приурочены к коре выветривания, зонам развития солонцов, вулканическим районам и угольным месторождениям. Отсутствие соды в водах для оценки нефтеносности значения не имеет, так как для нефтяных месторождений наиболее характерны жесткие воды.

В водах нефтяных месторождений встречаются тяжелые металлы — ванадий, никель и др.

Отсутствие этих металлов характерно для вод зоны контакта с нефтями. Сами нефти концентрируют упомянутые компоненты в значительных количествах, а глубинные воды нефтеносных областей относительно обогащены ими.

Газовый состав вод нефтяных и газовых месторождений

Для вод нефтяных и газовых месторождений наиболее представительны углеводородные газы метанового гомологического ряда (этан, пропан, бутан, пентан), а также азот и углекислый газ.

Гомологи метана (этан, пропан, бутан, пентан) поступают в воды из нефтей, поэтому их можно считать надежными показателями нефтегазоносности. В то же время следует помнить, что гомологи метана наблюдаются не во всех водах нефтяных и газовых месторождений.

Специфический компонент нефтяных вод — углекислый газ. Он хорошо растворяется в воде, но, тем не менее, в составе растворенных газов доминирует редко. Значительные концентрации углекислого газа наблюдаются лишь там, где нефти сравнительно недавно окислялись.

Высокое содержание углекислого газа характерно для подземных вод молодых складчатых областей. Хорошо изолированные глубинные воды нефтеносных областей имеют низкие величины содержания углекислого газа. В то же время такой газовый компонент, как азот, имеет максимальные концентрации в водах глубинных нефтеносных горизонтов в застойных условиях. Азот подземных вод генетически разнороден: он может быть атмосферного и биогенного происхождения (за счет разложения ОВ в породах — биогенный, или безаргонный, азот). Биогенный азот может быть связан с углеводородами.

Для определения относительной доли воздушного и биогенного азота в их смеси пользуются величиной отношения аргона к азоту (коэффициент В. П. Савченко): $(Ar \cdot 100)/N_2$. Для воздуха этот коэффициент равен 1,18%; для подземных газов он всегда ниже, что обусловлено примесью безаргонного азота в недрах, в то время как аргон имеет в основном воздушное происхождение. Следовательно, чем меньше аргон-азотный коэффициент, тем большая доля азота в смеси является биогенной. Если в воздухе отношение $(Ar \cdot 100)/N_2 = 1,18\%$, то в водном растворе (учитывая

отношение коэффициентов растворимости Ar и N_2 , равное 2,25) оно составляет 2,68%: $(Ar \cdot 100) / N_2 = 1,18 \times 2,25 = 2,68$.

В. П. Савченко, считая, что аргон имеет чисто воздушное происхождение, доказал, что значения аргон-азотного коэффициента меньше 2,68% могут быть только при поступлении в воды биогенного (безаргонного) азота. Содержание биогенного азота в составе водорастворенного газа $N_{2 \text{ биог}} = (Ar \cdot 100) / (N_2 \cdot 2,68)$.

Сероводород не преобладает в составе растворенных газов. Но благодаря высокой растворимости (в 3 раза больше, чем у углекислого газа) его содержание в воде бывает значительным.

Сероводород свойствен нефтеносным горизонтам, находящимся в зонах затрудненного водообмена. Его появление в водах обусловлено главным образом восстановлением сульфатов вод, а в некоторых случаях — разложением сернистых компонентов нефтей. Часть его образуется при восстановлении сульфатов за счет метана — в угленосных отложениях и торфяниках.

Реагируя с окисными минералами, сероводород может исчезать из вод. Поэтому глубинные застойные воды, в которых восстановление сульфатов прекратилось, обычно лишены сероводорода.

Наибольшие концентрации сероводорода наблюдаются в зонах интенсивного окисления углеводов, в частности на контакте с гипсами.

Растворенный сероводород может частично переходить в форму гидросульфатного иона: $H_2S \rightleftharpoons HS^- + H^+$. Гидросульфид-ион появляется при наличии $pH=6$ и преобладает в щелочных водах.

Гелий, содержащийся в растворенном состоянии в небольших количествах, представляет определенный интерес с геохимической точки зрения. Он является продуктом радиоактивного распада урана и тория. Его содержание в сумме с неонем обычно менее 1% суммы растворенных газов. Однако отношение гелия к аргону: гелий-аргоновый коэффициент (по В. П. Савченко) используется как показатель возраста вод и степени интенсивности водообмена. Содержание гелия в условиях закрытости во времени нарастает за счет образования гелия при радиоактивном распаде, тогда как содержание аргона остается постоянным. Поэтому в глубинных застойных водах гелий-аргоновый коэффициент сравнительно велик. Значительный водообмен, приносящий атмосферный аргон, снижает этот коэффициент. По М. С. Гуревичу, аналогичное значение имеет коэффициент $(He + Ne) / Ar$. Неон, имея такое же, как аргон, исключительно воздушное происхождение, входит в это отношение как постоянный коэффициент; при анализе же он определяется в сумме с гелием.

§ 3. ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГЕОГИДРОХИМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Возможность применения геохимических показателей для оценки перспектив нефтегазоносности обусловлена совместным нахождением в недрах углеводов и вод. Формирование и сохран-

ность залежей углеводородов во многом зависят от гидрогеологических условий. В силу этого гидрогеологическая обстановка используется как показатель перспектив нефтегазоносности. Физико-химическое взаимодействие между нефтями и водами приводит к поступлению специфических микрокомпонентов, водоизменяющих ионно-солевой состав вод. Эти компоненты используются в качестве признаков нефтеносности.

В настоящее время выделяют гидрогеологические показатели нефтеносности и гидрогеологические показатели условий сохранения нефтяных залежей.

К гидрогеологическим показателям нефтеносности относят геохимические особенности подземных вод, связанные с воздействием нефти на воду. Иными словами, это гидрохимические показатели. Гидрохимические признаки нефтеносности подразделяют на достоверные, или прямые, и предположительные, или косвенные. К достоверным гидрохимическим признакам относятся вещества нефтяного происхождения (нафтенат-ионы и другие органические анионы нефтяного происхождения, фенолы, углеводороды метанового ряда). Сюда не следует относить высокие концентрации аммония.

К предположительным гидрохимическим признакам нефтеносности относится наличие в водах веществ, концентрирование которых хотя и связано с нефтеобразованием, но может идти и самостоятельно: метана, иода, аммония, биогенного азота, частично брома, а также соединений, образующихся в процессе химического взаимодействия вод и нефтей — сероводорода, гидросульфида, соды, углекислого газа. Естественно, что отсутствие сульфатов, восстановившихся при взаимодействии с углеводородами, следует считать благоприятным признаком.

Все перечисленные признаки нефтеносности, как достоверные, так и предположительные, нельзя считать точными, поддающимися определенным численным характеристикам. Даже значительные концентрации того или иного компонента не являются обязательным признаком наличия промышленных скоплений нефти. С другой стороны, отсутствие органических ионов, аммония, иода, углеводородов, сульфатов и др. — отнюдь не всегда может рассматриваться как отрицательный признак при поисках углеводородов. Поэтому использование перечисленных показателей возможно только при комплексном учете всех геологических факторов.

В последнее время гидрохимические показатели не подразделяют, так как общепризнано, что все гидрогеологические показатели являются предположительными.

При оценке перспектив нефтегазоносности главным является установление условий, благоприятных для образования и дальнейшего существования залежей углеводородов. При этом следует учитывать, что благоприятные условия не всегда могут быть реализованы, и поэтому показатели благоприятных условий не являются эквивалентом наличия залежей углеводородов.

На благоприятные условия для образования и сохранения неф-

ти и газа указывает отсутствие окислителей в солевом и газовом составех вод, т. е. отсутствие кислорода и сульфатов. Окисление углеводородов при одновременном восстановлении сульфатов под воздействием анаэробных бактерий — довольно широко распространенный процесс, идущий в недрах (десульфатизация вод). Однако наличие высокоминерализованных термальных вод не является благоприятной средой для десульфатизации. В таком случае сульфатные воды могут находиться в зоне контакта с углеводородами.

В процессе окисления углеводородов наряду с восстановлением сульфатов происходит накопление гидрокарбонатов и сероводорода. Ввиду того что сероводород образуется также и за счет других процессов, не связанных с нефтью и газом, его нельзя рассматривать в качестве безусловного признака нефтегазности. Наличие гидрокарбонатов в щелочных водах, оконтуривающих залежи нефти, характерно для многих нефтегазоносных пластов в Азербайджане. Повышенные содержания гидрокарбонатов зафиксированы и в жестких водах некоторых районов Поволжья. Однако следует помнить, что гидрокарбонаты широко распространены в подземных водах и независимо от наличия углеводородов.

К благоприятным признакам относятся высокие содержания в водах аммония, иода, брома и бора.

Аммоний может переходить в водный раствор не только из нефтей, но и из азотсодержащих ОВ неуглеводородного ряда в результате их преобразования.

Высокое содержание иода и бора часто наблюдается в водах нефтяных месторождений. Преобразование иодосодержащих илов древних морей, проходящее совместно с процессами образования нефти, приводит к увеличению его содержания в водах, но то же самое может происходить и без нефтеобразования. Поэтому большие концентрации йода могут указывать на наличие нефтегазовых залежей, но могут свидетельствовать и о развитии иодных вод, представляющих самостоятельный интерес.

Большие концентрации брома отмечаются в наиболее минерализованных и метаморфизованных водах. С ОВ бром генетически не связан и может быть использован только как показатель степени закрытости и метаморфизма вод.

Наличие высокоминерализованных вод хлоридно-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типов рассматривается в качестве благоприятного признака при оценке перспектив нефтегазности. Эти воды формируются в условиях гидрогеологической закрытости в обстановке, благоприятной для формирования и сохранения залежей нефти и газа.

Благоприятным условием образования и сохранения углеводородов являются удаленность от зон интенсивной инфильтрации, глубина залегания водоносных горизонтов и их закрытость. Сюда же можно отнести малые градиенты напоров, местные участки особой застойности вод, благодаря наличию тектонических и ли-

тологических экранов. Благоприятным условием является также наличие седиментационных вод древней инфильтрации.

Подробнее следует остановиться на водорастворенных ОВ, используемых в качестве критериев нефтеносности. В воду они поступают непосредственно из нефтей в зонах контактов с водами и из рассеянного ОВ (РОВ) пород.

Наиболее представительным показателем нефтеносности является битумная часть ОВ, а именно: бензол, фенолы и нафтеновые кислоты. Систематические наблюдения за изменением их содержания позволяют судить о перспективности районов.

Можно полагать, что содержание ОВ в водах будет использовано не только для ориентировочного прогнозирования, но и для выявления собственно залежей углеводородов. В ряде нефтеносных районов повышенные содержания бензола, фенола, нафтеновых кислот наблюдаются вблизи залежей углеводородов. Одна из задач, стоящих перед гидрогеологами, — определение фоновых концентраций этих веществ в подземных водах и радиуса влияния залежи. Наибольшее содержание фенолов и бензола обнаружено в водах, контактирующих с нефтью, обогащенной ароматическими углеводородами, и с конденсатами. Количество и состав водорастворенного ОВ во многом определяются степенью минерализации и ионно-солевым составом вод. В частности, нафтеновые кислоты характерны для щелочных вод и отсутствуют в жестких.

Углеводородные газы, растворенные в подземных водах, представляют особый интерес в качестве показателя нефтегазосности, так как поступают в воды в процессе образования нефти и газа и затем при разрушении залежей.

Метан — зачастую основная газовая составляющая при большом газосодержании, рассматривается как положительный фактор перспектив нефтегазосности. Гомологи метана особенно характерны для вод нефтяных областей, но они могут содержаться и в газах угольных месторождений, что затрудняет прогноз нефтегазосности в районах развития каменных углей.

Наличие растворенных газов используют и при поисках залежей углеводородов. При этом большое значение имеет характер изменения содержания газов относительно направления движения подземных вод. Наиболее перспективными считаются участки, где содержание гомологов метана увеличивается навстречу потоку пластовых вод. При увеличении их содержания по направлению фильтрации воды или с возрастанием глубины оценка перспектив затруднительна, так как воды могут быть обогащены тяжелыми углеводородами и за счет РОВ пород.

Для газов установлен показатель, свидетельствующий непосредственно о наличии газовой залежи. Это давление насыщения газов, растворенных в подземных водах. Основное значение имеет разность между пластовым давлением $p_{пл}$ и давлением насыщения p_r , называемая дефицитом упругости Δp_r водорастворенных газов: $\Delta p_r = p_{пл} - p_r$. Если давление насыщения равно пластовому давлению, или больше его, то в любом приподнятом участке пласта прс-

исходит выделение газа из воды и, следовательно, все структурные ловушки будут заполнены газом. Это прямой признак наличия залежей газа.

При значительном дефиците упругости воды недонасыщены газом. В этом случае однозначного вывода сделать нельзя. Когда газовые залежи контактируют с водами, недонасыщенными газом, они разрушаются за счет растворения и выноса газа водой. Однако эти процессы протекают весьма медленно и отнюдь не всегда разрушают залежь полностью. Поэтому и при большом недонасыщении вод газами промышленные залежи имеют место.

Воды, недонасыщенные газами, наблюдаются и в том случае, если не было формирования залежей газа вообще в данном пласте. В условиях недонасыщенности вод газами следует обращать внимание на саму величину давления насыщения. Обычно в горизонтах с недонасыщенными газом водами давление насыщения увеличивается по мере возрастания глубины залегания горизонта и по направлению движения пластовой воды. Такое увеличение давления насыщения может быть и не связано с региональной газоносностью. Однако давление насыщения увеличивается и по направлению к газовым залежам. Такое влияние залежей прекращается на коротком расстоянии против потока вод и, наоборот, прослеживается на значительном расстоянии по движению вод с тыловой стороны залежи. В тыловой стороне давление насыщения по мере приближения к залежи увеличивается навстречу потоку.

§ 4. ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОД ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ АРТЕЗИАНСКИХ БАССЕЙНОВ СССР

Природные воды и жидкие углеводороды вместе с растворенными в них газами являются одной из составляющих естественных водонапорных систем — артезианских бассейнов. Общность условий залегания водоносных комплексов определяется главным образом тектоническим строением региона. Поэтому границы бассейнов определяются по тектоническим элементам.

Рассмотрим гидрогеологические условия и особенности химического состава вод основных артезианских бассейнов с установленной нефтегазоносностью. При описании бассейнов использована классификация нефтегазоносных артезианских бассейнов, предложенная А. А. Карцевым, который выделяет бассейны равнинного, предгорно-равнинного и межгорного типов.

Для бассейнов равнинного типа характерно однообразие ионно-солевого и газового составов вод. Воды обычно жесткие и относятся по классификации Сулина к хлоридно-кальциевому и хлоридно-магниевого типам. Воды платформенных бассейнов при постоянстве химического состава по площади имеют нормальную гидрохимическую зональность по разрезу, проявляющуюся в увеличении их минерализации и метаморфизованности с глубиной.

Причем эти изменения практически не зависят от стратиграфической принадлежности и литологического состава водоносных пластов. В настоящее время для этого типа бассейнов характерен инфильтрационный режим по всему разрезу вне зависимости от происхождения вод. Но напоры вод в различных комплексах обусловлены процессами инфильтрации. Пластовое давление соответствует гидростатическому. Подземным водам свойственна недонасыщенность растворенным газом.

В равнинных бассейнах напорные градиенты и скорости движения вод очень малы. Слабой подвижностью вод здесь определяются основные геохимические особенности.

Для артезианских бассейнов предгорно-равнинного типа характерны разнообразные гидрогеологические условия. Ионно-солевой и газовый составы вод сильно изменяются по разрезу и площади. Наряду с жесткими водами появляются щелочные гидрокарбонатно-натриевого и в меньшей степени — сульфатно-натриевого типов. Минерализация и метаморфизация подземных вод изменчивы по площади и разрезу. Наблюдается локальная инверсионная зональность.

Для такого рода бассейнов характерно наличие водонапорных систем как инфильтрационного, так и элизионного типов. Последние развиты там, где водоносные комплексы заключены в толщах глинистых отложений или соприкасаются с ними. Погружение этих отложений в предгорных прогибах позволяет седиментационным водам отжиматься в пласты-коллекторы.

Инфильтрационный режим проявляется как в глубокозалегающих водоносных комплексах, так и в верхних горизонтах.

Большие перепады высот между областями питания и разгрузки способствуют созданию больших гидравлических градиентов и относительно больших скоростей движения вод.

Повышение скорости движения вод приводит к созданию наклонных ГНК. По направлению к равнинным участкам бассейнов наблюдается уменьшение напорных градиентов и возрастание минерализации вод.

Нефтегазоносные артезианские бассейны межгорного типа характеризуются инверсионной зональностью во всех водоносных комплексах, разнородностью химического состава вод и предельной их газонасыщенностью. Здесь, как правило, развиты водонапорные системы элизионного типа. Инфильтрационный режим проявляется лишь в верхних водоносных комплексах. Глубинные водоносные комплексы зачастую имеют аномально высокие пластовые давления. Седиментационные воды, перемещаясь к краевым участкам межгорных впадин, при прорыве покрышек фонтанируют. В местах выхода на поверхность водогазонефтяной смеси наблюдаются грязевые вулканы.

В глубокозалегающих водоносных комплексах с седиментационными водами минерализация вод, как правило, увеличивается по направлению от центра бассейна к его окраинам. Для верхних горизонтов с инфильтрационным режимом характерна обратная

картина. В более глубоких горизонтах вблизи нефтегазовых залежей наблюдаются сравнительно маломинерализованные воды, образующиеся за счет процессов конденсации.

Рассмотрим гидрогеологию основных нефтегазоносных бассейнов СССР.

Равнинные артезианские нефтегазоносные бассейны

В пределах нашей страны к главнейшим артезианским нефтегазоносным бассейнам равнинного типа относятся Волго-Уральский (включая Прикаспийский наложенный бассейн), Припятско-Днепровско-Донецкий, Тимано-Печорский, Прибалтийский, Западно-Сибирский. В пределах Сибирской платформы выделяется шесть артезианских бассейнов. Промышленная нефтеносность установлена только в двух бассейнах: Ангаро-Ленском и Якутском.

Волго-Уральский бассейн. Расположен на востоке Русской платформы. Его границей на востоке служит борт Предуральского прогиба, на юге — северный борт Прикаспийской впадины. Западная граница проходит примерно вдоль восточного склона Токмовского свода и к западу от Вятского вала, северная — по Камскому своду. На востоке к описываемому бассейну примыкает небольшой Предуральский артезианский бассейн, ограниченный Предуральским прогибом.

В геологическом строении описываемой территории принимают участие все отложения от палеозойских до кайнозойских. Складчатое основание фундамента представлено гранитами, гранитогнейсами, гнейсами архейскими, иногда нижнепротерозойскими.

В разрезе палеозойских отложений бассейна А. И. Силин-Бекчурин выделил два водоносных комплекса. Нижний водоносный комплекс объединяет додевонские, девонские, каменноугольные, артинские и нижнекурганские отложения до гипс-ангидритовой толщи, верхний — казанские отложения. Водоупором служат глинистые и гипс-ангидритовые породы верхнего кунгура и уфимская пестроцветная толща. В южной части бассейна водоупором является галогенная толща верхнеказанских отложений, которая обеспечивает закрытость верхнепермских структур. Из-за отсутствия водоупора в породах пермского возраста в районах Татарского свода, Самарской Луки и Уфимского плато оба водоносных комплекса, сообщаясь между собой, превращаются в единый водоносный комплекс пород палеозоя.

В последнее время употребляется термин гидрогеологический этаж. Все осадочные породы Волго-Уральского бассейна подразделяются нижнепермской гипс-ангидритовой толщей на два этажа. Внутри последних выделяются следующие водоносные комплексы: верхов кристаллического фундамента, бавлинский, девонский, нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольный, нижнепермский, верхнепермский, юрский, меловой, палеогеногеновый и четвертичный.

Основные залежи нефти и газа связаны с песчаными и карбонатными девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями

ми. Эти отложения наиболее хорошо изучены в гидрогеологическом отношении.

Гидрохимические закономерности более менее одинаковы для всей территории. Вниз по разрезу увеличиваются минерализация, содержание хлора и брома, сульфатность снижается. Минерализация не во всех районах плавно увеличивается с глубиной. На Байтуганской, Шугуровской, Туймазинской структурах (наиболее раскрытых) минерализация увеличивается до более глубоких нижнекаменноугольных горизонтов. В закрытых структурах минерализация вод увеличивается до верхних горизонтов каменноугольной и пермской систем. Но в некоторых районах (например, на структурах Большекинельского вала) минерализация вод с глубиной уменьшается. Это связано или с близостью области питания для глубокозалегающих водоносных горизонтов (структуры, тяготеющие к Уралу и Тиману), или с наличием в верхней части разреза галогенных толщ, дающих увеличение минерализации. Здесь воды верхнекаменноугольных отложений имеют меньшую минерализацию, чем нижнепермских горизонтов, содержащих галогенные породы.

Увеличение минерализации вод с глубиной сопровождается сменой типов воды (по классификации Сулина).

Основную часть палеозойского разреза бассейна занимают воды хлоридно-кальциевого типа, залегающие на различных глубинах. На структурах, где отсутствуют дизъюнктивные нарушения, глубины залегания их 600—800 м. Воды этого типа характеризуются минерализацией 200—300 г/л и почти нацело представлены хлоридами натрия и кальция. Из микрокомпонентов известны иод и бром. Содержание аммония достигает 200 мг/л.

Хлоридно-магниевый тип вод широко распространен в пермских отложениях Краснокамско-Полазненского и Бугурусланско-Пилюгинского районов. Маломощный интервал разреза с хлоридно-магниевым типом вод является переходной зоной между сульфатно-натриевыми и хлоридно-кальциевыми водами. Воды хлоридно-магниевого типа характеризуются меньшей минерализацией, чем хлоридно-кальциевые.

Воды сульфатно-натриевого типа преобладают на глубинах 200—400 м. Минерализация их не превышает 10 г/л. Но в некоторых районах в связи с сульфатностью пород появляются воды сульфатно-натриевые с высокой минерализацией (20—25 г/л), а на Байтуганской, Шугуровской и Ромашкинской структурах воды сульфатно-натриевого типа с минерализацией более 40 г/л залегают на глубинах 600—800 м в среднекаменноугольных отложениях.

По мнению И. К. Зерчанинова, А. С. Зингера, М. И. Зайделя, Е. В. Стадника и Г. П. Якобсона, воды палеозойских отложений движутся к зонам наибольшего прогибания, т. е. в сторону Прикаспийской впадины. Имеется и другое мнение, базирующееся на том, что направление движения вод обусловлено наличием от-

жимного режима в водоносных горизонтах Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба.

Областями питания Волго-Уральского бассейна принято считать Воронежский и Токмовский своды, Тиманское горное сооружение, передовые хребты Урала. Роль этих структур в качестве областей питания определяется как орографическим, так и тектоническим их положением. Частичная инфильтрация вод в областях питания происходит через породы мезозойско-кайнозойского возраста. Разгрузка вод палеозойских горизонтов наблюдается в бортовых частях Прикаспийской впадины (линейные дислокации, долины рек). Области скрытой разгрузки на гидродинамических картах выражены в виде зон пониженных напоров, сопровождающихся гидрохимическими и температурными отклонениями. Аномальные напоры в центральных и южных районах рассматриваемого бассейна отмечены в зонах Доно-Медведицких и Степновско-Саратовских дислокаций, Покровско-Никольской и бортовой частей Прикаспийской впадины. Приуроченность областей разгрузки подземных вод к тектонически ослабленным зонам имеет региональное значение. Интенсивность разгрузки тесно связана с неоднородностью геологического строения отдельных площадей. Это проявляется в том, что подземные воды либо достигают земной поверхности, либо перетекают из нижележащих горизонтов с высокими напорами в вышележащие с меньшими напорами.

Воды при разгрузке могут мигрировать и через гидрогеологические окна. На наличие таких окон указывает широкое распространение источников минерализованных вод в долинах рек Волги, Сока и Кинели. Таким образом, Жигулевские дислокации и их восточное продолжение являются мощной областью разгрузки палеозойских вод.

Местные области питания в пределах бассейна отмечены Е. В. Стадником в пределах Жирновско-Бахметьевского блока. Инфильтрация вод происходит здесь главным образом по флекуре, осложняющей западные крылья Жирновского и Бахметьевского поднятий. В районах Пугачевского, Тепляковско-Приновского и Арчединского сводов, где обнажаются среднекаменноугольные известняки, по-видимому, инфильтрации подверглись только отложения верхнего палеозоя.

Скорости движения пластовых вод, рассчитанные Е. В. Стадником для отдельных водоносных комплексов северо-западного обрамления Прикаспийской впадины, составляют в среднем, см/год: для девонского терригенного комплекса — 2,7; верхнедевонского и нижнекаменноугольного карбонатных — 6,1; нижнекаменноугольного — 16,6; ниже- и среднекаменноугольного карбонатного — 9,7; среднекаменноугольного терригенного — 51,1; надверейского карбонатного — 88,7. Приведенные цифры свидетельствуют о снижении скорости движения вод от областей инфильтрации к зонам разгрузки.

Палеозойская водонапорная система бассейна в общих чертах характеризуется наличием хлоридно-кальциевого и хлоридно-маг-

нивого типов вод. В Нижнем Поволжье палеозойские воды, приуроченные к каменноугольным отложениям, зачастую выходящим на дневную поверхность (Арчединско-Донской блок, Жирновско-Бахметьевский и Тепловско-Ириновский участки, Жигулевско-Пугачевский свод и др.), относятся к сульфатно-натриевому, гидрокарбонатно-натриевому и хлоридно-магниевому типам. Многообразием типов характеризуются воды восточного склона Воронежского щита.

По мере движения вод в юго-восточном направлении изменяется химический состав вод от щелочных (гидрокарбонатно- и сульфатно-натриевого типов) к жестким (хлоридно-кальциевого и хлоридно-магниевому типов). При этом растет минерализация вод, уменьшаются отношения rNa/rCl и увеличиваются rCa/rMg и $(rCl-rNa)/rMg$.

Вместе с общей тенденцией роста минерализации подземных вод по направлению к Прикаспийской впадине наблюдаются и аномалии. Слабоминерализованные воды зафиксированы в пределах Балаковской вершины, Тепловско-Ириновского и Жирновско-Бахметьевского участков, где влияние инфильтрационных вод отмечено для всей палеозойской толщи. Аномально высокой минерализацией характеризуются воды восточного борта Терминской депрессии и Коробковского блока, Доно-Саратовских и Жигулевских дислокаций.

В Волгоградско-Саратовском Поволжье в основном наблюдаются слабосульфатные воды. В Куйбышевском Поволжье и северных районах бассейна распространены воды с содержанием сульфатов 5—10 мг-экв/л.

Таким образом, слабоминерализованные воды гидрокарбонатно-натриевого, сульфатно-натриевого и хлоридно-магниевому типов для верхней гидрохимической зоны с увеличением глубины замещаются более минерализованными водами и рассолами хлоридно-кальциевого типа.

Для бассейна в целом характерна закономерность уменьшения с глубиной содержания в воде сероводорода от 1000—2000 мг/л и более в верхних водоносных комплексах до полного исчезновения его в зонах закрытости.

Зона свободного водообмена, характеризующаяся разнообразием химического состава вод, имеет мощность не более 300 м. Для зоны затрудненного водообмена характерны воды с минерализацией от 1 до 100 г/л. Эта зона также маломощная и не определяет гидрогеологический режим нижележащих пород.

Продуктивные горизонты палеозойского возраста характеризуются крепкими рассолами хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 200—300 г/л и более.

Для Волго-Уральского бассейна отмечено постепенное возрастание температур по отдельным водоносным комплексам в сторону погруженных частей Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. В этом же направлении снижаются величины геотермической ступени. Положительные температурные аномалии наблюда-

ются в пределах Арчединско-Донских, Коробковских, Елшано-Сергиевских, Степновско-Фурмановских и Жигулевских дислокаций. Наличие температурной аномалии фиксируется в южной части Пермско-Башкирского свода и в районах Бирской седловины, что рассматривается как показатель внутренней разгрузки здесь глубинных вод. Отрицательные температурные аномалии имеет ряд структур Жирновско-Бахметьевского, Тепловско-Ириновского и Балаковского участков. Низкие температурные аномалии отмечены на структурах Косьвинско-Чусовской седловины. Понижение температур здесь происходит в сторону Юрюзано-Сылвенской депрессии. На Жирновско-Бахметьевском и Тепловско-Ириновском участках влияние инфильтрационных вод отмечено по всей толще осадочных пород, о чем свидетельствует повышение величины геотермической ступени.

Отрицательная температурная аномалия на площадях Арчединско-Донских поднятий отмечена только в верхней части разреза. Такое частичное охлаждение, вероятно, связано с поступлением поверхностных вод в верхнекаменноугольные отложения, что зачастую обнаруживается здесь в долинах рек. С глубиной отрицательная аномалия сходит на нет, и на глубинах 1000—1200 м отмечается положительная температурная аномалия. В Коробковском районе положительная термическая аномалия установлена по всей палеозойской толще.

По мнению Е. В. Стадника, для водоносных комплексов терригенных отложений характерны пониженные значения геотермической ступени, с обогащением терригенных толщ карбонатными породами наблюдается их рост. Для водоносных комплексов терригенных отложений характерны следующие величины геотермической ступени, м/°С: девонский—от 20 до 30, нижнекаменноугольный — от 30 до 40, среднекаменноугольный — от 35 до 45; для карбонатных комплексов: верхнедевонско-нижнекаменноугольный — от 35 до 45, ниже-среднекаменноугольный — от 40 до 50, надверейский — от 50 до 60. Максимальные значения геотермической ступени (118,5 м/°С) фиксируются в соленосном пермском разрезе.

Таким образом, прослеживается четкая дифференциация палеозойских отложений по температурным данным. Волго-Уральский бассейн на схеме геотермического районирования Русской платформы (по В. Ф. Ерофееву) выделяется как регион со средней геотермической активностью недр.

Для газов, растворенных в палеозойских водах бассейна, характерны метан и азот. По направлению с северо-запада на юго-восток отмечается увеличение содержания метана от нулевых значений до 50—80% в Предуралье и до 90—95% в прибортовых районах Прикаспийской впадины. Содержание азота по мере приближения к Предуральскому прогибу и Прикаспийской впадине уменьшается. Одновременно с увеличением метана в составе растворенных газов появляются его гомологии: вначале этан, затем пропан, бутан и пентан. В целом от западных и северо-западных окраин

бассейна на восток и юго-восток изменяется и тип газов: азотный сменяется метано-азотным, затем азотно-метановым и, наконец, метановым.

Растворенные газы водоносных горизонтов палеозоя Среднего Поволжья и Пермского Прикамья характеризуются более азотистым составом по сравнению с растворенными газами Нижнего Поволжья. Жирные газы отмечены на нефтеносных площадях Куйбышевской области и Татарской АССР. Кроме общих тенденций изменения состава растворенного газа по площади всего бассейна, наблюдаются и локальные изменения в пределах структур третьего порядка, где по мере продвижения от купольных частей к зонам контакта наблюдается увеличение содержания метана и его гомологов при одновременном снижении содержания азота.

Содержание углекислоты в газах обычно составляет 1—3%. Повышенные значения (до 10% и более) имеют место в окраинных частях бассейна на западе и в верхних зонах развития палеозойских толщ, не перекрытых региональной соленосной покрывкой кунгурского возраста.

Наряду с площадной наблюдается и вертикальная зональность в составе растворенных газов. Терригенные девонские отложения по всему Волго-Уральскому бассейну содержат воды с растворенным в них метаном и повышенным содержанием его гомологов. В верхнедевонско-каменноугольно-нижнепермской толще в Волгоградско-Саратовском Поволжье распространен в основном метан, а в Куйбышевском Поволжье и северных районах бассейна растворенные газы обогащены азотом и кислыми газами. Высокоминерализованные бессульфатные воды терригенных отложений девона содержат в растворенном состоянии метановые и азотно-метановые газы с повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Воды вышележащих отложений слабометаморфизованные и с повышенным содержанием сульфатов, характеризуются метано-азотными и чисто азотными газами с повышенным содержанием углекислого газа и сероводорода.

В региональном плане степень газонасыщенности возрастает к Прикаспийской впадине и Предуральскому прогибу. По вертикали она увеличивается со стратиграфической глубиной.

Упругость растворенных газов в Волго-Уральском бассейне варьирует в широких пределах, от единиц до 40 МПа и более, возрастая в региональном плане с запада и северо-запада на восток и юго-восток к Предуральскому прогибу и Прикаспийской впадине.

Подземные воды палеозойских отложений большей части бассейна недонасыщены газом, о чем свидетельствуют низкие значения коэффициента газонасыщенности, характеризующиеся для западных окраин величинами 0,01—0,1 и достигающие величины 0,8—0,9 в районах, тяготеющих к Прикаспийской впадине и Предуральскому прогибу. В прибортовых частях Прикаспийской впадины в водоносных каменноугольных комплексах подземные воды предельно насыщены углеводородными газами.

По данным Г. П. Якобсона, Ю. М. Качалова и других исследователей, в гидрогеологическом развитии Волго-Уральского бассейна выделяется восемь гидрогеологических циклов, объединяющих элизионные и фильтрационные этапы: протерозойский (доверхнебавлинский), протерозойско-нижнепалеозойский (додевонский), девонско-нижнекаменноугольный (дояснополянский), нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный (доверейский), средне-верхнекаменноугольный, мезозойско-кайнозойский, четвертичный. По разрезу отмечается увеличение минерализации, особенно резкое в зонах развития соляных куполов.

В настоящее время достаточно точно установлено, что зоны создания напоров тяготеют к северо-востоку, а движение зон направлено на юго-запад на сторону Каспийского моря, которое, наряду с внутренними районами, служит областью разгрузки. Наблюдаются и локальные участки разгрузки, приуроченные к зонам тектонических разломов земной коры, соляным куполам, о чем свидетельствуют данные Л. М. Зорькина, Е. В. Стадника, В. Г. Козлова. Эти же исследователи отмечают, что растворенные газы нижнего гидрогеологического этажа представлены метаном упругостью до 44,3 МПа. Средний гидрогеологический этаж характеризуется азотными и азотно-метановыми растворенными газами. В верхнем (покровном) этаже плиоценовых отложений окраинных частей распространены азотные газы, а в более погруженных центральных частях — метановые.

М. П. Распопов, изучая палеогидрогеологическую историю данного бассейна, пришел к выводу о доминирующем значении седиментационных этапов в формировании подземных вод и подчиненной роли инфльтрационных этапов.

Прикаспийский наложенный бассейн обладает повышенной термальной характеристикой. По данным В. Г. Козлова, геотермическая ступень соленосных отложений колеблется от 33 до 312 м/°С.

Припятско-Днепровско-Донецкий бассейн. На северо-востоке и юго-западе бассейн граничит с Украинским и Воронежским массивами. На юго-востоке естественной границей его служат складчатые сооружения Донецкого бассейна и Деркульской седловины, на северо-западе бассейн ограничивается Микашевичским выступом фундамента и Белорусским кристаллическим массивом. Возможно наличие связи между Припятско-Днепровско-Донецким и Волго-Уральским бассейнами в зоне Преддонецкой ступени.

В геологическом строении бассейна участвуют верхнепротерозойские, палеозойские и мезозойско-кайнозойские породы, залегающие на размытой поверхности кристаллического фундамента. Мощность осадочных образований возрастает с северо-запада на юго-восток от 2 до 10 км и более. Особое значение в строении бассейна имеют терригенные и карбонатные породы с мощными соленосными толщами в девоне и гидрхимической толщей в нижней перми.

Припятско-Днепровско-Донецкий бассейн в тектоническом плане приурочен к Припятскому прогибу и Днепровско-Донецкой впадине. Северным и южным бортами бассейна являются склоны Во-

ронежского и Украинского кристаллических массивов, а центральной частью — Припятско-Днепровско-Донецкий гребен, разделенный на продольные и поперечные тектонические элементы. К продольным относятся северная, южная и центральная части грабена. Основными поперечными тектоническими элементами являются: Припятский грабен, Брагинско-Черниговский выступ кристаллического фундамента, Днепровский грабен и зона сочленения Днепровского грабена с Донецким складчатым сооружением.

Промышленная и перспективная нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом интервале от верхнеюрских до верхнедевонских отложений включительно. Основные разведанные запасы нефти и газа приурочены к нижне- и верхнекаменноугольным и нижнепермским отложениям. С верхнепермскими, триасовыми и юрскими отложениями связаны небольшие скопления нефти и газа в центральной части Днепровского грабена.

Водоносные горизонты бассейна объединены в десять гидродинамически обособленных комплексов. Эти комплексы сведены в четыре гидрогеологических этажа: нижний (подсолевой протерозойско-нижнепалеозойский), средний (девонско-каменноугольно-нижнепермский), верхний (верхнепермско-мезозойский) и покровный (четвертично-кайнозойский).

По данным Л. П. Швайя, областью питания палеозойских водоносных горизонтов Днепровского грабена служит южный склон Воронежского массива, и областью разгрузки — южная зона ступенчатых дислокаций. По данным Л. П. Лаврова и др., области питания в Припятском грабене расположены на западе, юге и севере грабена. Прослеживается переток вод из Припятского грабена в Днепровский через Черниговско-Брагинский выступ фундамента, что было отмечено В. А. Терещенко. По мнению этого исследователя, областью питания палеозойской пластовой системы региона, кроме Воронежского массива, является северо-западный склон Украинского массива. Движение вод направлено от склонов массивов к центральным частям впадины, а в самой впадине — на юго-восток. Основной областью разгрузки служит долина р. Днепр на участке Кременчуг — Павлодар. Для северной части Донецкого складчатого сооружения областью разгрузки, по данным Ю. С. Застежко, является долина р. Северский Донец. Скорости перемещения вод незначительны и составляют несколько сантиметров в год. Скорость движения вод в отложениях триаса — нижнего карбона изменяется от 0,3 до 2 м/год.

Девонские и нижележащие отложения, вероятно, характеризуются элизионным режимом. Движение вод происходит от наиболее прогнутых частей бассейна к его бортам и в основном вверх по локальным очагам разгрузки в виде сложных ступенеобразных перетоков из нижних горизонтов в верхние. Возможность восходящей разгрузки подтверждается ростом приведенных давлений со стратиграфической глубиной. Вертикальные градиенты приведенных давлений значительно выше горизонтальных и достигают больших значений.

Для бассейна в целом характерны высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа. В зонах активного водообмена, которые охватывают юрский и вышележащие водоносные комплексы, а также толщи палеозойских отложений на Воронежском массиве севернее линии Сумы — Белгород, отмечены воды более пестрого состава. В зонах развития хлоридно-кальциевых вод минерализация увеличивается от склонов кристаллического массива к центральной части бассейна и вдоль центральной части с северо-запада на юго-восток. В наиболее погруженных частях бассейна минерализация достигает 300—350 г/л.

Соляная тектоника и блоковое строение фундамента накладывают отпечаток на ионно-солевой состав вод. Воды сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого типов с минерализацией до 300 г/л установлены в отложениях девона в зонах развития соляной тектоники (Ромны, Кибинцы).

Высокоминерализованные и метаморфизованные воды хлоридно-кальциевого типа с повышенным содержанием микрокомпонентов, характерные для палеозойских отложений в зоне затрудненного водообмена, служат благоприятным показателем нефтегазоносности. Естественно, что воды палеозойских отложений, наблюдаемые в областях отсутствия ангидрито-соленосной кунгурской толщи, а также в районах, тяготеющих к Воронежскому своду и Украинскому кристаллическому массиву, не могут рассматриваться как благоприятные в отношении нефтегазоносности.

Геотермические условия Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна определяются увеличением температур от склонов Украинского и Воронежского кристаллических массивов вдоль центральной части впадины с северо-запада на юго-восток. Максимальная температура в 145°C отмечена на глубине 4500 м на Шибелинском месторождении.

То обстоятельство, что для районов Припятского грабена, Брагинско-Черниговского выступа и бортовых частей впадины наблюдается понижение теплового режима, а повышенными температурами характеризуются недра юго-восточной части Днепровского грабена и зоны его сочленения с Донецким складчатым сооружением, объясняется тем, что относительно охлажденные зоны совпадают с областями инфильтрации. Относительно повышенный тепловой режим характерен для области устойчивого прогибания описываемого бассейна.

Эти же закономерности подтверждаются и величинами средних геотермических ступеней, рассчитанных для глубин 1000—2500 м. Так, средняя геотермическая ступень в пределах Припятского грабена 58—78 м/°С, на южном склоне Воронежского кристаллического массива — 50 м/°С, в северной части склона Украинского кристаллического массива — 35—40 м/°С. Минимальное значение геотермической ступени до 28 м/°С отмечено на структурах южной прибортовой зоны.

Региональный фон изменения температурного режима нарушается положительными температурными аномалиями.

В составе газов, растворенных в подземных водах бассейна, преобладают метан и азот. Азотные газы характерны для ряда районов Припятского грабена, Брагинско-Черниговского выступа фундамента, северо-западной части Днепровского грабена и склонов Украинского и Воронежского кристаллических массивов. Метано-азотные и азотно-метановые газы распространены на северо-западе Днепровского грабена и вдоль его бортовых уступов. Аналогичные по составу газы встречены в водах верхнего карбона — нижней перми в центральной части Днепровского грабена. Метановые газы присущи юго-восточной части Днепровского и Припятского грабенов (Речицкое месторождение).

Вертикальная зональность выражается в смене метановых газов нижнепалеозойских водоносных горизонтов азотно-метановыми и метано-азотными в каменноугольно-нижнепермских горизонтах даже в наиболее погруженной части Днепровского грабена, В Припятском грабене азотно-метановые газы отмечены в надсолевой толще девона. Здесь же наблюдаются газы углекисло-азотного и углекислого типов.

В региональном плане изменение газового состава происходит главным образом за счет перераспределения содержания метана и азота. Азотные газы характеризуются минимальным содержанием тяжелых углеводородов. В смешанных газах оно резко возрастает. В метановых газах тяжелых углеводородов 2,4—6,2%, в метано-азотных и азотно-метановых от 3,6 до 17%.

Газонасыщенность вод палеозойских отложений колеблется в широких пределах, возрастая к центральным районам бассейна. В этом же направлении увеличивается упругость газа от 2 до 40 МПа и более.

На большей территории бассейна воды осадочной толщи недонасыщены газами. Величина коэффициента газонасыщенности изменяется в широких пределах: для зоны азотных газов — от 0,01 до 0,25; смешанных — от 0,13 до 0,19; метановых — от 0,20 до 0,96. Нефтяные и газовые залежи на большей части территории бассейна существуют в условиях сдвинутого фазового равновесия. Тем не менее отмечается и предельное насыщение вод газами в зоне развития метановых газов.

По данным В. А. Терещенко, наиболее продолжительными седиментационными этапами в истории развития бассейна, в течение которых происходили интенсивное прогибание территории, накопление мощных толщ осадков и запасов седиментационных вод являются палеозойские — девонский и поздневизейско-раннепермский. Накопление осадков и седиментационных вод завершалось здесь отложением мощных галогенных толщ, поэтому подсолевые и межсолевые отложения девона, а в юго-восточной и частично средней частях бассейна также каменноугольные и нижнепермские отложения на протяжении всей гидрогеологической истории находились в условиях высокой гидрогеологической закрытости и не промывались инфильтрационными водами. Таким образом, высокая степень закрытости недр способствовала метаморфизации

седиментационных вод и образованию углеводородов. Залегающие выше водоносные комплексы в течение гидрогеологической истории развития бассейна многократно промывались инфильтрационными водами.

Тимано-Печорский бассейн. Расположен в северо-восточной части Русской платформы. Границами его являются на востоке хребты Урала и Пай-Хоя, на северо-западе — Тиманский кряж, на юге — наиболее приподнятая часть Ксенофоновского выступа фундамента. Северная граница бассейна не ясна и он открывается в сторону Печорского моря.

В геологическом строении бассейна участвуют породы большого стратиграфического интервала (верхнепротерозойские — четвертичные). Мощность осадочных пород в Предуральском прогибе превышает 10 км, а в платформенных районах 7 км. Доминирующими тектоническими элементами являются Тиманский кряж, Печорская тектоническая гряда, Печорская депрессия, Колвинский вал, Денисовская впадина, Малоземельская моноклинал, Хорейверская впадина и Предуральский и Предпайхойский прогибы.

Промышленная нефтегазоносность связана практически со всеми стратиграфическими подразделениями от силура до триаса включительно. Нефтегазопроявления отмечены как в досилурских осадочных толщах, так и в отложениях мезозоя.

Б. Н. Любомиров выделяет здесь восемь водоносных комплексов: метаморфических сланцев (рифей); ижма-омринский (нижний палеозой); среднедевонский (эйфельский ярус); верхнедевонский (нижнефранкский подъярус); каменноугольный (турнейский ярус); пермский; мезозойский (юра, нижний мел); четвертичный. Комплексы объединяются в два гидрогеологических этажа, разделенных кунгурской соленосной толщей. Нижний (подсолевой) этаж включает отложения от трещиноватой части фундамента до гипсангидритовой толщи кунгурского яруса; верхний (надсолевой) — отложения верхней перми и мезокайнозоя.

Сложность геологического строения бассейна и недостаточность данных по глубоким скважинам не позволяют детализировать каждый из комплексов. По данным Б. Н. Любомирова, для водоносных горизонтов терригенных отложений девона в пределах Велью-Тэбукской и Лемью-Ира-Иольской тектонических зон областью питания является Предуральский прогиб, и в направлении с востока на запад величияны напоры пластовых вод снижаются. Вместе с тем движению пластовых вод со стороны Предуральского прогиба на запад мешают тектонические нарушения, изолирующие западную часть бассейна от центральной и восточной. Для западных районов бассейна (Омра-Сойвинская тектоническая ступень) областью питания девонского терригенного комплекса служит Тиманский кряж. Вопрос об областях разгрузки спорный. По мнению Н. М. Заломиной и В. А. Кротовой, региональной областью разгрузки является собственно Баренцево море. Б. Н. Любомиров, опираясь на данные по напорам в Нарьян-Марской и Усинской скважинах, полагает, что падения приведенных

напоров вод терригенных комплексов девона в сторону Баренцева моря нет. В то же время наличие многочисленных источников из различных отложений и положительных гидрохимических и геотермических аномалий в северных районах (долина Печоры) позволяют предположить, что существует движение вод к северу, а очаги разгрузки находятся в пределах Печорской гряды. Кроме того, вероятно и межпластовая разгрузка.

Ионно-солевой состав вод изменяется как в региональном плане, так и по разрезу. Воды верхнепротерозойских и нижнепалеозойских отложений на Яренском и Западно-Тэбукском месторождениях, в Заленечкой и Нижнеомринской опорных скважинах хлоридно-кальциевые с минерализацией 150—200 г/л и более. Воды терригенных отложений девона также хлоридно-кальциевые с минерализацией от 170 до 230 г/л. Минерализация увеличивается со стратиграфической глубиной, в сульфатность снижается. По мере увеличения минерализации и метаморфизации воды обогащаются бромом.

Воды карбонатных комплексов девона и нижнего карбона в зоне активного водообмена пресные, а на глубинах более 2000 м их минерализация достигает 250 г/л. Содержание иода — от следов до 6 мг/л. Воды терригенных пород карбона в зоне свободного водообмена также пресные, а на глубине в пределах Джебольшой и Северо-Мылвинской площадей представлены рассолами с минерализацией 180—240 г/л. Воды верхнего, среднего карбона и перми разнообразны по ионно-солевому составу и величине минерализации. Так, в соленосных отложениях нижней перми минерализация изменяется от 0,6 до 317 г/л. Воды мезозойско-кайнозойских отложений большей части Тимано-Печорского бассейна залегают в зоне активного водообмена. Их минерализация составляет 1—20 г/л.

Б. Н. Любомиров в разрезе бассейна выделяет три гидродинамические зоны. Зона свободного водообмена ограничивается частью разреза в пределах 150—200 м от земной поверхности, на Омра-Сойвинском поднятии — в пределах 250—350 м, в районе Нижней Омры — 450 м. Воды этой зоны пресные сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого типов. Зона слабозатрудненного водообмена имеет мощность 200—400 м. Наличие в ряде участков слабопроницаемой покрышки определяет напорный режим вод этой зоны и их изолированность от верхней зоны свободного водообмена. Зона весьма затрудненного водообмена находится на глубинах 500—600 м и более. Максимальные скорости движения вод в этой зоне не превышают 0,1—0,3 м/год. Воды здесь представлены хлоридно-кальциевыми высокометаморфизованными рассолами.

Б. Н. Любомиров считает, что в среднедевонское и каменноугольное время бассейн характеризовался элизионным режимом, сменившимся, начиная с позднепермского времени, инфильтрационным.

Особенность температурной характеристики в некоторых структурно-тектонических зонах бассейна следующая: в пределах Западно-Тэбукского поднятия на глубине 2000 м температура составляет 60°C, юго-западнее в районах, тяготеющих к Тиманскому кряжу (Омра-Сойвинский участок), она не превышает 50°C. Понижение температуры наблюдается также в сторону Предуральского прогиба. На срезе 2000 м между западными и восточными районами бассейна на расстоянии в 140—160 км температурная разница составляет 48—50°C. Б. Н. Любомиров объясняет эти различия неравномерностью распределения по площади радиоактивных элементов и положением в разрезе глинистых и галогенных толщ. В целом недра Тимано-Печорского бассейна характеризуются высокой геотермической активностью. Наибольшие значения градиента (до 4 м/°С) отмечены в центральных районах бассейна, пониженные (2—3 м/°С) — в окраинных частях.

Газы, растворенные в водах подсолевого гидрогеологического этажа, характеризуются преобладанием метана и азота. Региональная газовая зональность выражается в том, что в Ухтинском районе в газовом составе преобладает метан (более 95%). Восточнее, в Ижма-Сойвинском районе, количество азота и гомологов метана увеличивается при одновременном уменьшении содержания метана. Еще восточнее, по мере приближения к Предуральскому прогибу, снова возрастает содержание метана и его гомологов. По вертикали содержание гомологов метана также возрастает, достигая в нижних частях разреза 10—15%. Концентрация углекислоты повсеместно не превышает 2%.

Удельное содержание растворенных газов увеличивается с запада на восток и с юга на север. Упругость водорастворенных газов изменяется от 2 до 10 МПа и более, возрастая на восток к Предуральскому прогибу и на север к Баренцевому морю. Упругость растет и с глубиной. Давление насыщения до 15 МПа и выше отмечено в водах Вуктыльского месторождения в нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных отложениях.

Можно предположить, что воды палеозойских отложений на территории всего бассейна недонасыщены газом. Коэффициент газонасыщения вод в южных районах Тимано-Печорского бассейна изменяется от 0,3 до 0,5, возрастая к центральному району. Увеличение коэффициента насыщения прослеживается в сторону Предуральского прогиба, а в северо-восточной части бассейна — к Баренцеву морю.

Прибалтийский бассейн. Приурочен к области погружения северо-западной части Русской платформы. Северной и западной границей является пограничная зона осадочных пород с кристаллическими породами Балтийского щита, южной — склоны Белорусско-Литовского выступа. Восточная граница довольно условна и проводится примерно по меридиану г. Тарту и южнее через Лохновское поднятие.

В тектоническом плане наиболее погруженная часть Прибалтийского бассейна совпадает с Балтийской впадиной, а склоны

Балтийского щита и Белорусско-Литовского выступа служат областями питания бассейна. Большая часть Прибалтийского бассейна расположена за пределами СССР.

В геологическом строении бассейна участвуют многокилометровые толщи осадочных пород синия, кембрия, ордовика, силура и девона, залегающие на кристаллическом фундаменте. Каменноугольные, пермские и мезозойско-кайнозойские отложения развиты здесь незначительно.

Промышленно нефтеносными являются карбонатные породы верхнего ордовика на Гусевской и Кибартайской структурах и песчаники среднего и верхнего кембрия на Кулдичской, Красноборовской и Гаргждайской площадях. Нефтепроявления отмечены в девонских и верхнепермских отложениях.

Прибалтийский бассейн в гидрогеологическом отношении характеризуется многочисленными водоносными горизонтами и комплексами, объединенными Е. В. Стадником в три этажа. В районах отсутствия пластов-водоупоров все три этажа представляют собой единую гидродинамическую систему со стоком вод в сторону Балтийского моря.

Нижний гидрогеологический этаж включает водоносные комплексы верхнего протерозоя и нижнего палеозоя. Верхним водоупором служит толща мергелей и глин силурийского возраста. Водоносные породы представлены преимущественно песчаниками и известняками. В пределах нижнего этажа выделяются две гидрохимические зоны: пресных и слабоминерализованных вод гидрокарбонатно- и сульфатно-натриевого типов; высокоминерализованных вод хлоридно-кальциевого типа. Воды первой зоны распространены в окраинных частях бассейна. Минерализация вод здесь не превышает нескольких граммов на 1 л. Содержание сульфатов достигает 1—2 г/л. Содержание микрокомпонентов весьма низкое. Растворенные газы представлены азотом (95—98%). Содержание углекислого газа не превышает 4,5%. Содержание гелия и неона весьма низкое. Газонасыщенность вод низкая, упругость не превышает 0,3 МПа. Коэффициент газонасыщенности не более 0,03.

Центральные области восточной части Прибалтийского бассейна характеризуются крепкими рассолами с минерализацией до 165 г/л (Стонишкяй). Ионно-солевой состав вод представлен хлоридами натрия и кальция. Концентрация иода достигает 2 мг/л. Растворенные газы данной области азотные и углеводородные, причем последние встречены только в водах, контактирующих с нефтяными залежами.

В региональном плане содержание азота в водах достигает почти 100%, а метана — до 40%. Гомологи метана не обнаружены. Количество углекислого газа колеблется от 0 до 36%. Удельное газосодержание в непродуктивных породах — до 36 см³/л, упругость газов порядка 0,2 МПа. В приконтурных водах залежей углеводородов содержание метана достигает 65%, а его гомологов — от 1 до 8%. Количество азота в приконтурных водах порядка 35%.

Средний гидрогеологический этаж охватывает возрастной

интервал нижний девон — нижняя юра. Верхним водоупором служат гидрохимические осадки верхнепермского и глинистые отложения триас-нижнеюрского возраста. Водonosны здесь песчаники и трещиноватые известняки. По аналогии с нижним этажом здесь выделяются две гидрохимические зоны. Зона развития гидрокарбонатно- и сульфатно-натриевого типов вод более широко распространена, чем в нижнем этаже, причем минерализация их не превышает 7 г/л. Воды обогащены сульфатами и обеднены иодом и бромом. Содержание азота в растворенных газах достигает 96%. Количество метана не превышает 6,5% при отсутствии его гомологов. Наблюдается повышенная концентрация углекислого газа. Так, содержание углекислого газа в верхнедевонских водах. Крякянавской и Жальгирияйской площадей составляет 84%. Здесь также отмечается понижение содержания гелия при увеличении содержания аргона. Величина упругости газа не более 0,3 МПа, а коэффициент газонасыщенности не более 0,07. Зона развития вод хлоридно-кальциевого типа здесь значительно уже, чем в нижнем этаже. Минерализация вод достигает 80,8 г/л (Калвария). В ионно-солевом составе доминируют хлориды натрия, кальция и магния. Воды практически бессульфатны. Водорастворенные газы представлены азотом (95%). Количество метана не превышает 2% при отсутствии его гомологов. Содержание углекислого газа не более 5%. Концентрации благородных газов низки. Удельное газосодержание 20—60 см³/л при упругости газов не более 0,3 МПа, а коэффициент газонасыщенности не превышает 0,08.

Ионно-солевой состав вод нижнего и среднего гидрогеологических этажей свидетельствует о нормальной гидрохимической зональности. В окраинных частях бассейна отмечается влияние областей современной инфильтрации. По мере регионального погружения пород к западу наряду с изменением типов вод от гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого к хлоридно-кальциевому увеличивается минерализация, уменьшается содержание сульфатов, растут метаморфизация вод, содержание иода, брома и других микрокомпонентов. Все это свидетельствует о лучшей степени сохранности залежей нефти и газа в погруженных частях Балтийской впадины.

В пределах восточной части Прибалтийского бассейна подземные воды сильно недонасыщены газами, а состав водорастворенных газов в основном азотный. Метан и его гомологи зафиксированы только в водах, непосредственно контактирующих с нефтяными залежами.

Анализ фактических данных позволяет сделать вывод об отсутствии генетической связи между залежами нефти и подземными водами. Закономерен вывод о том, что перспективы нефтегазонасыщенности верхнепротерозойско-нижнепалеозойского и верхнепалеозойско-нижнемезозойского этажей ограничены областью развития хлоридно-кальциевых вод. Таким образом, перспективные площади вверх по разрезу сужаются и смещаются с востока на запад в

сторону погруженных частей бассейна по направлению к Балтийскому морю.

Верхний гидрогеологический этаж объединяет водоносные горизонты юрского, мелового и кайнозойского возраста. Водовмещающие породы представлены в основном песчаниками. Воды повсеместно пресные или слабоминерализованные (1—3 г/л) сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого типов, обогащенные сульфатами. Состав водорастворенных газов азотный. Газонасыщенность вод менее 20 см³/л. Следовательно, отложения данного этажа не представляют интереса как нефтегазоносные.

Западно-Сибирский бассейн. Расположен между Уральской, Центрально-Казахстанской и Енисейской складчатыми областями. Разрез осадочного чехла сложен преимущественно терригенными породами мезозойского и кайнозойского возраста. Нефтегазоносны юрские, нижнемеловые (готерив — баррем) и верхнемеловые (сеноман) отложения.

Этот чрезвычайно крупный бассейн подразделяется на ряд артезианских бассейнов второго и третьего порядков. Такими крайними бассейнами, служащими своеобразными областями питания для главного бассейна, являются: Тобольский на юго-западе; Иртышский на юге (с соподчиненным Барнаульским бассейном третьего порядка); Чулымский на юго-востоке и Усть-Енисейский на северо-востоке.

В разрезе Западно-Сибирского бассейна выделяются следующие водоносные комплексы: палеозойский, юрский, неокомский, аптский, альб-сеноманский, олигоцен-четвертичный.

Глинистым водоупором верхнеюрского и валанжинского возраста весь разрез делится на две части. Нижняя часть разреза объединяет I и II водоносные комплексы юрского возраста, которые гидравлически связаны между собой. Верхняя часть разреза бассейна охватывает водоносные комплексы с III по VII, разделенные водоупорными толщами. Коньяк-сантонский водоносный комплекс (VII) характеризуется низкой водообильностью и низкой водоотдачей пород; сеноманский (VI), альбский (V), аптский (IV), валанжин-готеривский (III) — наиболее водообильны и обладают хорошей водоотдачей. Воды известны и в трещиноватых метаморфизованных породах палеозойского фундамента.

На большей части бассейна вниз по разрезу и от обрамления к центру происходит закономерное увеличение минерализации вод. Минерализация вод бассейна в целом невелика, исчисляется десятками граммов на 1 л. Своеобразие гидрохимического облика вод бассейна заключается в широком распространении не только жестких, но и щелочных вод. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа занимают внутреннюю и северную части бассейна. Минерализация вод гидрокарбонатно-натриевого типа всех водоносных комплексов увеличивается в северо-западном и западном направлениях. Характер изменения минерализации по площади для вод хлоридно-кальциевого типа для разных частей разреза различен. Для I и II водоносных комплексов минерализация достигает максималь-

ных значений (54—80 г/л) в районе Колпашево — Максимкин Яр на востоке бассейна. В Омской впадине наблюдается постепенное ее снижение до 27—32 г/л, далее в западном направлении она понижается до 12—17 г/л.

В III водоносном комплексе и относительно водоупорной толще готерив-барремского возраста минерализация вод достигает 23—25 г/л (район Омска). К северо-западу, северо-востоку и востоку от этого района она уменьшается. В IV, V, VI и VII водоносных комплексах минерализация вод составляет 18—20 г/л (район Тары). К западу и востоку от Тары она снижается (на восток до 6 г/л, на запад до 9—16 г/л). В III, IV и VI водоносных комплексах и в относительно водоупорной толще готерив-барремского возраста минерализация вод уменьшается к району Тобольска и Увата, в направлении Ханты-Мансийской впадины и к Тюмени, где она колеблется от 5,5 до 13 г/л.

Содержание сульфатов в водоносных комплексах и относительно водоупорных толщах обычно не превышает 10 мг/л.

Степень метаморфизации вод на большей части разреза Западно-Сибирского бассейна с глубиной увеличивается, за исключением северо-западной (Березово) и юго-восточной (Омск — Татарск) частей, где воды верхней части разреза более метаморфизованы, чем воды нижней части разреза.

Наличие на больших площадях слабоминерализованных вод хлоридно-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типов Л. М. Зорькин объясняет уплотнением глинистых пород, в силу чего выжаты из них воды, участвуя в процессе осадконакопления, способствовали разбавлению природных рассолов.

Во всех водоносных комплексах и относительно водоупорных толщах значения хлор-бромного коэффициента увеличиваются с северо-запада (112—200) на восток и юго-восток (250). Газонасыщенность растет от бортов бассейна к его центру и сверху вниз по разрезу, а состав растворенных газов меняется от азотного к азотно-метановому и метановому. Содержание тяжелых углеводородов изменяется от следов в слабоминерализованных водах краевой части бассейна до 2—4% в водах внутренней части бассейна.

Средняя геотермическая ступень в пределах бассейна составляет 13—48 м/°С.

В настоящее время считается, что питание артезианского бассейна происходило со стороны Чулымо-Енисейского, Алтай-Саянского обрамления, Казахского нагорья, Тургайского плато, Южного и Среднего Урала, Мужинского вала.

Основной областью разгрузки является акватория Карского моря. Имеется также ряд внутренних областей разгрузки, приуроченных к долинам крупных рек и озер.

Пьезометрическая поверхность всех комплексов наклонена по направлению от южных обрамлений бассейна к центру и далее на север. Уникально положение статических уровней на севере бассейна. Здесь в ряде скважин уровни устанавливаются на от-

метках ниже уровня Ледовитого океана. Это явление Л. М. Зорькин объясняет тем, что в недалеком геологическом прошлом уровень океана резко поднялся, из чего следует вывод о наличии здесь в настоящее время неустановившейся гидродинамической обстановки.

Анализ палеогидрогеологической истории бассейна, по мнению А. А. Карцева и С. Б. Вагина, свидетельствует о том, что в отложениях юрского времени преобладали процессы седиментационного водообмена. Воды отложений неокома характеризуются примерно равным распространением седиментационных и инфильтрационных вод. Вышележащие отложения (апт-альб-сеноманский комплекс) содержат в основном инфильтрационные воды.

Ангаро-Ленский артезианский бассейн. С востока, юго-востока, юго-запада и запада ограничен архейскими и протерозойскими кристаллическими массивами Предбайкальской, Восточно-Саянской и Енисейской горных систем. На севере границей служит широкая зона палеозойских внутриплатформенных поднятий между Ангаро-Ленским, Тунгусским и Якутским артезианскими бассейнами.

Бассейн подразделяется на три гидрогеологических района — Верхоленский, Приангарский, Канский, а также выделяется Иркутский суббассейн.

Ангаро-Ленский артезианский бассейн приурочен к южной части Сибирской платформы и связан с двумя тектоническими элементами: Ангаро-Ленским прогибом и юго-западной частью Вилюйской впадины.

В Верхоленском гидрогеологическом районе, сложенном слабодислоцированными карбонатными, частично терригенными нижнепалеозойскими и верхнепротерозойскими отложениями, открыты месторождения газоконденсатные Марковское, Потановское, Среднеботубинское и газонефтяное Яроктинское.

В пределах описываемого гидрогеологического района выделяют три водоносных комплекса (два нижнекембрийских и один верхнепротерозойский): надсолевой водоносный комплекс — толща карбонатных пород бельской, булайской, ангарской, литвинцевской свит; соленосный водоносный комплекс — галогенная толща усольской свиты; подсолевой комплекс — толща терригенно-карбонатных пород мотской и ушаковской свит.

Воды надсолевого водоносного комплекса при неглубоком залегании характеризуются сравнительно пониженной минерализацией, преобладанием в солевом составе хлоридов натрия и малым количеством брома и других микрокомпонентов. При большой глубине залегания наблюдаются рассолы хлоридно-кальциевого типа. Воды соленосного водоносного комплекса отличаются высокой минерализацией до 440 г/л, преобладанием в ионно-солевом составе хлоридов кальция (до 80%). В составе растворенных газов известны метан, азот, углекислый газ, кроме того, в небольших количествах имеются тяжелые углеводороды, водород, благородные газы. Влияние инфильтрационных вод, поступающих из

окраинных зон, незначительно. Воды подсолевого водоносного комплекса по химическому составу близки к водам соленосного комплекса. Воды мотской и ушакской свит относятся к хлоридно-кальциевому типу, в ионно-солевом составе преобладает хлорид кальция (минерализация достигает 310 г/л). По мере приближения к окраинным частям бассейна вследствие влияния инфильтрационных вод минерализация снижается до 50 г/л, а среди катионов натрий начинает преобладать над кальцием.

Сверху вниз по разрезу отложений нижнекембрийского возраста прослеживается закономерное изменение химического состава вод в сторону возрастания минерализации и метаморфизации. Колебания значений минерализации зависят от регионального погружения в центральные части бассейна, где минерализация вод превышает 300 г/л. Такая же закономерность наблюдается и в распространении брома (усольская свита). В этом же направлении прослеживается увеличение интенсивности выявленных нефтегазопроявлений.

В центральной части бассейна для рассмотренных комплексов величина геотермического градиента составляет 1—3 °С на 100 м, в периферийных частях значения его не превышает 1 °С на 100 м, что обусловлено влиянием более холодных инфильтрационных вод.

Питание надсолевого водоносного комплекса осуществляется за счет поверхностных вод водораздельных пространств и возвышенностей. Наиболее дренирующими являются долины рек Ангары, Лены и их притоков. Области питания подземных вод соленосного и подсолевого комплексов служат склоны Саянских, Прибайкальских гор и Енисейского кряжа. В питании и разгрузке этих вод существенное значение имеют глубокие тектонические разломы или системы трещин.

Якутский артезианский бассейн. Границами бассейна являются: на востоке — хребты Верхоянский и Сетта-Дабен; на юге — Алданский кристаллический массив и Байкальская складчатая область; на юго-западе граница неясна, так как зона раздела с Ангаро-Ленским бассейном не установлена; на западе и северо-западе описываемый бассейн граничит с Тунгусским и Оленекским бассейнами, а разграничивающими тектоническими единицами служат Ботубинский вал и Мархинское поднятие.

Основные тектонические элементы бассейна — северный склон Алданского массива, Вилюйская впадина, Приверхоянский прогиб и южные склоны Анабарского массива. Геологический разрез представлен породами кайнозойско-палеозойского возраста. В бассейне выделяются Лено-Алданский, Вилюйский, Березово-Черендейский, Нюйский и Приверхоянский гидрогеологические районы.

Промышленная газоносность установлена в Вилюйском и Приверхоянском районах в триасовых и нижнеюрских отложениях.

Для Якутского артезианского бассейна характерно повсеместное развитие многолетнемерзлых пород. Зоны отсутствия этих пород (талики) известны в областях развития нижнекембрийских отложений (северный склон Алданского массива).

Н. И. Толстухин подразделяет подземные воды Якутского артезианского бассейна на надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные.

В кайнозойских отложениях водоносные горизонты приурочены к рыхлым песчаным породам, где воды переходят в жидкую фазу только в теплый период года. В местах, где существуют благоприятные условия для циркуляции вод, распространены порово-пластовые воды.

В меловых отложениях Приверхоянского прогиба и Вилюйской впадины распространены преимущественно порово-пластовые воды. В нижнеюрских и триасовых отложениях, сложенных трещиноватыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, известны трещинно-пластовые воды.

Синклиналеобразное залегание мезозойских отложений в Якутском артезианском бассейне, осложненное тектоническими нарушениями, создает сложные условия залегания водоносных горизонтов и обуславливает создание значительных напоров по мере увеличения глубины залегания водоносных горизонтов. Аномально низкие значения пьезометрических уровней пластовых вод отмечаются на Вилюйской, Намской и Бахынайской структурах для водоносных горизонтов средне- и верхнеюрских и нижнемеловых отложений.

В палеозойских отложениях северного склона Алданского массива и Березовской впадины, представленных терригенно-карбонатными, карбонатными и галогенными породами, распространены трещинно-пластовые и карстово-пластовые воды. По мере увеличения мощности пород палеозоя и их погружения растут напоры подземных вод.

В Якутском артезианском бассейне наблюдается нормальная картина гидрохимической зональности с увеличением минерализации вниз по разрезу. Зона гидрокарбонатно-натриевых пресных вод с минерализацией до 1 г/л распространена на северном склоне Алданского массива в верхних, наиболее промытых частях разреза. Зона сульфатно-натриевых слабоминерализованных вод с минерализацией до 3 г/л приурочена к областям развития палеозойских карбонатных пород на северном склоне Алданского массива и в Березовской впадине, а также мезозойских отложений в Приверхоянском прогибе и Вилюйской впадине.

Зона рассолов хлоридно-кальциевого типа характерна как для палеозойских, так и для мезозойских отложений бассейна. В ее пределах в мезозойских отложениях Приверхоянского прогиба и Вилюйской синеклизы выделяются четыре подзоны по минерализации вод: 105 г/л в Китчанской скважине (1900 м); 89 г/л в Усть-Вилюйской скважине (2000 м); 43 г/л в Бахынайской скважине (2500 м); 30 г/л в Намской скважине (220 м).

Отложения нижней юры в этой зоне регионально газоносны. К ним приурочены газовые месторождения в Усть-Вилюйском районе. Здесь наблюдается увеличение содержания брома с глу-

биной. Содержание сульфатов в воде ничтожно мало. Содержание иода не превышает 1—2 мг/л.

На северном склоне Алданского массива и в Березовской впадине воды этой зоны по степени минерализации делятся на четыре подзоны.

В Березовской впадине Ангаро-Ленского прогиба, где широко распространены галогенные породы кембрия, выделяется зона хлоридно-кальциевых вод с минерализацией 270—400 г/л. Хлор-бромный коэффициент 44—55. Спонтанные газы азотно-метанового состава содержат более 8% тяжелых углеводородов.

Для Якутского артезианского бассейна вопрос о местонахождении областей питания и разгрузки подземных вод остается неясным. Многие исследователи приходят к выводу, что основная область питания палеозойских и мезозойских водоносных горизонтов находится в районе Лено-Алданского плато, где относительно высокое гипсометрическое положение территории благоприятствует инфильтрации атмосферных осадков, а моноклиналное погружение пород в северном направлении способствует продвижению вод в глубь бассейна.

Локальными участками разгрузки для мезозойских водоносных горизонтов служат сквозные талики, развитые под глубокими озерами в центральной части бассейна, в междуречье рек Лены и Вилюя. Для пермских, триасовых, юрских и меловых водоносных горизонтов Приверхоянского прогиба областью питания предположительно считали западные отроги Верхоянского хребта. А. И. Косолапов считает областью питания зону Кемпендяйских дислокаций в центре Вилюйской синеклизы. В этом случае Приверхоянский район естественно входит в артезианский бассейн равнинного типа, хотя в тектоническом плане он совпадает с областью предгорного прогиба.

Основной областью разгрузки палеозойских водоносных горизонтов считают долины р. Лены и ее притоков. В центральной части бассейна, где палеозойские водоносные горизонты обладают высокими напорами, они могут частично разгружаться в вышележащие мезозойские отложения.

Предгорно-равнинные артезианские нефтегазоносные бассейны

К предгорно-равнинным бассейнам относятся: Предкарпатский; Азово-Кубанский (Западно-Предкавказский); Восточно-Предкавказский с наложенными Терско-Дагестанскими; Южно-Мангышлакский; Северо-Устюртский; Каракумский.

Предкарпатский бассейн. Приурочен к Предкарпатскому прогибу. Отделяется на западе от Карпатской горно-складчатой гидрогеологической области крупным надвигом, экранирующим водоносные горизонты.

Промышленные залежи газа приурочены к верхнеюрским, верхнемеловым, верхнетуртонским и нижнесарматским отложениям. Промышленные притоки нефти получены из юрских отложений.

То обстоятельство, что Предкарпатский бассейн отделен от гор-

но-складчатой области Карпат и не получает внешнего питания с ее стороны, позволило А. А. Карцеву отнести его к равнинным артезианским бассейнам с внутренними зонами создания напора. Однако вопрос об установлении областей питания бассейна до сих пор окончательно не выяснен, а принадлежность его к предгорному прогибу является безусловной, поэтому логичнее отнести его к предгорно-равнинным бассейнам.

В Предкарпатском прогибе выделяются внешняя и внутренняя зоны. В пределах внешней зоны развиты палеозойский, юрский, верхнемеловой и неогеновый (сармат — тортон) водоносные комплексы. Подземные воды характеризуются нормальной гидрохимической зональностью. Относятся в основном к хлоридно-кальциевому типу по классификации В. А. Сулина с минерализацией до 40 г/л в неогеновом комплексе и до 190 г/л в палеозойском.

В водах неогеновых отложений юго-восточной части внешней зоны прогиба отмечается уменьшение минерализации. Хлоридно-кальциевые воды замещаются здесь сульфатно-натриевыми или гидрокарбонатно-натриевыми. Минерализация, по мнению Г. М. Сухарева, снижается за счет подтока слабоминерализованных вод со стороны Русской платформы. Иногда в неогеновых отложениях среди вод хлоридно-кальциевого типа фиксируется аномально высокая минерализация, что обусловлено подтоками крепких рассолов из соленосных отложений внутренней зоны прогиба (Стебникский надвиг).

Внешняя зона Предкарпатского прогиба характеризуется интенсивным повышением температуры с глубиной. На глубинах порядка 1000 м зафиксирована температура 50 °С.

Основными областями питания внешней зоны прогиба на востоке являются склоны Украинского кристаллического массива, а на западе — собственно центральная часть прогиба. Предполагается, что поток подземных вод из центральной части прогиба попадает во внешнюю зону в пределах приконтактной области, где он подразделяется на два потока. Большая часть вод в мезозойских пластах латерально мигрирует в северо-западном направлении, а меньшая часть образует восходящий поток по дизъюнктивным нарушениям Стебникского надвига. Основной областью разгрузки предположительно считают северо-западную часть внешней зоны, характеризующуюся большой тектонической нарушенностью вблизи области сочленения с юго-западной окраиной Русской платформы.

По мнению А. Ф. Романюка, наличие здесь смешанных (седиментационных и инфильтрационных) вод и высокоминерализованных инфильтрационных вод обусловлено слабой дренированностью этой зоны и глинистым характером кайнозойских пород, что и послужило причиной очень медленного вытеснения вод морского генезиса.

Во внутренней зоне Предкарпатского прогиба развиты четыре водоносных комплекса: палеоценовый (ямненский), эоценовый, олигоценый (менелито-поляницкий), нижнемиоценовый (вороты-

щенско-стебникский). Ввиду дислоцированности пород этой области, приводящей к перетокам вод в отложения различного возраста, здесь наблюдаются локальные гидрохимические аномалии. Иногда такие аномалии создаются за счет отжатия вод из палеогеновых глин. В целом глубинные воды высокоминерализованные, относятся к хлоридно-кальциевому типу и имеют седиментационное происхождение. Древние инфильтрационные воды, также встречаемые здесь в некоторых районах, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу и характеризуются меньшей величиной минерализации. Среди газов, растворенных в подземных водах, преобладает метан.

В описываемой зоне уже на глубине нескольких десятков метров появляются высокоминерализованные воды, что объясняется как палеогидрогеологическими условиями, так и наличием здесь соленосных нижнемиоценовых пород, перекрывающих палеогеновые отложения.

А. Ф. Романиук отмечает здесь специфическую особенность смесны седиментационных вод инфильтрационными. На описываемой территории в конце раннесарматского времени начала разрабатываться эрозионная сеть, и в верхних частях разреза морские воды начали вытесняться инфильтрационными. Ввиду замедленности этого процесса, обусловленной слабой эрозией и наличием глинистых фаций в миоцене, глубокого дренирования не произошло. Поэтому воды этих отложений остались седиментационными.

Среди растворенных газов наиболее распространен метан.

В Скибовой зоне Карпатской складчатой области насчитывается пять водоносных комплексов. Слабоминерализованные воды зоны свободного водообмена обычно относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, а на глубине в зонах гидрогеологической закрытости наблюдаются крепкие рассолы, относимые к хлоридно-кальциевому типу. Среди растворенных газов преобладают азот или метан в зависимости от глубины.

Азово-Кубанский бассейн. Ограничен на севере Украинским кристаллическим массивом и погребенными складками Донбасса, а на юге — горами Большого Кавказа. Восточная граница проходит по Ставропольскому своду, на западе бассейн раскрывается в Азовское море.

В тектоническом отношении бассейн приурочен к Азово-Кубанской впадине, выполненной отложениями мезозойско-кайнозойского возраста. Основными структурными элементами здесь являются Западно-Кубанский и Восточно-Кубанский прогибы, Тимашевская ступень, Каневско-Березанский вал и Адыгейский выступ.

В геологическом строении бассейна участвуют докембрийские, палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. В разрезе бассейна выделяются юрский, нижнемеловой, верхнемеловой, палеогеновый, неогеновый и четвертичный водоносные комплексы.

Юрский комплекс развит на северном склоне Кавказского мегантиклинория, где отложения этого возраста выходят на дневную поверхность. В зоне свободного водообмена известны много-

численные источники пресных вод гидрокарбонатно-натриевого типа или слабоминерализованных вод сульфатно-натриевого типа. По данным В. С. Котова, характерной особенностью глубокозалегающих юрских вод в районах Адыгейского выступа является обогащение их сульфатами, проникающими из водоносных горизонтов титона. Кроме того, в основании пород юры развит водоносный горизонт высокоминерализованных вод хлоридно-кальциевого типа.

Нижнемеловой гидрогеологический комплекс сложен неокompat-альбскими отложениями. Напоры пластовых вод постепенно снижаются с юго-востока на северо-запад в сторону Азовского моря. С распределением напоров совпадает и гидрохимическая зональность. Развитые вблизи области питания (Севастопольско-Баракаевская и Бесленевская площади) пресные воды сульфатно-натриевого типа сменяются водами гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией около 25 г/л (на площади Каневско-Березанского вала). Гидрокарбонатно-натриевый тип вод к северу сменяется хлоридно-кальциевым с минерализацией до 85 г/л.

Область разгрузки нижнемеловых вод ориентировочно установлена в северо-западной части бассейна, где, по представлениям В. С. Котова, имеет место скрытая разгрузка в вышележащие породы.

Газовый состав вод преимущественно углеводородный. Наиболее крупные газоконденсатные месторождения Ейско-Березанского и Майкопского районов приурочены к отложениям нижнемелового комплекса.

Воды верхнемелового комплекса в областях выхода одноименных пород на северном склоне Кавказского хребта пресные, характерные для зоны свободного водообмена, относятся в основном к сульфатно-натриевому типу. В Западно-Кубанском и Восточно-Кубанском прогибах в верхнемеловых отложениях отмечаются воды с минерализацией 20—60 г/л, относящиеся к гидрокарбонатно-натриевому и хлоридно-кальциевому типам.

Палеогеновый водоносный комплекс хорошо изучен по водам палеоценовых и нижнеэоценовых флишевых отложений южного борта Западно-Кубанского прогиба, где открыты месторождения нефти и газа. В. С. Котов выделяет здесь две гидрохимические зоны: верхнюю зону хлоридных минерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого типа, приуроченных к сводовым частям складок; зону высокоминерализованных вод хлоридно-кальциевого типа, развитых на южных крыльях складок; А. Г. Гарбузова относит эти воды к застойным, изолированным от влияния инфильтрационных современных вод.

Воды верхнего эоцена (кумская свита) относятся к слабоминерализованным гидрокарбонатно-натриевого типа. В отложениях кумской свиты отмечены аномально высокие пластовые давления.

Воды терригенных палеоцен-эоценовых отложений распространены в песчаных пластах по всему Западному и Центральному Предкавказью. Область питания приурочена к Минераловодскому

выступу. Гидростатические уровни снижаются в северном и северо-восточном направлениях. По данным М. В. Мирошника, между областью питания и Ставропольским сводом наблюдается зона слабоминерализованных вод. Севернее и северо-западнее развита зона вод гидрокарбонатно-натриевого типа несколько большей минерализации. Еще далее на север и северо-запад появляются высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа. Частичная область разгрузки возможна в районе Ергеней, где наблюдаются источники высокоминерализованных вод

Воды майкопских отложений (олигоцен — нижний миоцен) распространены в песчаных пластах в толще глинистых пород. Большой мощностью (до 950 м) и выдержанностью эти отложения характеризуются в южной части Западно-Кубанского прогиба.

Воды майкопских отложений слабоминерализованные, относятся к гидрокарбонатно-натриевому и хлоридно-кальциевому типам. Степень минерализации и хлоридности вод возрастает вверх по восстанию пород в направлении с северо-запада на юго-восток к району Нефтегорска.

О движении и происхождении этих вод имеются различные суждения. Ряд исследователей принимают зону выходов песчаных майкопских пород в районе Нефтегорска за область питания майкопского водоносного комплекса. По мнению Б. М. Яковлева, район Нефтегорска выступает в качестве области разгрузки для майкопских водоносных пород (по анализу статических уровней вод и аномально высоких пластовых давлений на Новодмитровском месторождении).

Воды майкопских отложений, очевидно, имеют седиментационное происхождение.

Неогеновый водоносный комплекс представлен в основном терригенно-карбонатными породами чокрак-караганскими, сарматскими, мэотическими, понтическими и средне- и верхнеплиоценовыми с наибольшей мощностью в Западно-Кубанском и Восточно-Кубанском прогибах.

Отмечаются увеличение минерализации и смена типов вод от гидрокарбонатно-натриевого до хлоридно-кальциевого в направлении с востока и юго-востока на запад, в центральную часть бассейна. Пьезометрические напоры вод также снижаются по мере продвижения в погруженную часть бассейна. Эти отложения являются инфильтрационной водонапорной системой с областью питания в районе Ставропольского свода и предгорьях Большого Кавказа (Адыгейский выступ). Полагают, что инфильтрационные воды проникли в эти отложения сравнительно недалеко и для большей части бассейна характерны седиментационные воды. В. С. Котов считает, что водоносные горизонты здесь имеют единую область питания, общее направление подземного стока и одинаковые черты гидрохимической зональности.

Воды четвертичного комплекса пресные, относятся к гидрокарбонатно-натриевому и сульфатно-натриевому типам.

Восточно-Предкавказский бассейн. На юге ограничен системой Большого Кавказа, на севере граница проходит по погребенному кряжу Карпинского. Западной границей служит Ставропольский свод. На юге-востоке, где тектоническое строение значительно сложнее, выделяются Терско-Дагестанские наложенные артезианские бассейны, в которых развиты в основном миоценовые водоносные комплексы.

Майкопская водоупорная толща, мощность которой достигает 1500 м, делит гидрогеологический разрез бассейна на две части: неоген-четвертичную, и мезозойско-палеогеновую. Водоносные комплексы, залегающие выше майкопского водоупора, содержат пресные воды, используемые для водоснабжения. Эти водоносные комплексы лишены нефти и газа и здесь не описаны.

К основным водоносным комплексам, залегающим ниже майкопского водоупора, относятся хадумский, эоцен-палеоценовый, верхнемеловой, нижнемеловой, юрский и домезозойский.

В домезозойском водоносном комплексе развиты воды хлоридно-кальциевого типа, напоры вод уменьшаются с юга на север. Минерализация вод превышает 200 г/л (на Мирненской площади).

В юрском водоносном комплексе в пределах северных склонов Кавказских гор распространены пресные и слабоминерализованные воды зоны свободного водообмена. По направлению на север вместе с погружением одноименных пород наблюдается и увеличение минерализации вод. В верхнеюрских отложениях на западе описываемой территории развиты высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа. М. В. Мирошников считает, что на восточном погружении Минераловодского выступа наблюдается как бы экран, отделяющий высокоминерализованные верхнеюрские воды на востоке от слабоминерализованных вод на западе. Наличие такого экрана, по-видимому, обусловлено существованием мощного разлома.

Нижнемеловой водоносный комплекс распространен в пределах всего бассейна. Общая минерализация и метаморфизация увеличиваются в северном и северо-восточном направлениях. В этом же направлении наклонена и пьезометрическая поверхность. В пределах Кавказского хребта развиты пресные и слабоминерализованные воды пестрого состава. В Терско-Кумской впадине уже наблюдаются высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа с предельным давлением насыщения растворенных газов. Состав газов в основном метансый, за исключением газов района Минераловодского выступа. Глубинные воды Терско-Кумской впадины характеризуются очень высокими температурами (до 150°C). Южнее Надзорненской площади наблюдаются почти пресные воды. Существование этой гидрохимической аномалии М. В. Мирошников объясняет перетоком опресненных напорных вод из аптских и альбских отложений в палеоцен-эоценовые в тех местах, где верхнемеловые отложения размыты.

Верхнемеловой водоносный комплекс по распространенности, направлению изменения минерализации и метаморфизации схож

с нижнемеловым. На площадях Центрального Ставрополя фиксируются, как правило, высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа. На севере Минераловодского выступа М. В. Мирошников отмечает гидродинамический максимум, обусловленный перетоком высоконапорных вод из отложений неокома по трещинам зоны разломов.

Основная закономерность распределения мезозойских вод заключается в том, что в направлении на север, северо-восток увеличивается минерализация и хлоридно-кальциевые воды переходят в хлоридно-натриевые рассолы.

Г. М. Сухарев считает, что в Затеречной равнине на расстоянии порядка 300 км от области питания имеют место скрытые очаги разгрузки для мезозойских отложений.

Эоцен-палеоценовый водоносный комплекс представлен в Ставрополье песчаниками и алевролитами мощностью до 500 м. Минерализация вод здесь невысокая, они относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Содержание сульфатов достигает нескольких процент-эквивалентов. Наблюдается недонасыщенность вод растворенными газами, за исключением Минераловодского выступа, где они обогащены углекислым газом. В эоцен-палеоценовых отложениях открыты лишь мелкие скопления газа. Выдерживается тенденция к снижению напоров и повышению минерализации в северном и северо-восточном направлениях. Области питания и создания напоров находятся в зоне выходов этих отложений в предгорьях Кавказа, а также вероятно поступление вод из мезозойских отложений. Область разгрузки предположительно находится в районе Манычских дислокаций.

Хадумский водоносный комплекс изучен наиболее полно по алевролитовым отложениям, с которыми связаны основные газовые залежи Ставрополя. Минерализация хадумских вод растет в северо-восточном направлении. Узкая полоса песчано-алевролитовых пород-коллекторов протягивается в северо-восточном направлении, где она имеет максимальные мощность и проницаемость пород-коллекторов. Менее минерализованные воды развиты на юго-западе. Воды хадумского горизонта относятся к гидрокарбонатно-натриевому и хлоридно-кальциевому типам, иногда фиксируется хлоридно-магниевый тип (на севере Сенгилеевского месторождения и к северо-востоку от Казинского месторождения). Минерализация вод изменяется в пределах 25—70 г/л. Хадумские воды насыщены в основном метаном (до 99,7%).

Напоры хадумских вод закономерно понижаются с юго-запада на северо-восток. Многие исследователи относят воды хадумских отложений к инфильтрационным. Области питания предполагаются в горах Кавказа, где однако хадумские отложения не выходят на поверхность. Поэтому существует концепция подземного питания вод за счет перетока из майкопских водоносных песков (В. Н. Корценштейн) или из мезозойских водоносных толщ Большого Кавказа (А. А. Карцев). Очаги разгрузки хадумского водоносного комплекса не установлены.

Терско-Дагестанские бассейны. Приурочены к юго-восточной окраине основного Восточно-Предкавказского артезианского бассейна и представляют собой наложенные бассейны преимущественно с миоценовыми водоносными комплексами, снизу ограниченными майкопской глинистой толщей. Наиболее хорошо изучен Терский бассейн.

В Восточно-Предкавказском бассейне в целом мезозойские и палеогеновые отложения находятся в условиях гидрогеологически закрытых структур. Здесь распространены минерализованные воды хлоридно-кальциевого, реже гидрокарбонатно-натриевого типа. В зонах раскрытого залегания пород, т. е. на северном склоне Кавказского хребта, распространены пресные и слабоминерализованные воды, преимущественно сульфатно-натриевого типа.

В наложенных артезианских бассейнах для неогеновой водоносной толщи (чокракский и караганский горизонты) характерны совершенно иные закономерности распределения подземных вод по разрезу и площади. По караган-чокракским песчаным пластам минерализация вод повышается в северном направлении. По вертикальному разрезу наблюдается очень незначительное увеличение минерализации вод с глубиной их залегания. Так как проницаемость песчаных пластов неогена по разрезу неодинаковая, минерализация вод иногда изменяется скачкообразно. Так, на Октябрьском нефтяном месторождении в песчаниках ачкагыльского и мэотического ярусов минерализация вод очень низкая, а в сарматском ярусе она повышается до 50 г/л. В высокопроницаемых песчаниках караганского яруса встречаются воды слабоминерализованные, почти пресные, минимальная минерализация их отмечается в песчаниках пласта XIII, который характеризуется высокой проницаемостью. А в чокракских песчаниках минерализация вод понижается в мощных, хорошо проницаемых пластах XVI и XXII, где она составляет 6 г/л. Минерализация возрастает, и происходит смена вод от щелочных к жестким в пластах XVIII, XIX, XX и XXI. В поднадвиговой зоне минерализация вод увеличивается до 20 г/л, растут содержания микроэлементов. Воды, залегающие ниже пласта XII, высокосульфатные.

По простирацию пластов минерализованные воды располагаются в застойных районах вблизи залежей, за тектоническими нарушениями и т. п. В региональном плане отмечается рост минерализации вод в северном направлении, куда наклонена и пьезометрическая поверхность. Для Терского бассейна областью питания служат Черные горы Кавказа.

Южно-Мангышлакский бассейн. Границами бассейна на севере являются поднятия Каратау, а на юге — складки Большого Балхана и Куба-Дага. Восточная граница бассейна не установлена. На западе он открыт в сторону Каспийского моря так же, как Восточно-Предкавказский бассейн с востока. Предполагается, что оба бассейна являются частями Среднекаспийского бассейна. Однако ввиду неизученности этого вопроса описание бассейнов дается раздельно.

В геологическом строении участвуют пермо-триасовые, юрские, меловые и палеогеновые отложения. Нефтегазоносность связана с юрскими и нижнемеловыми отложениями. Здесь установлены пермо-триасовый, юрский, меловой и палеогеновый водоносные комплексы. Весь разрез разделяется мергелисто-глинистыми оксфордскими и верхнекелловейскими породами на два гидрогеологических этажа. В верхнем этаже выделяются альб-сеноманский и неокомский водоносные комплексы, а в нижнем — пермо-триасовый и юрский.

В альб-сеноманских отложениях мелового комплекса воды слабоминерализованные (10 г/л), относятся к сульфатно-натриевому и гидрокарбонатно-натриевому типам. Воды неокомских отложений — хлоридно-кальциевого типа, минерализация их до 35 г/л. По мере удаления от газовых залежей газонасыщенность вод резко снижается и состав газа от метанового переходит к азотному.

Глубинные воды юрского водоносного комплекса характеризуются минерализацией до 170 г/л, отсутствием сульфатов и относятся к хлоридно-кальциевому типу. Для них характерна высокая газонасыщенность с преобладанием метана и высоким (до 20%) содержанием тяжелых углеводородов.

Воды пермо-триасового комплекса известны только в области выходов одноименных пород на дневную поверхность. С. Е. Чекабаев и др. высказывают предположение о наличии напорных вод в этих отложениях в Южно-Мангышлакском прогибе.

Воды палеогеновых и четвертичных отложений грунтовые. Меловые воды — инфильтрационного происхождения и только на юго-востоке бассейна, возможно, остались седиментационные. Юрские породы содержат воды седиментационного происхождения. Инфильтрационные воды наблюдаются в виде узкой полосы на севере бассейна. Области разгрузки не выяснены.

Северо-Устюртский бассейн. На севере границей бассейна служат выходы палеозойских пород в зоне Северо-Каспийского и Южно-Эмбенского поднятий. Восточная граница бассейна проходит вдоль Урало-Тяньшаньского разлома, отделяющего его от Кызылкумского бассейна. На юге бассейн ограничен горным Мангышлаком и дислокациями Центрального Устюрта, где наблюдаются выходы пород пермо-триасового возраста. На северо-западе границей между Северо-Устюртским Каспийским бассейнами является погребенное Южно-Эмбенское поднятие, а еще западнее бассейн, вероятно, выклинивается вблизи Каспийского моря.

В структурном отношении Северо-Устюртский бассейн представлен Челкарско-Северо-Устюртской зоной прогибов, разделенных перемычками на отдельные мульды.

По данным Е. В. Стадника, инфильтрационный режим характерен для всей территории Челкарского прогиба и окраин Северо-Устюртской впадины. Но в то же время в погруженных частях наблюдается элизионный режим, и седиментационные воды мигрируют от внутренних частей прогибов к окраинам.

Платформенный чехол сложен разновозрастными (начиная от

среднего палеозоя до верхнего триаса — лейаса в основании) образованиями. Мощность осадочного покрова 8—10 км и более (в осевых участках). Е. В. Стадник и др. выделяют здесь следующие комплексы: покровный, олигоцен-миоценовый, палеогеновый (эоценовый), меловой, юрский и палеозойско-триасовый. Региональными водоупорами являются глинисто-карбонатные толщи верхнего мела и верхней юры. Водовмещающими породами служат преимущественно пески, алевроиты, песчаники и трещиноватые известняки.

Газоносны породы эоценового возраста. Нефтяное месторождение открыто в юрских отложениях Астрановского поднятия.

Области современной инфильтрации бассейна приурочены к южному окончанию складчатого Урала и Примугоджарско-Чушкакульской зоне поднятий. Области разгрузки подземных вод бассейна являются Аральское море и Арало-Кулундинская зона дислокаций. В глубинных частях бассейна (Барсакельмесской, Самской, Косбулакской и, вероятно, Кашкаратинской депрессиях) водоносные комплексы в юрских и более глубокозалегающих горизонтах характеризуются элизионным режимом.

В пределах Северо-Устьюртского бассейна широко распространены воды хлоридно-кальциевого типа различной минерализации. В зонах активного водообмена известны воды сульфатно-натриевого, гидрокарбонатно-натриевого и хлоридно-магниевого типов. По направлению на юг и юго-восток в сторону погруженных частей Челкарского и Северо-Устьюртского прогибов наблюдается метаморфизм, приводящий к образованию вод хлоридно-кальциевого типа. В этом же направлении возрастает минерализация от единиц до сотен граммов на 1 л. В ионно-солевом составе вод возрастает значение хлоридов кальция, уменьшается содержание гидрокарбонатов и сульфатов.

По данным Е. В. Стадника, опресняющее влияние областей современной инфильтрации для водоносных комплексов юрских и палеогеновых отложений ощущается лишь на сравнительно коротком расстоянии от Примугоджарско-Чушкакульской зоны, а для меловых горизонтов, особенно для альб-сеноманского, оно прослеживается на значительной площади. В пределах Челкарского прогиба меловые отложения содержат пресные или слабоминерализованные воды сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого типов, обогащенные сульфатами. Воды юрских и нижележащих отложений практически по всему Северо-Устьюртскому бассейну характеризуются высокометаморфизованными бессульфатными рассолами. Аналогичны по составу, но менее минерализованы воды эоценовых отложений.

Е. В. Стадником в разрезе большинства площадей Северного Устьюрта установлена гидрогеохимическая цикличность, проявляющаяся в том, что с увеличением стратиграфической глубины от покровных отложений к миоценовому водоносному комплексу и глубже к эоценовому наблюдаются увеличение минерализации, степени метаморфизации и изменение типа вод от сульфатно- и

гидрокарбонатно-натриевого через хлоридно-магниевый к хлоридно-кальциевому в породах эоцена. В этом же направлении возрастают концентрации брома, иода и аммония, растут газонасыщенность вод, упругость газов. Затем наблюдается как бы обратный скачок. Воды меловых отложений принадлежат к сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого и хлоридно-магниевому типам. При этом содержание брома, иода и аммония уменьшается. Газонасыщенность вод резко снижается, а в составе газов начинает преобладать азот. Воды нижележащих юрских отложений снова высокоминерализованные, бессульфатные, обогащены микрокомпонентами. Газы исключительно углеводородные.

По данным Е. В. Стадника, Э. Т. Кудашева, В. Н. Корценштейна и др., геохимическая зональность отмечается как по площади, так и по разрезу. В водах верхних водоносных комплексов, начиная с олигоценового, в пределах бассейна растворены азотные газы с низким содержанием углеводородов и наличием кислорода. Газонасыщенность вод не превышает нескольких кубических сантиметров на 1 л, только в водоносных горизонтах низов олигоцена в наиболее погруженных участках содержание метана значительно возрастает.

Воды эоценовых отложений повсеместно характеризуются преобладанием метана (94—96%). Коэффициент газонасыщенности не превышает 0,8. Предельной газонасыщенностью характеризуются только воды эоцена в приподнятых частях юго-восточного борта Челкарского прогиба. Для меловых водоносных горизонтов в пределах этого прогиба характерен азот. Воды юрских и нижележащих отложений насыщены метановыми газами с повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

По площади распространения азотные газы тяготеют к областям современной инфильтрации, по мере удаления от них состав растворенных газов изменяется на метано-азотный и азотно-метановый, а в погруженных частях бассейна — на метановый. В этом же направлении возрастает содержание углеводородов при уменьшении азота. Е. В. Стадник установил присутствие растворенного в водах кислорода (до 0,063 см³/л). Максимальное его содержание отмечено в водах верхних гидрогеологически раскрытых районов Северо-Устюртского бассейна, а также в водах альб-сеноманского горизонта на площадях Челкарского прогиба. Свободный кислород отсутствует в водах эоценовых и юрских отложений, а также в погруженных зонах региона.

По представлениям А. Н. Семихатова, А. А. Карцева, С. Б. Вагина, М. С. Крайчика и др., в бассейне выделяется пять гидрогеологических циклов: пермо-триасовый, юрский, меловой, палеогеновый, неоген-четвертичный. Для этих циклов характерно преобладание седиментационных этапов над инфильтрационными.

Каракумский бассейн. Границами являются: на западе — осевые части Туаркырского и Большебалханского горных сооружений; на юге — система тектонических разрывов вдоль передовых цепей Копет-Дага. На востоке граница идет по системе разрыв-

ных нарушений, отделяющих Мургабскую впадину от северных предгорий Банди-Туркестана, и по осевой части Зеравшано-Гиссарской мегантиклинали. Северо-восточное замыкание бассейна обусловлено горными хребтами Нуратинской, Кызылкумской и Султан-Уиздагской систем. На севере и северо-западе границей служит Центрально-Устюртская зона поднятий. Каракумский бассейн — наиболее крупный артезианский нефтегазоносный бассейн Средней Азии.

Геологический разрез бассейна составляют метаморфизованные породы палеозойского фундамента и осадочные породы мезозойско-кайнозойского возраста, представленные преимущественно обломочными отложениями юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного времени. Карбонатные породы известны в верхней юре (келловей — оксфорд), а также среди терригенных пород нижнемелового возраста в виде прослоев.

Промышленные залежи углеводородов приурочены к юрским и меловым отложениям. Основные газовые и газонефтяные месторождения — Газли, Ачак, Шатлык, Зеагли-Дарваза.

По данным Я. А. Ходжакулиева и И. М. Субботы, в разрезе осадочного чехла бассейна выделяются юрский, неоком-аптский, альб-сеноманский, турон-сенонский и палеоген-неогеновый водоносные комплексы с разделяющими их водоупорными комплексами: верхнеюрским, нижнетуронским и эоценовым.

По мнению М. И. Зайдельсона, В. Н. Корценштейна, Г. П. Якобсона, поток пластовых вод юрских и меловых отложений направлен от Гиссара, Паропамиза и Копет-Дага к Каспию, где воды разгружаются. М. И. Суббота, Я. А. Ходжакулиев, В. Ф. Клейменов и др. полагают, что главные области напора приурочены как к отрогам Гиссара, так и к погруженным зонам, откуда отток вод происходит в результате уплотнения осадочных пород.

Зонами разгрузки глубинных вод юрских отложений служат Бухарская ступень, где отсутствуют эвапоритовые гаурдакские отложения, и Питнякский район, где воды свободно перемещались в вышележащие отложения. Кроме того, вдоль северного борта бассейна во многих местах происходил переток рассолов из юрских отложений в неоком-аптские и альб-сеноманские. Источником создания напора является Предкопетдагский прогиб, изолированный от Копетдагского горно-складчатого бассейна. Отток вод из Предкопетдагского прогиба направлен в сторону Центрально-Каракумского свода и частично — в сторону Туаркыра, где наблюдается переток юрских вод в вышележащие меловые отложения. Кроме того, со стороны Туаркыра инфильтрационные воды внедрялись в пределы Каракумского бассейна.

Сложностью гидродинамической обстановки обусловлено разнообразие ионно-солевого состава вод. В пределах почти всего бассейна в юрских отложениях содержатся воды высокой минерализации (до 540 г/л), что связано с наличием мощных соленосных отложений гаурдакской свиты кимериджа — титона. В надсолевых верхнеюрских отложениях минерализация вод хотя и сни-

жается, но все же воды относятся к крепким рассолам. Так, в районе Байрам-Али надсолевые воды имеют минерализацию 160—180 г/л. Минерализация вод юрских подсолевых отложений снижается до 100 г/л в пределах Чарджоуской и Бухарской ступеней. На остальной части бассейна она снижается до 50 г/л, а в пограничной зоне с Центрально-Кызылкумскими останцами не превышает 30—40 г/л.

По данным М. И. Субботы, к северо-западу от Аму-Дарьинской впадины наблюдается зона высокоминерализованных вод (200—220 г/л) длиной 400 км и шириной 80 км. Она тянется вдоль северного борта Каракумского бассейна, внедряясь в Дарьялык-Дауданский прогиб и Ассаке-Ауданскую впадину. Воды этой зоны представляют собой элизонные рассолы, отжатые из-под соленосных отложений.

В Предкопетдагском прогибе воды юрских отложений также высокоминерализованные (170—185 г/л), что подтверждает отсутствие питания глубоких горизонтов юры за счет Копет-Дага. В пределах Центрально-Каракумского свода минерализация вод юрских отложений составляет 120—140 г/л. По направлению к Туаркырским поднятиям, где юрские отложения выходят на поверхность, минерализация вод снижается.

В юрских отложениях Каракумского бассейна в целом распространены минерализованные элизонные воды. Только вдоль Туаркыра, Центральных Кызылкумских поднятий, отрогов Гиссара и Зеравшана наблюдаются узкие полосы, занятые инфильтрационными водами.

В юрских отложениях большей части бассейна водорастворенные газы представлены преимущественно метаном и его гомологами. В окраинных зонах, связанных с областями современной инфильтрации (Копет-Даг, Туаркыр, Гиссар), а также в районах Питнякской возвышенности и плато Устюрта растворенные газы—азотные. Удельная газонасыщенность вод 300—2200 см³/л. Общая тенденция в изменении газонасыщенности вод проявляется в ее увеличении по мере погружения юрских отложений в сторону Бешкентского прогиба, Аму-Дарьинской впадины, южного и юго-восточного склонов Центрально-Каракумского свода, Мургабской впадины и Предкопетдагского прогиба.

Растворенные газы вод неоком-аптского комплекса с концентрацией азота до 50% известны в северной части бассейна в пределах Бухарской ступени, а практически чисто азотные — в Ассакеауданском, Дарьялык-Дауданском прогибах и в зонах, контактирующих с областями инфильтрации (Туаркыр, Гиссар). Углеводороды начинают преобладать в водах Зеагли-Дарвазинской, Ачакской, Мары-Байрамалийской, Кушкинской, Газлинской, Казганской и Мубарекской зон газонакопления. Максимальные величины газонасыщенности характерны для вод Мургабской впадины. В пределах Бухарской и частично Чарджоуской ступеней газонасыщенность вод невелика. Намечается тенденция роста газонасыщенности вод в направлении Предкопетдагского прогиба и

Мургабской впадины. Упругость водорастворенных газов вод апта — некома значительно ниже, чем вод юры.

Растворенные газы альб-сеноманского и вышележащих водоносных комплексов в пределах большей части бассейна характеризуются преобладанием азота. Углеводородные газы отмечены в альбских отложениях Бахардокской моноклинали, Предкопетдагского прогиба и Мургабской впадины. В целом для Каракумского бассейна снизу вверх по разрезу характерно изменение растворенных газов в таком порядке: углеводородные, азотно-углеводородные, углеводородно-азотные, азотные. Снизу вверх уменьшаются газонасыщенность вод, упругость газов и коэффициент газонасыщения. Только в некоторых районах Центрально-Каракумского свода и Бухарской ступени, служащих областями разгрузки элизионных вод, поступающих сюда со стороны Предкопетдагской, Мургабской и Аму-Дарьинской впадин, в верхнемеловых отложениях отмечены углеводородные газы.

Геотемпературные условия Каракумского бассейна характеризуются приуроченностью максимальных температур к приподнятым блокам фундамента (Центрально-Каракумский свод, северный борт Заунгузской впадины) и к области эпициатформенного орогенеза (Кушкинская группа поднятий). Минимальные температуры отмечены в областях глубокого прогибания фундамента (Предкопетдагский прогиб и Мургабская впадина).

В пределах бассейна С. Б. Вагин, А. А. Карцев, Я. А. Ходжакулиев выделяют четыре гидрогеологических цикла: юрский, меловой, палеогеновый и неогеновый. Для юрского, мелового и частично палеогенового циклов характерно накопление и метаморфизация седиментационных вод в силу отжатия их из погруженных зон бассейна к зонам разгрузки. С начала олигоценного времени наблюдается внедрение инфильтрационных вод в мезозойские отложения. При этом инфильтрацией практически не затронут юрский водоносный комплекс.

Нефтегазоносные артезианские бассейны межгорного типа

К главнейшим нефтегазоносным артезианским бассейнам межгорного типа относятся Ферганский, Таджикско-Афганский, Южно-Каспийский, приуроченный к акватории Каспия и представленный на суше Западно-Туркменской и Азербайджанской частями; Сахалинский.

Ферганский бассейн. Приурочен к Ферганской межгорной впадине, окруженной горно-складчатыми сооружениями. Границами служат подошвенные части окружающих хребтов, где наблюдаются выходы на поверхность мезозойских пород.

Здесь выделяются следующие комплексы: палеозойско-докембрийский, юрский, меловой, палеогеновый, неогеновый, четвертичный.

Воды палеозойско-докембрийского комплекса распространены в горных сооружениях, обрамляющих впадину, и представляют

собой минерализованные воды хлоридно-кальциевого типа с растворенными газами метано-азотного состава.

В водах юрского комплекса отмечается увеличение минерализации и метаморфизации по направлению от периферии к внутренним частям бассейна по мере погружения осадочной толщи. В предгорьях развиты пресные воды гидрокарбонатно-натриевого типа, в центральных частях впадины — крепкие рассолы, относящиеся к хлоридно-кальциевому типу. Среди растворенных газов наиболее характерен метан.

Воды мелового комплекса характеризуются своеобразной гидрохимической слоистой зональностью. Верхи верхнемеловых отложений (пласты XIII—XVI сенонского возраста) содержат крепкие рассолы хлоридно-кальциевого и сульфатно-натриевого типов. В верхней части нижнемеловых пород распространены слабоминерализованные воды. Так, воды пласта XVIII (сеноман) с минерализацией 22 г/л относятся к гидрокарбонатно-натриевого типу. Нижние горизонты нижнемеловых отложений содержат снова крепкие рассолы.

В палеогеновом комплексе установлено восемь водоносных горизонтов, к которым приурочены залежи углеводородов. По генезису в описываемом комплексе наблюдаются разнообразные воды: инфильтрационные, седиментационные, смешанные. В месторождениях, тяготеющих к горному обрамлению (Яркутан), наблюдаются слабоминерализованные воды (до 7 г/л), на месторождении Чимион — щелочные воды гидрокарбонатно-натриевого типа. На месторождениях Шорсу и Сельрохо развиты жесткие воды, представленные рассолами хлоридно-кальциевого типа. На месторождении Шорсу в некоторых горизонтах отмечается высокое содержание сульфатов.

В северо-восточной части бассейна наблюдается увеличение минерализации к центральным частям впадины. В некоторых пластах палеогенового возраста, несогласно срезанных бактрийскими породами (пласт III в Палванташе и Южном Аламышике, пласты V—VII в Ходжибаде), между пластами, слагающими покрывку, и залежью нефти наблюдается водная прослойка, причем над нефтью и под нефтью составы вод различны, в частности, верхние воды менее минерализованы и более насыщены сульфатами.

Воды неогенового комплекса, как правило, маломинерализованные и относятся к гидрокарбонатно-натриевого или сульфатно-натриевого типам. В отдельных случаях наблюдаются высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа.

По современным представлениям, в Ферганском бассейне развиты седиментационные и инфильтрационные воды. В пределах бассейна имеют место две гидродинамические системы.

Окраинные части впадины заполнены инфильтрационными водами, областями питания являются горно-складчатые сооружения. Однако инфильтрационные воды внедряются в юрские и меловые отложения весьма неглубоко. М. И. Суббота объясняет это тем,

что вдоль северного и южного бортов впадины имеются протяженные тектонические разрывы, играющие роль непроницаемых экранов. В пределах Ферганской впадины не отмечены заметные области разгрузки. Для внутренних районов впадины характерен элизионный режим, и движение высокоминерализованных вод направлено от центра к периферийным частям бассейна.

Своеобразие в развитии бассейна выражается в том, что в конце палеогена — начале неогена хребты, окружавшие Ферганскую впадину, испытали резкое воздымание. Это привело к тому, что во впадину поступила большая масса грубообломочного материала. Мезозойские отложения в центральной части впадины, погружаясь, испытали на себе воздействие горного давления, что привело к выжиманию из глинистых формаций вод и углеводородов в вышележащие и одноименные пласты, в зоны меньших давлений. При линзовидном характере залегания проницаемых толщ этот процесс привел к созданию зон аномально высоких пластовых давлений.

Таджикско-Афганский бассейн. Этот бассейн только частично входит в пределы СССР, большая его часть находится в Афганистане. С севера бассейн ограничен тектоническим разломом, протянувшимся вдоль Гиссарского хребта и Заалайских гор, на востоке — Памиро-Дарвазским хребтом, на западе и северо-западе — юго-западными отрогами Гиссарского хребта, на юге — Паропамизским и Гиндукушским хребтами.

В тектоническом плане бассейн совпадает с Таджикской депрессией и Северо-Афганским выступом. А. В. Готгильф и С. Талипов рассматривают Таджикскую депрессию как единый бассейн по юрским, нижнемеловым и частично верхнемеловым отложениям, а для вышележащих образований выделяют ряд наложенных суббассейнов. По наиболее изученным кайнозойским отложениям — три суббассейна: Сурхан-Дарьинский, Вахшский и Кулябский.

Наиболее полно изучены водоносные горизонты алайского и бухарского ярусов нижнего палеогена. Известняки бухарского яруса и гипсоносные известняки верхнего мела иногда представляют собой единый водоносный горизонт, с которым связаны залежи углеводородов. Характеризуя ионно-солевой состав вод этого горизонта, следует отметить, что на месторождении Хау-Даг в бухарских известняках рассолы имеют минерализацию до 170 г/л, причем в ионно-солевом составе в значительных количествах присутствует сульфат-ион.

Нижнемеловые и юрские водоносные горизонты известны только в районах выходов пород на дневную поверхность и содержат пресные слабоминерализованные воды в меловых отложениях. Водоносные горизонты юрского возраста, представленные гипс-солевой свитой, включают воды повышенной минерализации.

Области создания напоров бассейна находятся в пределах Гиссарской и Заалайской горных систем. Наряду с инфильтрационными здесь имеют место и седиментационные воды. Процесс замещения седиментационных вод инфильтрационными далеко не за-

вершен. С. Талипов полагает, что для сеноман-альбского водоносного комплекса горное обрамление в создании напоров роли не играет, а высокие давления обусловлены отжиманием седиментационных вод.

Для бассейна в целом характерно наличие зон аномально высоких пластовых давлений, чем и объясняется отсутствие какой-либо определенной направленности в движении вод. Наряду с движением от бортовых частей к центру наблюдается движение от погруженных частей бассейна к бортам. На локальных участках, как бы, отрезанных нарушениями, вообще не отмечается движения вод. Намечается связь движения вод с тектоническими подвижками.

Южно-Каспийский бассейн. Западно-Туркменский и Азербайджанский артезианские бассейны, обычно описываемые как самостоятельные гидрогеологические единицы, по современным представлениям (будучи приуроченные к различным частям огромной межгорной впадины) рассматриваются как центриклинали Южно-Каспийского бассейна (по Г. А. Борщевскому).

На западе границу бассейна с определенной степенью условности проводят по выходам мезозойских пород в предгорьях Большого и Малого Кавказа. Северо-восточной границей являются горы Куба-Дага, Большого и Малого Балхана, восточной — отроги Копет-Дага. Региональной северной границей можно считать Апшеронский порог, протянувшийся в широтном направлении через Каспийское море.

Основные запасы углеводородов в Южно-Каспийском бассейне связаны с плиоценовыми отложениями, а именно с продуктивной толщей Азербайджана и красноцветной толщей Западной Туркмении.

Рассматриваемый бассейн характеризуется наличием очень сложной водонапорной системы элизионного типа.

Западно-Туркменская часть бассейна. Основные нефтеносные горизонты известны в отложениях красноцветной толщи плиоцена. Водоносные комплексы установлены в отложениях красноцветной толщи акчагыльского и апшеронского ярусов, а также в четвертичных отложениях. Воды красноцветной толщи в основном представляют собой рассолы хлоридно-кальциевого типа с минерализацией до 300 г/л. Для этих отложений характерна гидрохимическая инверсия. С глубиной минерализация вод снижается до 20—30 г/л, и тип воды иногда переходит в гидрокарбонатно-натриевый. Наблюдается увеличение минерализации пластовых вод от центральных частей к окраинам. Воды акчагыльского комплекса также высокоминерализованные хлоридно-кальциевого типа. Проявление гидрохимической инверсии наблюдается и здесь. Воды апшеронского комплекса также высокоминерализованные хлоридно-кальциевого, иногда хлоридно-магниевые типов.

Наличие дизъюнктивных нарушений проявляется через развитие слабоминерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типов. Здесь же часто наблюдаются восхо-

дящие источники, грязевые вулканы, выходы газа и нефти, иными словами, наблюдается частичная разгрузка подземных вод.

Ю. В. Добров предложил следующую концепцию происхождения плиоценовых вод. Инфильтрационные воды проникают по мезозойским пластам из Копет-Дагской горной системы Эльбурса внутрь бассейна, где разгружаются по дизъюнктивным нарушениям в нижних частях плиоценового водоносного комплекса. Слабоминерализованные воды нижних горизонтов красноцветной толщи представляют собой внедрившиеся в плиоценовые отложения метаморфизованные воды инфильтрационного генезиса. Эти воды оттесняют кверху насыщающие плиоценовые толщи седиментационные рассолы, частично выходящие на дневную поверхность.

В. В. Колодий развивает идею о седиментационном происхождении вод и о наличии здесь седиментационной водонапорной системы. Снижение приведенных напоров и возможное движение вод направлены от центральных, наиболее погруженных частей бассейна к его окраинам. В результате отжимания воды из глин и наличия весьма затрудненной разгрузки вод в местных очагах образуются аномально высокие пластовые давления.

Наличие слабоминерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типов в районах нефтяных месторождений В. В. Колодий объясняет конденсацией паров воды, содержащихся в углеводородном газе, в процессе вертикального перемещения по зонам разломов.

Одна из особенностей описываемой территории заключается в том, что все месторождения углеводородов расположены вблизи местных очагов разгрузки подземных вод. Но в зонах интенсивной открытой разгрузки вод (Боя-Даг) залежей нефти нет. Пространственно все месторождения углеводородов тяготеют к окраинным зонам бассейна, куда направлен основной поток вод, что является еще одним свидетельством в пользу седиментационного происхождения вод.

Геотермические аномалии бассейна, по данным Г. А. Борщевского и С. С. Джибути, обусловлены восходящим потоком глубинных вод по тектоническим нарушениям и полостям грязевых вулканов.

Азербайджанская часть бассейна. В геологическом разрезе описываемой территории участвуют мезозойские, палеоген-неогеновые и четвертичные отложения. Эта часть бассейна охватывает хребты Большого и Малого Кавказа, Талыша, Прикуринской низменности. Нефтегазовые месторождения Азербайджана связаны с продуктивной толщей плиоцена.

В разрезе установлены следующие водоносные комплексы: мезозойский (юрские и меловые отложения), майкопский, среднеплиоценовый (продуктивная толща), апшеронский и четвертичный.

Воды мезозойского комплекса, описанные в местах выходов пород одноименного возраста в юго-восточной части Главного Кавказского хребта, представлены пресными или слабоминерализованными водами гидрокарбонатно-натриевого типа.

Воды майкопского комплекса гидрокарбонатно-натриевого типа.

Со среднеплиоценовым комплексом связано большинство месторождений нефти и газа. В вертикальном гидрохимическом разрезе продуктивной толщи Апшеронского полуострова зачастую наблюдаются уменьшение минерализации вод с глубиной и замена жестких вод хлоридно-кальциевого типа щелочными гидрокарбонатно-натриевого типа. Наличие здесь гидрохимической инверсии отмечал Д. В. Голубятников.

Для верхних горизонтов продуктивной толщи (сураханская, балаханская свиты) характерно увеличение минерализации вод с запада на восток. В надкирмакинской песчаной свите минерализация вод увеличивается в западном направлении и достигает максимальной величины в районе Бинагады, а затем уменьшается в направлении Локбатана и Пута. Минерализация вод подкирмакинской свиты растет с востока на запад, а также в северо-западном направлении и максимальных величин (45 г/л) достигает в полосе выклинивания песчаных пластов этой свиты.

Пластовые воды продуктивной толщи относятся к хлоридно-кальциевому и гидрокарбонатно-натриевому типам. Высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа приурочены к верхним горизонтам продуктивной толщи. Наиболее высокая минерализация воды в верхней части продуктивной толщи наблюдается на Апшеронском полуострове и архипелаге (о. Песчаный, Кала и др.), а к северу, востоку и западу она снижается. Наименьшей минерализацией характеризуются воды Прикуринской и Шемахино-Кобыстанской областей.

По мере увеличения глубины в водах возрастает содержание гидрокарбонатов натрия, нафтеновых кислот и снижается содержание гидрокарбонатов кальция, магния, сульфатов. Сверху вниз по разрезу продуктивной толщи снижается содержание иода, брома, нафтеновых кислот.

В нижней части продуктивной толщи распространены щелочные воды гидрокарбонатно-натриевого типа. Если жесткие воды верхней части продуктивной толщи имеют минерализацию до 150 г/л, то минерализация щелочных вод нижних отделов в 10 раз меньше.

Воды продуктивной толщи разнообразны по происхождению. На наличие древней инфильтрации при формировании вод верхних горизонтов указывает рост минерализации и хлоридности вод в восточном направлении. Очевидно, древняя инфильтрация пресных вод шла с запада. Происхождение седиментационных вод нижнего отдела продуктивной толщи объясняется их выжиманием из уплотняющихся глин нижнего отдела в наиболее глубоких восточных областях бассейна. Это подтверждается изменением химического состава вод подкирмакинской свиты и существованием там аномально высоких давлений.

По мнению А. Р. Ахундова, Ш. Ф. Мехтиева, М. З. Рачинского, Б. И. Султанова, А. Курбанмурадова. Ш. А. Панахи, В. В. Ко-

лодия, доминирующую роль в процессе формирования ионно-солевого состава сыграли возрожденные воды и процессы дистилляции — конденсации. Вследствие этих процессов для низов продуктивной толщи характерны слабоминерализованные воды.

Прикуринский район обладает гидрогеологическими условиями, аналогичными условиями Апшеронского полуострова. Верхние горизонты продуктивной толщи и водоносные пласты апшеронского яруса характеризуются высокоминерализованными водами хлоридно-кальциевого типа. Ниже наблюдаются менее минерализованные щелочные воды. Нижние горизонты обладают аномально высоким пластовым давлением. Подземные воды продуктивной толщи Прикуринского района, вероятно, седиментационные. Области разгрузки вод — внутренние, приуроченные к антиклинальным структурам, разбитым крупными тектоническими нарушениями. Очаги разгрузки определяются по восходящим источникам (Бабазанан), грязевым вулканам (Мишовдаг, Кюровдаг) и другим нефте- и газопроявлениям.

В пределах Грузии нефтеносность установлена в Картлийской и Рионской впадинах, где нефтеносны различные горизонты мезозоя и кайнозоя. Водоносные комплексы здесь связаны с палеозойскими, юрскими, нижнемеловыми, верхнемеловыми, палеоген-неогеновыми и постплиоценовыми отложениями. Воды декембрийских, палеозойских, юрских отложений изучены только в областях выходов одноименных пород на дневную поверхность и характеризуются типичными чертами зон свободного водообмена.

Глубинные воды нижнемелового комплекса, по данным опробования скважин в Колхидской низменности, определяются как высокоминерализованные и высокотемпературные гидрокарбонатно-натриевого типа. Аналогичными чертами характеризуются воды верхнемелового комплекса.

Преобладающий тип вод меловых отложений — гидрокарбонатно-натриевый, но отмечаются случаи нахождения хлоридно-кальциевых вод.

В комплексе палеоген-неогеновых отложений имеются водоносные горизонты среднего эоцена, хадума, майкопа, чокрака, сармата, плиоцена. В нефтяных районах воды хадумских и майкопских отложений относятся как к хлоридно-кальциевому, так и к гидрокарбонатно-натриевому типам. В разрезе майкопской толщи проявляется гидрохимическая инверсия (снижение минерализации).

Воды чокракских отложений слабоминерализованные гидрокарбонатно-натриевого типа. Здесь также наблюдается снижение минерализации вод вниз по разрезу.

Воды сарматских отложений, как правило, представлены хлоридно-кальциевым и реже хлоридно-магниевым типами, за исключением зон гидрогеологической раскрытости.

В западной Грузии на площади Супса-Омпареты в отложениях среднего сармата на западном крыле структуры развиты щелоч-

ные воды, а на восточном — жесткие, причем минерализация последних значительно выше.

Воды плиоценовых отложений (ширакская толща) описаны по месторождениям Восточной Грузии и, в частности, по нефтяному месторождению Мирзаани. Здесь в верхней части ширакской толщи установлены слабоминерализованные воды — как щелочные, так и жесткие. В нижней части толщи развиты высокоминерализованные воды хлоридно-кальциевого типа. Специфика строения месторождения Мирзаани состоит в том, что на западном крыле ширакская толща раскрыта и является объектом интенсивной инфильтрации, чем и обусловлено наличие здесь слабоминерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типов. Уникальная особенность этих вод — очень высокое содержание нафтеновых кислот (1,5 г/л). Общая закономерность изменения вод плиоцена выражается в повышении минерализации со стратиграфической глубиной и в повышенном содержании нафтеновых кислот.

Сахалинский бассейн. С определенной долей условности этот бассейн можно рассматривать как бассейн межгорного типа.

По представлениям С. Н. Алексейчика, о. Сахалин в тектоническом плане входит в состав Тихоокеанского кайнозойского складчатого кольца. Располагается в краевой части Японо-Охотской геосинклинальной области в непосредственном соседстве с материковой частью Дальневосточного массива; о. Сахалин является мегантиклинорием.

В геологическом строении бассейна участвуют протерозойские, палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения, достигающие суммарной мощности 8000 м.

Сахалинский мегантиклинорий разделяется на Западно-Сахалинский и Восточно-Сахалинский антиклинории с расположенным между ними Центрально-Сахалинским синклинорием.

Основные нефтяные месторождения приурочены к меридионально вытянутым антиклинальным зонам в северной части Восточно-Сахалинского антиклинория. Локальные структуры представляют собой небольшие брахиантиклинальные складки асимметричного строения, нарушенные сбросами и надвигами.

Продуктивны миоценовые отложения (окобыкайская и дагинская свиты) и породы нижнего плиоцена (нижнекутовская подсвита).

В неогеновых отложениях выделяются четыре водоносных комплекса: средне-, нижнемиоценовый, верхне-, среднемиоценовый, верхнемиоценовый, плиоценовый.

Формирование химического состава вод бассейна обусловлено тектонической нарушенностью локальных складок.

Многочисленные пути миграции позволяют поверхностным водам свободно проникать в недра, а глубинным — на поверхность. Вследствие этого воды нефтеносных горизонтов обычно слабоминерализованные гидрокарбонатно-натриевого типа. В то же время в поднадвиговых блоках и выклинивающихся пластах ряда нефтя-

ных месторождений отмечены воды хлоридно-кальциевого и хлоридно-магниевого типов.

На Охинском и Эхабинском месторождениях наблюдается нормальная гидрохимическая зональность. На Западно-Эхабинском и некоторых других месторождениях до пласта XIV наблюдается повышение минерализации; в пласте XVI минерализация уменьшается более чем вдвое; в пласте XVII — снова резко возрастает, а в пластах XVIII и XIX опять резко падает. М. С. Ярошевич объясняет это обстоятельство неодинаковой проницаемостью пластов и фильтрационными водами.

Для нефтяных месторождений Сахалина часто характерно наличие оторочки вод повышенной минерализации. По мере удаления от контуров нефтеносности минерализация пластовых вод резко уменьшается. Изучение тепловой характеристики нефте- и водовмещающих пород позволяет отнести о. Сахалин к низкотемпературным регионам.

§ 5. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Гидрогеологические исследования в процессе разбуривания разведочных площадей и месторождений заключаются в определении статических уровней, пластовых давлений и температур, дебитов, гидродинамических параметров водоносных горизонтов, отборе проб.

Перед исследованием скважины ее необходимо освоить. Освоение скважины заключается в освобождении прискважинной зоны от фильтраата глинистого раствора путем откачки жидкости из скважины.

Для измерения уровня воды в неглубоких скважинах применяют приспособления типа хлопушек. Хлопушка представляет собой отрезок трубы, заваренной с верхнего конца, снабженный ушком. Она дает отчетливый звук при ударе о поверхность жидкости в скважине до глубины 250—300 м. Для больших глубин пользуются электроуровнемером, представляющим собой в схеме два изолированных электрода двужильного кабеля. При достижении поверхности воды в стволе скважины электроды замыкают электрическую цепь, что вызывает сигнал на поверхности (лампочка, звонок). В обсаженных скважинах колонна выполняет роль одного из электродов.

Для постоянной записи колебаний уровня воды в скважинах применяют пьезографы, которые автоматически с большой точностью записывают колебания уровня.

В нефтяной гидрогеологии используют также погружные пьезографы. Их опускают в скважину на проволоке на глубину от 5 до 20 м ниже статического уровня воды. В пьезографе есть поплавков и записывающее устройство. Принцип действия пьезографа основан на том, что при спуске прибора в скважину вода через фильтр заполняет часть его корпуса. Тогда поплавок поднимается на высо-

ту, где давление сжатого воздуха внутри прибора уравнивает наружный столб воды. При изменении уровня воды в скважине уровень воды в приборе также изменяется. Вертикальные перемещения поплавка регистрируются записывающим устройством.

Наибольшую точность замера колебаний уровня (0,02—0,5 мм) дает прецизионный электроуровнемер Косолапова. В нем движение поплавка передается к перу электрически, при помощи электромоторчика. Этот аппарат позволяет записывать микроколебания уровня под влиянием колебаний атмосферного давления.

В переливающихся скважинах избыточное устьевое давление измеряют образцовыми манометрами. Для автоматической регистрации изменений устьевого давления с точностью до 0,0001 МПа применяют устьевой манометр Корнилюка—Яковлева.

Из переливающихся скважин пробы воды отбирают непосредственно с устья. В скважинах с установившимся уровнем для отбора проб воды используют двухклапанные желонки или глубинные пробоотборники. Наиболее известны пробоотборники ПД-03, его модификация ПД-3М и ПРИЗ-2, ГПВ-4-700.

Пробоотборник ПД-03 представляет собой металлический цилиндр длиной 2,6 м, массой 10,5 кг, вместимостью 0,8 л, состоящий из наконечника, двух переходников, трубы, стакана, муфты и хвостовика. Один из основных недостатков конструкции — плохая промываемость пробоотборника при отборе проб. Поэтому приходится расхаживать прибор несколько раз на 50—100 м от исследуемого интервала, что приводит к уменьшению величины газонасыщенности пробы. После отбора пробы извлекают жидкость из пробоотборника и переводят растворенный газ через переходник в бутылку.

Пробоотборник ПРИЗ-2 представляет собой цилиндр длиной 1,8 м с наружным диаметром 35 мм и рабочим объемом 1000 см³.

Герметизация пробы осуществляется путем спуска груза по тросу. Груз, ударяя по стакану запорного механизма, герметизирует пробу в рабочей камере. Одно из преимуществ данного прибора — хорошая промываемость, что позволяет исключить расхаживание пробоотборника при спуске в скважину. Растворенный газ переводится в бутылку при помощи переводника.

Наряду с промываемыми пробоотборниками, спускаемыми в скважину открытыми, имеются пробоотборники, которые опускают в скважину герметически закрытыми. К таким приборам относится пробоотборник ГПВ-4-700.

Пластовое давление в водяных скважинах рассчитывают по положению статического уровня и плотности воды. Прямое определение пластового давления производят глубинными манометрами. Наиболее распространены манометры с непрерывной регистрацией показаний (самопишущие глубинные манометры МГГ-1 и МГГ-2V). Основной рабочий элемент данных приборов — пустотелая многонитковая пружина — геликс. При повышении давления, действующего на внутреннюю полость геликса, пружина разворачивается, причем угол раскручивания пропорционален передаваемому давлению.

Для снятия кривых восстановления забойного давления после остановки скважины при изучении взаимодействия скважин, когда необходима большая точность измерения давления во времени, применяют глубинный самопишущий дифференциальный манометр ДГМ-4 Иванова. Принцип действия этого манометра заключается в том, что две воздушные камеры, разделенные поршнем, заполняются сжатым воздухом до получения давления, примерно равного давлению в намеченной точке измерения его в скважине. После спуска прибора в скважину на необходимую отметку открывается клапан, и давление в нижней камере выравнивается с давлением в скважине. Выравнивание давления и последующее его изменение в скважине вызывают перемещение поршня, связанного штангой с регистрирующим устройством. Зная абсолютное давление на глубине спуска прибора и величину перемещения поршня, по специальной формуле рассчитывают изменение давления в скважине с большой точностью.

Температуру в скважине замеряют максимальными термометрами, их действие основано на изменении объема ртути, заключенной в камере, при изменении температуры. Для спуска термометра в скважину применяют специальные изолирующие гильзы. Глубинные манометры и пробоотборники ПД-03 и ПД-3М снабжены камерами для термометров. В настоящее время используются и различные термографы с автоматизированной записью.

Опробование пластов осуществляют в необсаженных и обсаженных скважинах. В необсаженных скважинах применяют испытатели пластов. Они позволяют получить в основном качественную характеристику пласта: выяснить, чем насыщен пласт—газом, нефтью или водой. Наиболее полные сведения получают в результате исследований обсаженных скважин. В них опробуют пласты, перекрытые цементом при затрубной цементации обсадной колонны. Для вскрытия такого пласта обсадную колонну и цементное кольцо простреливают с помощью перфораторов. Ствол скважины очищают от глинистого раствора промывкой водой через колонну бурильных или насосно-компрессорных труб. Для возбуждения пласта с целью вызова притока пластовой жидкости уменьшают давление столба жидкости в скважине с таким расчетом, чтобы пластовое давление превышало противодавление.

Обычно уровень воды в скважине снижают свабированием или компрессорным способом. При свабировании используют поршень с обратным клапаном (сваб). При его погружении ниже уровня жидкости клапан открыт, и жидкость свободно заполняет пространство над поршнем. Во время подъема сваба клапан закрывается, и на поверхность извлекается столб жидкости, находящейся выше поршня. При компрессорном способе жидкость из скважины извлекается под действием сжатого воздуха. Для предотвращения дегазации пластовой воды в скважине оставляют столб воды, давление которого превышает давление насыщения растворенных газов.

Пласт считают неводоносным, если притоки из него не превышают 3 м³/сут.

Воду из пласта откачивают до установления постоянства ионно-солевого состава. Практически о постоянстве состава судят по содержанию ионов хлора, плотности и рН. Состав воды считают постоянным, если в трех последовательно отобранных ее пробах значения плотности, рН и содержания хлора одинаковы. Между последовательными отборами проб откачивают жидкость в количестве не менее 1/3 объема ствола скважины. Следует учитывать, что в процессе опробования скважины восстановление ионно-солевого состава воды вначале идет интенсивно, а затем резко замедляется. Принято считать, что если отбираемая вода содержит в своем составе 95% пластовой воды и 5% посторонней, то это удовлетворяет предъявляемым требованиям, так как указанная точность находится в пределах допустимой погрешности анализа.

Производительность водоносного пласта ориентировочно определяют в период возбуждения пласта по темпу понижения уровня в процессе откачки или по скорости восстановления уровня во время остановки скважины.

Для определения установившегося притока откачивают воду при постоянном динамическом уровне в течение нескольких суток. Зная объем мерной емкости и время ее заполнения, определяют дебит воды. В переливающихся скважинах дебит измеряют мерной емкостью или с помощью расходомеров.

Переливающие скважины обычно исследуют методом установившихся отборов на нескольких режимах. Режим истечения регулируют с помощью шайб или задвижкой на устье скважины. На каждом режиме скважина работает не менее 2 сут. Устьевое избыточное давление измеряют образцовым манометром. Если температура выходящей воды более 30—35 °С, то применение метода установившихся отборов требует замеров давления на забое скважины в процессе работы на каждом режиме. При небольших депрессиях пользуются дифференциальным манометром.

После замера установившегося притока скважину останавливают для определения статического уровня и пластового давления воды.

За восстановлением уровня можно наблюдать с помощью поплавка, электроуровнемера, пьезографа, эхолота и глубинных манометров. При замере поплавком в зависимости от скорости подъема уровня задаются интервалами замеров. Отметив первую глубину уровня, поднимают поплавок или уровнемер на определенную высоту и измеряют секундомером время, когда уровень достигнет этой отметки. Затем вновь приподнимают прибор на такую же высоту и отмечают время восстановления уровня до этой точки и т. д. При снижении скорости подъема уровня интервал замера уменьшают. В конечный период при медленном поднятии уровня успешно применяют приборы с автоматической записью—пьезографы или глубинные манометры. При очень медленном подъеме уровня его восстановление ускоряют с помощью подлива идентичной по со-

ставу воды в скважину. Количество подливаемой воды рассчитывают исходя из положения статического уровня в соседних скважинах.

На основании полученных замеров восстановления уровня во времени строят кривую восстановления уровня. По ней определяют статическое положение уровня и оценивают коэффициент продуктивности.

В переливающихся скважинах измеряют восстановление устьевого избыточного давления или замеряют восстановление уровня, навинчивая трубы над устьем скважины.

Для замеров давления на устье пользуются образцовыми манометрами. Необходимо учитывать, что на устье переливающихся закрытых скважин часто скапливается газ, выделяющийся из воды. Его необходимо периодически удалять из-под манометра через выпускной вентиль.

Если температура изливающейся воды выше 25—30 °С, то в установленной скважине устьевое давление поднимается выше статического и лишь затем постепенно снижается до него.

В переливающихся скважинах период восстановления давления используют для исследований методом восстановления забойного давления. Для этого на забой скважины опускают дифференциальный манометр и скважину закрывают.

Пластовое давление в водяных скважинах не замеряют лишь тогда, когда наблюдается изменение плотности жидкости по стволу скважины. Манометрами необходимо пользоваться в остальных случаях, в том числе при изучении притока воды вместе с нефтью.

После выравнивания уровня замеряют газонасыщенность пластовой воды и отбирают пробы растворенного газа с помощью пробоотборников. Перевод газа, выделившегося из воды в пробоотборнике, после снижения давления до атмосферного производят по способу поджима, предложенному И. К. Зерчаниновым: из пробоотборника в бутылку переводят весь выделившийся газ, включая и оставшийся в «мертвых» пространствах пробоотборника, переводнике и шланге. Это достигается поджимом газа водой, поступающей от напорной емкости к переводнику пробоотборника.

При переводе газа из пробоотборника в бутылку и замере его объема одновременно измеряют температуру воздуха и атмосферное давление. Эти параметры используют при последующем расчете давления насыщения. Пластовую температуру измеряют с помощью ртутных термометров, опускаемых в герметичных камерах. В герметичную гильзу термометр помещают вверх ртутным шариком. Чтобы избежать стряхивания ртути из капилляра при ударах о стыки труб колонны, подъем следует производить медленно. Пробоотборники и глубинные манометры обычно снабжены термометрами, и пластовая температура измеряется одновременно с отбором глубинных проб и замерами давления.

Для гидродинамических исследований особенно интересны пьезометрические скважины. Они должны характеризоваться постоянством состава воды и хорошей сообщаемостью скважины

с пластом, только тогда изменения пластового давления будут фиксироваться изменением уровня, наблюдение за которым ведется постоянно.

Гидрогеологические исследования следует проводить и в простаивающих скважинах. Исследования в длительно простаивающих скважинах начинают с определения уровня и отбора пробы воды из приуровненного слоя. Затем проверяют постоянство плотности воды по стволу и характер сообщаемости пласта со скважиной. В случае смещения пластовой воды с технической вследствие плохой откачки постоянство состава пластовой воды нарушится, и статический уровень не будет истинным ввиду

различия плотностей. Для определения истинного статического уровня пластовых вод фиксируют изменение плотности воды по стволу скважины.

С помощью глубинного пробоотборника в четырех-пяти точках ствола скважины, отстоящих на равных расстояниях друг от друга, отбирают воду ареометром или лучше пикнометром, устанавливают ее плотность.

Геотермические условия изучают в скважинах, находящихся в покое не менее 15 сут. Температуру измеряют максимальными термометрами через равные интервалы по всему стволу скважины. В зонах залегания литологически однородных пород делают не менее двух замеров на разных глубинах. Следует определять температуру у подошвы и кровли пластов, различных по литологическому составу. После замера температур строят кривую их изменения с глубиной и подсчитывают величины геотермических ступеней и геотермических градиентов для интервалов литологически однородных пород.

Для определения давления насыщения водорастворенных газов пользуются методом И. К. Зерчанинова. В четырех-пяти точках ствола скважины с помощью глубинных пробоотборников определяют газонасыщенность воды. По полученным данным строят графики изменения газонасыщенности с глубиной (рис. 17).

Из графика первого типа следует, что газонасыщенность воды в стволе скважины все время увеличивается, т. е. давление насыщения равно давлению на забое скважины или превышает его. Следовательно, пластовая вода насыщена или перенасыщена растворенным газом. График второго типа отражает положение, когда газонасыщенность увеличивается до определенной глубины, а ниже является величиной постоянной. Точка перегиба кривой соответствует давлению столба воды в скважине, равному давлению насыщения водорастворенного газа.

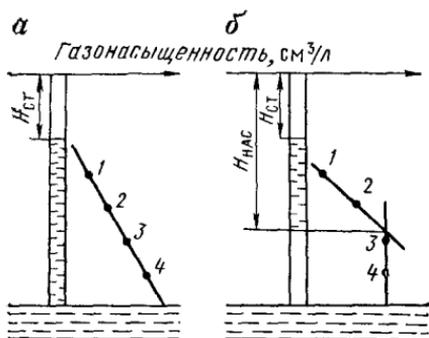


Рис. 17. Графики изменения газонасыщенности воды по разрезу скважины (по И. К. Зерчанинову):

а — первого типа; б — второго типа

Определив эту глубину по графику и зная статический уровень и плотность воды в скважине, можно рассчитать давление насыщения:

$$p_{\text{нас}} = (H_{\text{нас}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{в}} / 100,$$

где $p_{\text{нас}}$ — давление насыщения; $H_{\text{ст}}$ — глубина статического уровня; $H_{\text{нас}}$ — глубина точки перегиба кривой; $\rho_{\text{в}}$ — плотность воды в скважине.

О степени сжимаемости пластов можно судить, сравнивая микроколебания уровня с колебаниями атмосферного давления. Наблюдения за изменением величины сжимаемости пластов позволяют судить о наличии залежей газа.

Первоначальные гидрогеологические данные по месторождению изображают на типовых гидрогеологических разрезах. Последние наряду со средними нормальными разрезами отражают ионно-солевой и газовый составы вод различных горизонтов, температурные условия, приведенные напоры, дебиты и т. п. Для составления типовых гидрогеологических разрезов используют наиболее достоверные анализы вод и газов, полученные в предэксплуатационный период. Эти разрезы обычно применяют для тех месторождений, где состав вод резко изменяется по разрезу, но достаточно постоянен по площади. Для месторождений с резкими различиями гидрогеологических условий по площади составляют типовые разрезы для отдельных участков месторождения или для отдельных блоков.

Гидрогеологические условия отражают также на различных гидрогеологических картах по отдельным пластам или комплексам. На картах показывают изменение минерализации, величины отдельных компонентов ионно-солевого и газового составов, температуры и т. п. Показатели изображают с помощью изолиний либо качественно различных зон. Карты позволяют проследить изменение гидрогеологических условий во времени и установить их взаимосвязь с геологическим строением. Наиболее распространены карты гидроизопез, отражающие динамику подземных вод в период, предшествующий разработке. Полезно использовать и гидрогеологические профильные разрезы, в которых приводится состав вод отдельных горизонтов.

В процессе разведки месторождений нефти и газа данные гидрогеологии позволяют с высокой степенью точности определить начальные пластовые давления, уточнить положение ГВК и ВНК, установить степень смещения залежи под действием движения подземных вод.

Начальное пластовое давление замеряют глубинными манометрами. В газовых залежах расчет пластового давления по величине статического давления газа на устье скважины дает хороший результат. Однако если в скважине вместе с газом имеется какая-либо жидкость, этот способ для определения пластового давления непригоден.

Пластовое давление в какой-либо точке кровли водоносного пласта, вскрытого скважиной, рассчитывают по формуле

$$p = \rho H / 100,$$

где H — напор пластовой воды; ρ — плотность воды при 20°C ; p — пластовое давление в данной точке кровли пласта.

Эта формула справедлива в случае, если плотность воды постоянна. Используют также среднее значение плотности, которое находят как среднюю арифметическую величину между значениями плотности в пластовых и поверхностных условиях. Это допущение применимо при изменении плотности воды с глубиной по линейному закону.

Для случая сложной зависимости изменения плотности воды с глубиной Ю. П. Гаттенбергер предложил разбивать весь столб воды на некоторое число слоев разной высоты. Давление, создаваемое каждым слоем, можно выразить:

для первого слоя

$$p_1 = 0,1(\rho_0 + \rho_1)\Delta H/2,$$

для i -го слоя

$$p_i = 0,1(\rho_{i-1} + \rho_i)\Delta H/2,$$

для n -го слоя

$$p_n = 0,1(\rho_{n-1} + \rho_n)\Delta H/2.$$

Давление, создаваемое всем столбом воды, равно сумме давлений слоев:

$$p = 0,1 \sum_{i=1}^n (\rho_{i-1} + \rho_i) \Delta H/2.$$

Переходя к бесконечно малым значениям высоты слоев ($\Delta H \rightarrow dH$ и $\rho_{i-1} \rightarrow \rho_i$), можно записать

$$p = \lim_{i \rightarrow \infty} \sum_{i=1}^n 0,1 \rho_i dH = 0,1 \int_0^n \rho(H) dH,$$

где $\rho(H)$ — меняющееся по стволу скважины значение плотности воды.

Сведения по гидрогеологии в процессе разведки залежей нефти и газа используют для определения положения ГВК и ВНК, нефтяных оторочек газовых залежей и др.

При заложении первых скважин надо учитывать гидродинамический эффект смещения залежей нефти и газа от свода к крыльям. Смещение может происходить при наклоне НГК, приводящем к перемещению залежи в крыльевую часть складки. Поэтому предварительно желательно определить возможные наклоны контактов.

В. П. Савченко определяет смещение ГВК по формуле

$$\Delta h_r = 10(p'_в - p'_н) / (\rho_в - \rho_н),$$

где Δh_r — разность высотных положений ГВК на протяжении рассматриваемого участка залежи; $p'_в - p'_н$ — разность значений приведенного пластового давления воды на протяжении того же участка газовой залежи.

Для нефтяной залежи формула идентична.

В процессе разведки залежей углеводородов гидрогеологические данные используют для определения гипсометрического положения контакта. Для случая вскрытия пласта одной скважиной, т. е. при условии, что контакт считается горизонтальным, М. А. Жданов предложил формулу для определения высотного положения ГВК:

$$h_{ГВ} = h_в - (p_в - p_г) 10 / \rho_в,$$

где $h_{ГВ}$ — высотное положение ГВК по отношению к уровню моря; $h_в$ — высотное положение точки замера давления в водяной части пласта; $p_в$ и $p_г$ — давления соответственно в водяной и газовой частях пласта; $\rho_в$ — плотность воды.

Для определения высотного положения предположительно горизонтального ВНК М. А. Жданов предложил формулу

$$h_{НВ} = \frac{h_в \rho_в - h_н \rho_н - (p_г - p_н) 10}{\rho_в - \rho_н},$$

где $h_{НВ}$ — высотное положение ВНК; $h_н$ — высотное положение точки замера в нефтяной части пласта; $\rho_н$ — плотность нефти; $p_н$ — давление в нефтяной части пласта.

В. П. Савченко для определения высотного положения предположительно горизонтального ГНК предложил несколько иные формулы:

$$h_г = \frac{\rho_г h_{ГВ} - 10 (p_в - p_г)}{\rho_в - \rho_н} - h_{кГВ},$$

$$h_н = \frac{\rho_в h_{НВ} - 10 (p_в - p_н)}{\rho_в - \rho_н},$$

где $h_г$ и $h_н$ — превышение отметки точки замера пластового давления соответственно газа в газовой скважине и нефти в нефтяной скважине над отметкой ГВК; $\rho_г$, $\rho_н$ и $\rho_в$ — плотности соответственно газа, нефти и воды в пластовых условиях; разность высотного положения точек замера пластового давления: $h_{ГВ}$ — в газовой и водяной частях пласта, $h_{НВ}$ — в нефтяной и водяной частях пласта; $p_в$, $p_г$ и $p_н$ — пластовые давления соответственно воды, газа и нефти в точках их замера; $h_{кГВ}$ — капиллярный подъем воды на ГВК.

Расчет по формулам М. А. Жданова позволяет определять высотное положение контактов в виде отметок над уровнем моря. По формулам В. П. Савченко вычисляют высоту точки замера давления над контактом в нефтяной или газовой залежи. При наличии нескольких скважин можно определить наклон ВНК и ГВК по следующим формулам:

$$\operatorname{tg} \theta = \rho_в i / (\rho_в - \rho_н),$$

$$\Delta h_г = 10 (p'_в - p'_н) / (\rho_в - \rho_н).$$

Здесь величины гидравлического уклона или перепада пластового давления взяты непосредственно по замерам пластовых давлений или статических уровней вод в скважинах. Обычно замерь делают в скважинах, вскрывших водоносную часть пласта и расположенных перед залежью и за залежью, если смотреть по направлению подземного водного потока.

В. П. Савченко предлагает следующим образом определять положение нефтяной оторочки газовой залежи в период разведки. Имея отметку ГВК, полагаем, что нефтяная оторочка будет расположена не выше этой отметки. При наличии двух замеров статического уровня воды, свидетельствующих о перепаде давления или гидравлического уклона в пределах изучаемой структуры, нефтяную оторочку следует ожидать с той стороны газовой залежи, где статические уровни меньше. В случае отсутствия здесь оторочки ее не будет и на других участках структуры.

Гидрогеологические данные можно использовать при сопоставлении пластов какого-либо месторождения и, в частности, при сопоставлении линзовидных коллекторских толщ. Критериями для сопоставления служат как пластовые давления и статические уровни, так и ионно-солевой состав. Однако использовать последний можно при однородности состава вод внутри одноименных горизонтов и различии гидрохимических составов в различных горизонтах. В некоторых случаях гидрогеологические материалы позволяют выявить разрывные нарушения по резкому несоответствию ионно-солевого состава вод на этих участках состава вод, свойственных изучаемому водоносному горизонту.

Как при проектировании, так и в процессе разработки месторождений нефти и газа гидрогеологические материалы помогают установить начальное пластовое давление, высказать предположение о режиме пластов, определить взаимосвязь данной залежи со всей гидродинамической системой, установить наличие фильтрации в законтурной части пласта, определить запас упругих сил и т. п.

В процессе эксплуатации залежей углеводородов меняются и гидрохимические параметры. При отборе жидкости из какой-либо скважины минерализация воды может увеличиваться или уменьшаться; меняются ионно-солевой и газовый составы, положение уровня. Эти изменения обусловлены как продвижением к забою скважины новых порций воды, которая ранее находилась в удаленных участках пласта и имела несколько иной химический состав, так и изменением состава вод вследствие физико-химических процессов. В частности, при закачке речной или морской воды, отличающейся от пластовой и содержащей ряд таких химически активных веществ, как кислород и различные соединения серы, в пласте усиливаются окислительно-восстановительные процессы, что приводит к увеличению содержания в водах сульфатов, сероводорода и углекислоты.

Изменение гидрогеологических условий во времени под влиянием эксплуатации лучше всего отражается на графиках измене-

ния минерализации добываемой воды в период эксплуатации.

Для контроля за правильностью разработки месторождений пользуются графиками изменения уровней в пьезометрических скважинах, на которых показывают изменение уровня относительно его первоначального положения. Совместно с кривой отбора жидкости эти графики позволяют представить процесс, идущий в пласте.

Продвижение пластовых вод в зависимости от длительности эксплуатации изображается и на структурных картах. Сравнение карт, составленных на различные даты, с картой первоначального состояния ВНК позволяет выявить фронт продвижения воды в пласт.

Прогнозирование режима залежи основывается на изучении общих гидрогеологических условий района. Так, можно предположить существование водонапорного режима в горизонтах с относительно высокими скоростями подземного потока, т. е. в пластах с большим перепадом напоров и хорошей проницаемостью. А так как такие условия характерны для предгорных артезианских бассейнов, то именно таким зонам и свойственны водонапорные режимы.

При наличии крупных водонапорных систем с малыми скоростями подземного потока и небольшими гидравлическими градиентами можно предположить существование упруго-водонапорного режима, что и свойственно артезианским бассейнам платформенного типа.

В зонах гидродинамической застойности и при условии соизмеримости водоносного горизонта и залежи углеводородов имеет место упругий режим, который в процессе разработки сменяется режимом растворенного газа. Такими свойствами, в частности, характеризуются литологически экранированные залежи.

Естественно, что режимы залежей как производные от типа водонапорной системы существуют только в случае непосредственной связи залежи со всей водоносной системой. Ввиду этого необходимо еще в начальный период разбуренности установить характер взаимосвязи залежи с законтурной зоной. Взаимосвязь нефтяной и водяной зон пластов устанавливается при эксплуатации залежей по данным о пластовых давлениях в пьезометрических скважинах. На первоначальном этапе изучения залежи хорошие результаты дает гидропрослушивание скважин в нефтяной и водяной зонах. Водяные скважины реагируют на импульс, получаемый при отборе жидкости в нефтяной скважине. Гидропрослушивание позволяет оценить также величины гидропроводности и пьезопроводности пласта.

На основании гидрогеологических данных можно определить упругий запас жидкости.

В. Н. Щелкачев под упругим запасом жидкости понимает количество жидкости, которое извлекается из пласта при снижении в нем давления за счет упругости пород и самой жидкости:

$$\Delta V_3 = (m\beta_{ж} + \beta_c) V_0 \Delta p_0,$$

где ΔV_3 — упругий запас жидкости при изменении давления на Δp_0 ; V_0 — объем пласта, в котором произошло падение давления Δp_0 ; m — пористость пласта; $\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости; β_c — коэффициент сжимаемости породы пласта.

Радиус воронки депрессии от разрабатываемой залежи и среднее снижение давления оценивают по изменению уровней в пьезометрических и дальних законтурных скважинах.

Упругий запас жидкости взаимосвязан с коэффициентом сжимаемости жидкости, насыщающей пласт. Коэффициент сжимаемости пластовой воды изменяется очень мало, но при выделении из воды растворенного газа в свободную фазу резко увеличивается величина коэффициента сжимаемости двухфазной смеси вода—газ. Упругий запас жидкости может увеличиваться в несколько раз. Дегазация пластовых вод в естественных условиях наблюдается в зонах предельного насыщения подземных вод растворенными газами.

Воронка депрессии от разрабатываемой залежи, распространяясь по водоносной части нефтегазоносного пласта, может вовлечь в зону действия и другие залежи, вызывая в них изменение пластового давления, наклон контакта и перетоки углеводородов из одних залежей в другие. Поэтому, приступая к разведке или разработке новых залежей, необходимо учитывать возможность взаимосвязи с уже разрабатываемыми залежами.

Гидрогеологические исследования помогают также определить наличие или отсутствие гидравлической сообщаемости между пластами в одном месторождении. При разработке многопластовых месторождений этот вопрос имеет принципиальное значение. В стадии разведки о сообщаемости пластов можно судить по равенству начальных приведенных напоров, сходным ионно-солевому и газовому составам воды и близким свойствам нефтей и газов. При большой изученности можно использовать и данные о равенстве отметок ВНК и ГВК.

Как отмечалось выше, в процессе разведки определяют величины наклона ВНК и ГВК, что в свою очередь позволяет более точно оконтурить залежи. Поэтому данные гидрогеологии используют для установления границ залежи при подсчете запасов углеводородов объемным методом.

Гидрогеологические наблюдения необходимо проводить в процессе закачки воды в пласт. В начале 50-х годов перед исследователями встал вопрос о пригодности и эффективности использования вод различных составов. При закачке вод, содержащих много железа, коллоидов, взвесей, плохо растворимых гидрокарбонатов и сульфатов кальция, наблюдались случаи выпадения этих составляющих из раствора, что приводило к закупорке пор. Закачка поверхностных вод, содержащих кислород, сульфаты кальция и магния, в пласты с щелочной водой вызывала выпадение в осадок элементарной серы вследствие реакции между сероводородом и кислородом, а также карбонатов кальция, образующихся при взаимодействии сульфатов кальция с содой. Была подмечена луч-

шая нефтewымывающая способность щелочных вод по сравнению с жесткими. В то же время оказалось, что в песчано-глинистых породах закачка щелочных вод способствует разбуханию глин, что снижает пористость и проницаемость.

Изучением нефтewымывающих свойств вод детально занимались бакинские гидрогеологи. В. Т. Малышек разработал классификацию нефтей и вод, основанную на том, что нефтewымывающие свойства вод обусловлены их поверхностной активностью. Он установил, что наиболее активными являются нефти, содержащие много кислот. Поэтому при наличии в пласте малоактивных нефтей было предложено использовать для закачки пресные или морские воды, а при наличии активных нефтей — щелочные воды.

Чтобы избежать явлений, препятствующих увеличению нефтеотдачи при закачке воды в пласт, необходимо знать минерализацию и химический состав пластовых вод в различных участках залежи.

Данные о минерализации и химическом составе пластовой воды сравнивают с соответствующими данными о закачиваемой воде. По изменению состава воды устанавливают появление закачиваемой воды в исследуемой скважине. Изучение этих данных позволяет судить о направлении и скорости продвижения закачиваемой воды в пласте.

В период заводнения исследуют процессы смешения вод, так как установление их присутствия в пласте указывает на области проникновения закачиваемой воды. Данные микробиологических исследований используют для определения степени интенсивности развития сульфатредуцирующих бактерий и связанных с ними процессов сероводородообразования.

Воды нефтяных и газовых месторождений могут представлять и самостоятельный объект для эксплуатации. В частности, пластовые воды используют для искусственной закачки в нефтеносные пласты. Хороший результат дает закачка щелочных вод, обладающих большими нефтewымывающими свойствами. Пластовые воды с успехом используют для приготовления глинистых и цементных растворов. Глубинные пресные воды, вскрытые скважинами, можно использовать и для водоснабжения. Высокотемпературные — термальные воды все шире применяют для теплофикации населенных пунктов. Воды нефтяных и газовых месторождений часто содержат повышенные количества таких компонентов, как иод, бром и различные радиоактивные элементы. Эксплуатация этих вод представляет самостоятельный интерес. Для вод некоторых нефтяных и газовых месторождений характерно высокое содержание натриевых и калийных солей, которые используют как самостоятельное полезное ископаемое. Наконец, многие воды нефтяных и газовых месторождений благодаря своему химическому составу обладают лечебными свойствами, и на базе их строят водолечебницы и курорты.

§ 1. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

Энергетические ресурсы продуктивных пластов создаются напором краевой воды, подошвенной воды, газа газовой шапки, давлением растворенного в нефти газа в момент его выделения из раствора, упругостью пласта. Эти силы редко проявляются самостоятельно, обычно — в различных комбинациях друг с другом. Об энергетических ресурсах продуктивного пласта судят по изменению пластового давления в нем. Чем выше давление, тем больше при прочих равных условиях энергетические ресурсы пласта и тем эффективнее может быть разработка залежей нефти и газа. Перепад давлений в пласте является той силой, которая двигает нефть и газ по пласту к скважинам.

Многочисленные размеры начального пластового давления в Советском Союзе и за рубежом показали, что оно увеличивается с глубиной на 0,08—0,12 МПа на каждые 10 м, а в среднем — 0,1 МПа на 10 м, что соответствует гидростатическому давлению, т. е. давлению столба пресной воды плотностью 1 г/см³, высотой от изучаемого пласта до устья скважины.

Однако на ряде месторождений Азербайджана, Средней Азии, Северного Кавказа и других районов СССР и зарубежных стран пластовое давление значительно превышает гидростатическое. Это превышение может быть обусловлено проявлением горного давления (т. е. давления вышележащих пород), тектонических движений, приведших к уменьшению глубины залегания залежи нефти и газа, сохранившей первоначальное пластовое давление, а также может быть связано с сообщением данного пласта по тектоническим трещинам с нижележащими пластами, имеющими высокое давление. Кроме того, повышенное, по сравнению с гидростатическим, пластовое давление отмечается в газовых залежах, имеющих значительную высоту, вследствие весьма существенной разницы между плотностями пластовой воды и газа. Влияние горного давления на пластовое наиболее ощутимо на больших глубинах (более 3,5—4 км).

Знание величины пластового давления, особенно в тех случаях, когда оно превышает гидростатическое (сверхгидростатическое пластовое давление), чрезвычайно важно для осуществления нормальной проводки скважин. От величины пластового давления во многом зависит технологический режим бурения (и в первую очередь правильный выбор промывочной жидкости).

В настоящее время разработаны различные методы прогноза величин сверхгидростатических пластовых давлений при разбуривании месторождений. Некоторые из этих методов (В. М. Добрынина, В. А. Серебрякова и др.) позволяют на основании промыслово-геофизических исследований с достаточной точностью опре-

делять величину пластового давления до вскрытия продуктивного пласта буровым инструментом.

Специалистам по бурению нефтяных и газовых скважин необходимо знать, что горное давление проявляется также и в направлениях, секущих ствол вертикальной скважины. В этих случаях необходимо изучать боковое горное давление, которое приводит к смятию горных пород в направлении, близком к горизонтальному. Такое смятие может привести к серьезным осложнениям условий бурения скважин (особенно в рыхлых и пластичных породах).

В промысловой практике измеряют давление на забое скважины в различных условиях для определения величины пластового давления. Следует различать:

начальное пластовое давление — замеренное на забое неработающей скважины, первой вскрывшей продуктивный пласт, до отбора существенных количеств пластовых флюидов; наиболее близкое к величине давления в пласте до нарушения в нем гидравлического равновесия;

текущее динамическое пластовое давление — статическое давление на забое неработающей скважины, замеренное после прекращения притока в нее флюидов;

забойное давление — замеренное на забое работающей скважины.

В скважинах, вскрывших продуктивный интервал на разных участках площади залежи, величины пластового давления будут разными уже до начала разработки из-за разницы в глубинах продуктивных интервалов (точек замера пластового давления). Поэтому при расчете запасов, проектировании и анализе разработки, а также при различных гидродинамических расчетах пользуются для сравнения приведенными давлениями, отнесенными к некоторой условной поверхности. Чаще всего за такую условную поверхность принимают начальное положение ВНК. Для нефтяных скважин приведенные давления рассчитывают по формуле

$$p_{н.пр} = p_n + \frac{(h_{ВНКн} - h_n)\rho_n}{100},$$

где p_n — пластовое давление в нефтяной скважине, МПа; $h_{ВНКн}$ — абсолютная отметка поверхности начального водонефтяного контакта, м; h_n — абсолютная отметка в точке замера пластового давления в скважине, м; ρ_n — плотность нефти, кг/м³.

Данные о пластовом давлении (приведенном к ВНК) по отдельным скважинам используют для построения карт пластовых давлений или, как их чаще принято называть, карт изобар. Карты изобар строят на определенные даты. Для этого необходимо располагать одновременными замерами пластовых давлений по достаточно большому количеству скважин, размещенных на всей площади залежи. Под одновременными в данном случае имеются в виду замеры, сделанные в течение одних или нескольких суток. Карты изобар строят с помощью линейной интерполяции значе-

ний давлений между скважинами (т. е. так же, как, например, структурные карты). По этим картам рассчитывают значения среднего взвешенного пластового давления по залежи в целом и ее отдельным крупным участкам (зонам разработки).

Анализ карты изобар позволяет, в частности, оценить величины пластового давления на участках залежи, где намечается бурение новых скважин (а следовательно, обеспечить нормальный режим бурения этих скважин).

Основная задача изучения карт изобар — определение режима работы залежи, т. е. изменения пластового давления в связи с отбором жидкости, газа, воздействием на пласт, с учетом изменения геологических свойств продуктивных пластов по площади залежи.

§ 2. ПЛАСТОВАЯ ТЕМПЕРАТУРА

Изучение изменения пластовой температуры необходимо для определения свойств пластовых флюидов, подсчета запасов нефти и газа, проектирования и осуществления разработки продуктивного пласта, установления режима его работы, динамики пластовых вод, для исследования теплового поля земной коры, а также для решения различных технических задач, связанных с цементированием скважин и их перфорацией.

Многочисленные исследования в Советском Союзе и за рубежом показали, что с увеличением глубины температура недр повышается. Было отмечено также, что в различных районах земного шара скорости возрастания температуры с глубиной различны. Так, в Грозненском нефтеносном районе температура увеличивается на 1°C при погружении на 8—12 м, в Апшеронском нефтегазоносном районе — на 21—37 м, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — на 80—100 м и т. п. В среднем для верхних слоев земной коры (10—20 км) температура повышается на 1°C с погружением на 33 м.

Нарастание температур в геосинклинальных областях происходит быстрее, чем на платформенных; на молодых платформах — быстрее, чем на древних.

Для характеристики изменения температуры в недрах с глубиной пользуются понятиями о геотермической ступени и геотермическом градиенте.

Геотермической ступенью называется расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород повышается на 1°C . Ее определяют по формуле

$$G = (H - h) / (T - t),$$

где G — геометрическая ступень, м/ $^{\circ}\text{C}$; H — глубина места замера температуры, м; h — глубина залегания слоя с постоянной температурой, м; T — температура на глубине H , $^{\circ}\text{C}$; t — средняя годовая температура воздуха на поверхности, $^{\circ}\text{C}$.

Геотермическим градиентом называется прирост температуры на каждые 100 м глубины. Его определяют по формуле

$$\Gamma = \frac{(T - t)100}{H - h}.$$

Следовательно, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражают соотношением $\Gamma = 100/G$.

Температуры можно замерять как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Перед замером скважину надо закрыть на 20—25 сут для того, чтобы в ней установился естественный температурный режим, нарушенный бурением или эксплуатацией. Однако чаще всего температуры замеряют по истечении 4—6 ч после остановки скважины. При бурении температуру определяют обычно в скважинах, временно остановленных по техническим причинам.

В добывающих (действующих) насосных скважинах температуры замеряют после подъема насоса; эти замеры надежны только для интервала эксплуатируемого пласта. Для получения надежных данных по другим интервалам скважину необходимо заполнить глинистым раствором и оставить на более или менее длительный срок (до 20 сут). Для этой цели используют бездействующие или временно законсервированные добывающие скважины.

При замерах температур необходимо учитывать газопроявления и связанное с ними возможное понижение естественной температуры.

§ 3. РЕЖИМЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Понятие о режимах

Режимом называется характер проявления преобладающего вида пластовой энергии, продвигающей нефть и газ по пласту к забоям скважин и зависящей от природных условий и мероприятий по воздействию на пласт. О характере того или иного режима судят по изменению во времени дебитов нефти и газа, пластовых давлений, газовых факторов, по продвижению краевых и подошвенных вод.

Продвижение и вытеснение флюидов из залежи к забоям скважин происходят под действием природных сил, которые являются основными носителями пластовой энергии. Источниками пластовой энергии в нефтяных и газовых залежах являются: 1) напор краевых вод; 2) упругие силы нефти, газа, воды и породы; 3) расширение газа, растворенного в нефти; 4) давление сжатого газа (газовые шапки нефтегазовых и газонефтяных залежей, газовые залежи); 5) сила тяжести; 6) закачка воды, газа, воздуха в процессе разработки нефтяных залежей. Проявление этих сил обусловливается характером подземного резервуара, этажом и формой залежи, коллекторскими свойствами, составом и соотношением флюидов в залежи, удаленностью ее от области питания пластовых вод, условиями ее разработки.

На каждом этапе разработки нефть и газ добывают под преимущественным воздействием одного, а иногда и нескольких источников пластовой энергии. Продолжительность каждого этапа зависит от запасов пластовой энергии основного источника, а также от мероприятий по воздействию на пласт, направленных на сохранение затрачиваемой пластовой энергии. Поэтому в процессе разработки залежи в зависимости от характера проявления источников пластовой энергии может быть последовательно несколько режимов. В зависимости от морфологии залежи, изменения литолого-фациальных и коллекторских свойств в процессе разработки может проявляться несколько режимов одновременно (например, на Ярино-Каменноложском месторождении Пермской области одновременно проявлялись два режима: упруго-водонапорный и растворенного газа).

Названия режимам принято давать по характеру проявления основных источников пластовой энергии в определенный период разработки залежи. В соответствии с этим выделяют следующие режимы нефтяных и газовых залежей.

Для нефтяных залежей:

- 1) жесткий водонапорный;
- 2) упруго-водонапорный;
- 3) газонапорный (режим газовой шапки);
- 4) режим растворенного газа;
- 5) гравитационный.

Для газовых залежей:

- 1) газовый (режим расширяющегося газа);
- 2) газо-упруго-водонапорный;
- 3) газоводонапорный.

Режимы нефтяных залежей

Водонапорный режим. Основным источником пластовой энергии, обеспечивающей продвижение нефти из пласта к забоям скважин, является напор краевых или подошвенных вод. Пластовые воды внедряются в залежь и замещают объем отобранной из нее нефти, обеспечивая в процессе разработки постоянное пластовое давление.

Постоянство пластового давления достигается: 1) хорошей общаемостью между областью питания и нефтяной залежью; 2) близким расположением залежи к области питания (15—25 км); 3) большой разницей в гипсометрических отметках между областью питания и нефтяной залежью; 4) хорошей фильтрационной характеристикой пласта-коллектора (проницаемость достигает $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$); 5) отсутствием тектонических нарушений и зон фациального замещения.

Отборы нефти в процессе разработки постоянны до извлечения 50% запасов нефти, затем начинают постепенно понижаться. Изменение пластового давления зависит от текущего отбора нефти. Газовые факторы остаются постоянными, так как величина пластового давления всегда выше давления насыщения. Вследст-

вие продвижения подошвенных и краевых вод наблюдается интенсивное обводнение добывающих скважин и, как следствие этого, — падение добычи нефти, особенно на конечном этапе разработки (рис. 18,а).

Коэффициент конечной нефтеотдачи при водонапорном режиме достигает 0,7—0,8. При рассматриваемом режиме достигаются оптимальные темпы отбора, по скважинам наблюдаются устойчивые дебиты нефти, получаемые фонтанным способом. Наличие устойчивых дебитов нефти не требует разработки мероприятий по поддержанию пластового давления путем закачки воды, газа или

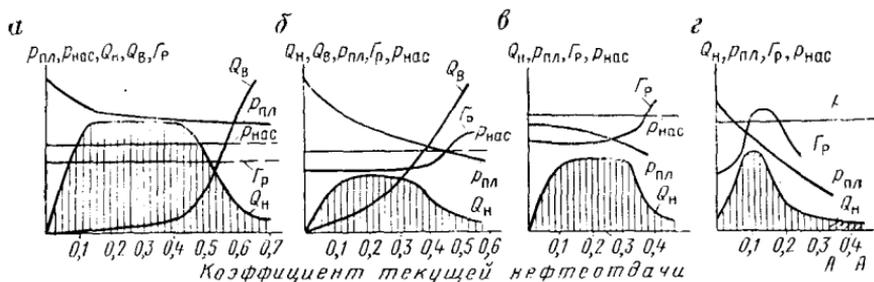


Рис. 18. График динамики разработки залежи (по М. А. Жданову):

а — при водонапорном режиме; б — при упруго-водонапорном режиме; в — при газонапорном режиме, г — при режиме растворенного газа. Кривые динамики: Q_n — добычи нефти, Q_v — добычи воды, $p_{пл}$ — пластового давления, $p_{нас}$ — давления насыщения, Γ_p — газового фактора. Участок А—А — проявление в залежи гравитационного режима

воздуха, что в свою очередь позволяет добывать наиболее дешевую нефть. Этот режим по его оптимальным показателям разработки называют еще жестким (активным) водонапорным режимом.

Проявление водонапорного режима в нефтяной залежи устанавливается на основе комплекса геологопромысловых исследований в процессе пробной эксплуатации. В этот период фиксируют текущие и суммарные отборы нефти, газа и воды, пластовое давление, газовый фактор, обводненность продукции, продвижение текущих контуров нефтеносности.

Водонапорный режим был впервые зафиксирован и описан в залежах XIII, XIV, XXII пластов Новогрозненского нефтяного месторождения. В Урало-Поволжье водонапорным режимом характеризуется залежь пласта С-1 Мухановского нефтяного месторождения (Куйбышевская область), где разработка с 1952 г. проводится без поддержания пластового давления.

Упруго-водонапорный режим. Основным источником пластовой энергии, продвигающей нефть к забоям скважин, при упруго-водонапорном режиме являются упругие силы воды, нефти, горных пород под влиянием горного и гидростатического давлений. При этом режиме наблюдается незначительная активность подошвен-

ных и краевых пластовых вод, которые не могут обеспечить стабилизации пластового давления при добыче нефти. Слабая активность пластовых вод объясняется отсутствием хорошей гидродинамической связи между областью питания и нефтяной залежью, что в свою очередь обусловлено: 1) значительным удалением нефтяных залежей от области питания; 2) наличием фациальных замещений в пласте-коллекторе; 3) наличием разрывных нарушений в пределах пласта; 4) незначительной разницей в гипсометрических отметках области питания и нефтяной залежи; 5) плохой фильтрационной характеристикой пласта-коллектора (невысокие проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность).

Отборы нефти при упруго-водонапорном режиме постоянно понижаются, причем наибольшие темпы их снижения проявляются при достижении значений коэффициента текущей нефтеотдачи 0,30—0,35. Снижение пластового давления отмечается с самого начала разработки и со временем охватывает все большую площадь, образуя значительные воронки депрессии. Область снижения пластового давления распространяется даже на законтурную водоносную часть пласта. За счет снижения пластового давления начинают проявлять себя упругие силы, под воздействием которых находятся скелет породы, нефть, газ, вода. Однако упругие силы довольно быстро расходуются на продвижение нефти к забоям скважин, на преодоление гидравлических сопротивлений. Поэтому пластовое давление быстро снижается, и его величина зависит как от текущего, так и от суммарного отборов нефти и пластовой воды (жидкости) из залежи (см. рис. 18,б).

Газовые факторы с начала разработки остаются постоянными, однако при снижении пластового давления ниже давления насыщения могут быстро увеличиваться и достигать весьма высоких значений. В залежи за счет этого начинает формироваться режим растворенного газа. В результате постоянного продвижения контурных и подошвенных вод наблюдается постепенное прогрессирующее обводнение продукции, причем темпы обводнения достигают максимальных значений на заключительном этапе разработки.

Следовательно, упруго-водонапорный режим менее эффективен по сравнению с водонапорным, коэффициент конечной нефтеотдачи достигает лишь 0,4—0,7. Дебиты нефти постоянно снижаются, причем в начальный период разработки нефть добывается фонтанным способом, а затем скважины переводят на глубинно-насосную эксплуатацию. С целью предотвращения падения пластового давления и стабилизации отборов нефти в залежах с развитием упруго-водонапорного режима должны быть разработаны меры по поддержанию пластового давления путем закачки воды, газа и воздуха в пласт.

Упруго-водонапорный режим характерен для залежей многих месторождений Урало-Поволжья (Полазненское, Ярино-Каменноложское, Шкаповское, Гуймазинское, Бавлинское, Ромашкинское, Мухановское, Дерюжевское и др.). Широко распространены за-

лежи с рассматриваемым режимом в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Трехозерное, Западно-Сургутское, Усть-Балыкское, Правдинское, Холмогорское и др.).

Газонапорный режим. Основными источниками энергии в залежах с газовой шапкой, продвигающей нефть к забоям скважин, являются напор газа, находящегося непосредственно в газовой шапке, а также упругость газа, растворенного в нефти. В этих залежах, кроме того, может быть значительной активностью пластовых подошвенных или краевых вод.

Эффективность проявления газонапорного режима определяется: 1) отсутствием фациальных замещений в продуктивном пласте; 2) отсутствием разрывных нарушений в пределах залежи; 3) значительной высотой газовой шапки; 4) хорошей фильтрационной характеристикой залежи продуктивного пласта; 5) большими углами падения пород; 6) небольшой вязкостью нефти.

Отборы нефти при газонапорном режиме на начальном этапе разработки понижаются незначительно. Это обусловлено тем, что при небольших отборах нефти пластовое давление в нефтяной части залежи постепенно падает, но в результате расширения газа в газовой шапке создается напор, за счет которого осуществляется поршневое вытеснение нефти газом. В этом случае в залежи наблюдается постепенное опускание ГНК. Давление в газовой шапке также начинает постепенно снижаться, что соответственно приводит к уменьшению дебитов нефти. Таким образом, пластовое давление при газонапорном режиме зависит от суммарного отбора нефти (см. рис. 18,в).

Суммарный отбор нефти приводит к постепенному, но значительному снижению пластового давления в нефтяной части залежи. Это способствует выделению растворенного в нефти газа в свободное состояние и его продвижению и аккумуляции в газовой шапке. Выделение газа из нефти увеличивает ее вязкость, что отрицательно сказывается на дебитах нефти и конечной нефтеотдаче. Дальнейшее уменьшение пластового давления приводит к значительному росту газового фактора, который достигает максимальных значений в конечной стадии разработки.

Значительное понижение пластового давления в нефтяной части залежи способствует продвижению и внедрению контурных и подошвенных вод, что в свою очередь приводит к перемещению ВНК по направлению к сводовой части залежи. Снижение пластового давления в газовой части залежи и отбор значительного количества газа могут привести к подъему ГНК и внедрению нефти в сухой газонасыщенный коллектор, откуда ее практически извлечь невозможно. Естественно, что этот процесс в значительной степени приводит к снижению коэффициента конечной нефтеотдачи. В таких случаях недопустимы отборы газа из газовой шапки.

При разработке газонефтяных залежей обычно планируют закачку газа в газовую шапку, что позволяет стабилизировать пластовое давление и увеличить отборы нефти. Кроме того, создают

барьеры, экраны из воды, отсекающие газовую часть залежи от нефти. Закачку воды (барьерное заводнение) осуществляют на контуре газ — вода. Впервые этот способ был применен на залежи Б-1 Бахметьевского месторождения (Волгоградская область), где дал хорошие результаты. В настоящее время барьерное заводнение используют для залежи пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения (Западная Сибирь).

Коэффициенты конечной нефтеотдачи при газонапорном режиме составляют 0,5—0,7.

Примерами залежей с газонапорным режимом являются залежи в пределах Саратовской, Волгоградской, Оренбургской областей (Коробковское, Арчединское, Бугурусланское и др.). Большое количество залежей с описываемым режимом выявлено в пределах Западной Сибири (Быстринское, Лян-Торское, Самотлорское, Варьеганское, Ватьеганское и т. д.).

Режим растворенного газа. Основным источником пластовой энергии, продвигающей нефть к забоям добывающих скважин при режиме растворенного газа, является упругость растворенного в нефти газа. Описываемый режим обычно проявляется в залежах, для которых характерна низкая гидродинамическая связь между нефтяной и законтурной частями залежи. Ухудшение гидродинамической связи может быть вызвано образованием экранов, ухудшением коллекторских свойств и фациальным замещением пород в области ВНК. Этот режим может проявляться также в залежах с упруго-водонапорным режимом при значительных понижениях в них пластового давления.

Режим растворенного газа наблюдается при снижении пластового давления ниже давления насыщения. В залежи при этом отмечаются выделение газа, образование пузырьков свободного газа. Расширяясь, пузырьки придают газонефтяной смеси высокую упругость и способствуют ее продвижению к забоям добывающих скважин. Пузырьки газа легче, чем нефть, проникают через пористую среду и проталкивают нефть по поровым каналам, совершая работу с высоким к. п. д. Этому периоду разработки залежи соответствуют значительный рост отборов нефти, быстрое падение пластового давления при небольшом увеличении газового фактора (см. рис. 18,2).

Снижение пластового давления ниже давления насыщения в пределах большей части площади приводит к выделению газа по всему объему залежи. Газ будет продвигаться не только к забоям скважин, но и в повышенные участки структуры, образуя вторичные газовые шапки. Относительная проницаемость для газа увеличивается, а относительная проницаемость для нефти резко уменьшается. В результате этого количество проскальзываемого к забоям скважин газа будет увеличиваться, этот газ практически не будет проталкивать нефть и совершать полезную работу. Этому периоду разработки свойственны резкое повышение газового фактора и значительное снижение дебитов нефти. Таким образом, для залежей с режимом растворенного газа характерна

зависимость пластового давления от суммарного отбора нефти и газа.

На заключительной стадии разработки вследствие большей подвижности и большей относительной проницаемости для газа происходит дегазация залежи, хотя в пласте остается еще значительное количество нефти. В этот период газовый фактор уменьшается до минимальных значений, вязкость нефти за счет дегазации резко увеличивается, а дебиты ее становятся минимальными. В результате этого значительные объемы нефти остаются в пласте, коэффициент нефтеотдачи 0,1—0,3. Низкие коэффициенты нефтеотдачи объясняются высокой вязкостью нефти и ограниченным объемом газа, содержащимся в залежи.

Для достижения более высоких коэффициентов нефтеотдачи применяют различные методы поддержания пластового давления: закачку воды в приконтурную часть залежи, площадное и внутриконтурное заводнение и др. Довольно часто в залежь закачивают газ, отбираемый совместно с нефтью, а также воздух.

Примерами залежей с режимом растворенного газа являются залежи Краснодарского и Ставропольского краев, Урало-Поволжья, Сибирского Приуралья. Возможно проявление в залежах одновременно двух режимов — упруго-водонапорного и растворенного газа, например в нижнекаменноугольной залежи Ярино-Каменноложского месторождения в Пермской области.

Гравитационный режим

Основным источником энергии, продвигающей нефть к забоям скважин, является сила тяжести. Рассматриваемый режим чаще всего проявляется на последней стадии разработки нефтяных залежей, когда действие других источников пластовой энергии прекращается.

В практике разработки нефтяных залежей обычно выделяют два вида гравитационного режима: а) напорно-гравитационный; б) гравитационный режим со свободным зеркалом нефти.

Напорно-гравитационный режим обычно фиксируется в тех залежах, которые приурочены к высокопроницаемым пластам с довольно большими углами падения, что способствует продвижению нефти к их пониженным участкам. Нефть к забоям добывающих скважин продвигается под действием собственной силы тяжести. При этом дебиты нефти зависят от разности отметок уровня нефти и забоя скважины, а также от углов падения пласта. Поэтому скважины, расположенные далеко по падению пласта, характеризуются устойчивыми и повышенными дебитами нефти, что в свою очередь способствует повышению коэффициента нефтеотдачи. Обычно при этом виде режима коэффициент нефтеотдачи составляет 0,3—0,4.

Примером залежи с напорно-гравитационным режимом является залежь в пласте Вилькокс месторождения Оклахома-Сити (США), где вначале был зафиксирован режим растворенного газа. При этом режиме было отобрано 23% извлекаемых запасов

нефти. С переходом залежи на напорно-гравитационный режим коэффициент нефтеотдачи достиг 0,5.

Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти обычно проявляется в тех залежах, где пласт характеризуется низкими коллекторскими свойствами, значительной фациальной изменчивостью и небольшими углами падения. В этом случае уровень нефти в скважинах находится ниже кровли пласта. Зоной дренажа является площадь залежи, находящаяся в пределах расположения данной скважины (при напорно-гравитационном режиме зоной дренажа является вся площадь залежи, расположенная от добывающих скважин выше по восстанию пласта). Вследствие этого образуется свободная поверхность нефти, положение которой определяется линией естественного «откоса». В связи с этим данный вид режима и называют гравитационным со свободным зеркалом нефти.

Из-за небольшой площади дренажа при режиме со свободным зеркалом нефти коэффициенты нефтеотдачи обычно небольшие — от 0,1 до 0,2. Нефтеотдача в этом случае зависит от коллекторских свойств пласта, вязкости нефти, плотности сети добывающих скважин.

Примером залежей с проявлением данного вида режима являлась девонская залежь Ярегского месторождения (Коми АССР), где нефть добывали шахтным способом. В настоящее время здесь осуществляются термические методы воздействия на пласт.

Режимы газовых залежей

В газовых залежах основными источниками пластовой энергии являются давление расширяющегося газа, упругие силы воды и породы, а также напор краевых и подошвенных вод. В зависимости от преобладающего воздействия одного из этих факторов выделяют газовый (режим расширяющегося газа), газоводонапорный, газо-упруго-водонапорный режимы. Характер проявления каждого из режимов зависит от геологических условий залежей, степени активности пластовых вод.

Разработка газовых залежей значительно отличается от разработки нефтяных залежей. Это связано с тем, что вязкость газа в среднем в 100 раз меньше вязкости нефти. Вследствие этого перераспределение давления в газовых залежах происходит гораздо быстрее, чем в нефтяных. Воронки депрессии в зависимости от коллекторских свойств залежи и фациальных замещений пласта могут быть весьма неравномерными, что будет, естественно, влиять и на величину пластового давления в каждой скважине. Такая картина, например, прослеживается на Шебелинском газовом месторождении.

Газовый режим. Основным источником энергии при газовом режиме (режиме расширяющегося газа), продвигающей газ к забоям скважин, является упругое расширение сжатого в залежи газа. Газовый режим обычно проявляется в тех залежах, которые приурочены либо к линзам, либо к пластам небольших размеров.

Он характерен для литологически, стратиграфически и тектонически экранированных залежей. В некоторых случаях в пониженных участках этих залежей имеется вода, которая не оказывает практически никакого влияния на процесс разработки.

Газовый режим отличается от других режимов газовых залежей в основном тем, что снижение пластового давления здесь всегда пропорционально отбору газа. За счет этого удельная добыча газа V на единицу падения пластового давления в процессе разработки залежи при газовом режиме остается постоянной. Если на первую дату (с начала разработки) из залежи было извлечено Q_1 объемов газа и давление составляло p_1 , на вторую дату было отобрано Q_2 объемов газа и давление в залежи достигло p_2 , тогда удельная добыча V_1 будет равна

$$V_1 = \frac{Q_2 - Q_1}{p_1 - p_2} = V_2 = \frac{Q_3 - Q_2}{p_2 - p_3} = V_3 = \frac{Q_4 - Q_3}{p_3 - p_4} = \dots = V_n = \frac{Q_n - Q_{n-1}}{p_{n-1} - p_n}.$$

Газовый режим в залежи обычно устанавливают по результатам ее эксплуатации. С этой целью строят графики, где на оси ординат откладывают значения пластового давления $p_{пл}$ с учетом коэффициента сжимаемости z , т. е. $p_{пл}/z$, где $z = p_{пл}V/RT$. На оси абсцисс откладывают два параметра — накопленную добычу газа Q и соответствующие ей даты разработки (рис. 19). Получаемая при этом зависимость «давление — отбор» выражена прямой линией. Экстраполяция этой линии

до пересечения с осью абсцисс позволит определить начальные промышленные запасы газа. Этот способ лежит в основе подсчета запасов газа методом падения давления. Необходимо помнить, что газовый режим может устанавливаться на первых этапах разработки газовых залежей с газоупруго-водонапорным и газодонапорным режимами. Залежь с таким режимом выявлена на Пунгинском газовом месторождении (Западная Сибирь).

Газоупруго-водонапорный режим. Основным источником энергии при газоупруго-водонапорном режиме являются упругие силы как пластовой воды, породы, так и самого расширяющегося газа. Обычно для таких залежей характерны низкая проницаемость, значительное фациальное замещение пласта, слабая гидродинамическая связь между газовой и законтурной частями пласта, значительная удаленность области питания от залежи.

На первых этапах разработки в залежи устанавливается газовый режим, так как пластовое давление снижается очень незначи-

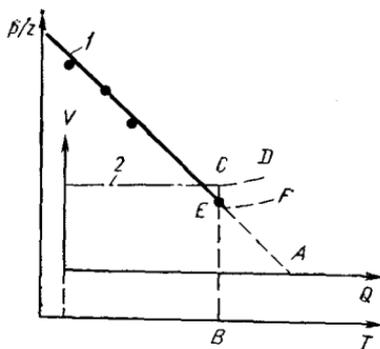


Рис. 19. График динамики разработки газовой залежи (по М. А. Жданову):

1 — линия «давление — отбор» газа; 2 — изменение добычи газа на 0,1 МПа падения давления

тельно, что не будет способствовать проявлению упругих сил в залежи. В зависимости от комплекса геологопромысловых характеристик продолжительность газового режима в залежи будет различной. Например, на ряде месторождений Куйбышевской области первые признаки установления газо-упруго-водонапорного режима стали проявляться при снижении пластового давления на 3—30%.

В результате снижения пластового давления в залежи создаются условия для проявления упругих сил пласта и воды. При этом начинает медленно подниматься ГВК. Однако напор, возникающий вследствие проявления упругих сил, не может компенсировать снижение пластового давления в залежи. Снижение пластового давления при этом будет зависеть как от текущего, так и от суммарного отборов газа. Таким образом, первыми признаками проявления газо-упруго-водонапорного режима являются: 1) подъем ГВК; 2) снижение пластового давления.

Поскольку для залежей с газовым режимом удельные отборы газа V для всех периодов разработки остаются постоянными, для описываемого режима за счет поступления в залежь пластовой воды величина V_5 будет больше V_4 , так как пластовое давление на эту дату будет уже не p_5 , а p'_5 ($p'_5 > p_5$). В этом случае линия «давление — отбор» не будет прямой (см. рис. 19, *EF*), экстраполяцию ее для подсчета запасов газа производить уже нельзя.

При разработке залежей с газо-упруго-водонапорным и газодонапорными режимами используют так называемый «коэффициент возмещения», который представляет собой отношение объема воды, внедрившейся в газовую залежь за определенное время, к объему газа, отобранному за то же время и приведенному к пластовым условиям. Например, если коэффициент возмещения равен единице, это показывает, что в залежь поступила вода в объеме, соответствующем объему отобранного газа. Если коэффициент возмещения равен нулю, это свидетельствует о полной изоляции залежи от напора подошвенных или краевых вод. Для газо-упруго-водонапорного режима коэффициент возмещения колеблется от нуля до единицы. Коэффициент газоотдачи при этом режиме от 0,7 до 0,85.

Газоводонапорный режим. Основными источниками энергии, продвигающей газ к забоям скважин, при газоводонапорном режиме являются активный напор пластовых (краевых и подошвенных) вод, а также расширение находящегося в залежи газа. Этот режим проявляется в определенных геологических условиях: высокая проницаемость и хорошая фильтрационная характеристика пласта, высокая гидродинамическая связь между газовой и законтурной частями залежи, близкое расположение области питания от залежи и значительная разница их гипсометрических отметок.

В первый период разработки в залежи вначале проявляется газовый режим. Продолжительность его зависит в основном от фильтрационных характеристик залежи и степени активности пластовой воды. Уже при незначительном снижении пластового дав-

ления в залежь начинает поступать пластовая вода, соответственно поднимается и ГВК. Снижение пластового давления при этом режиме будет зависеть от текущего отбора газа. Следовательно, первыми признаками проявления этого режима будут: 1) быстрый подъем ГВК; 2) медленное понижение пластового давления.

Сравнивая величину удельных отборов газа V при газовом, газо-упруго-водонапорном и газоводонапорном режимах, можно отметить, что при газоводонапорном режиме кривая «давление — отбор» характеризуется еще большей кривизной. Величина V при этом режиме за счет активного внедрения воды больше, чем при упруго-водонапорном и газовом режимах. Коэффициент возмещения в таких залежах обычно близок к единице. Конечный коэффициент газоотдачи достигает 0,9. Такой режим характерен для залежи месторождения Дагестанские Огни.

Глава VIII

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ОСВОЕНИЯ И ОПРОБОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Вскрытие нефтяного или газового пласта (его пересечения скважиной в процессе бурения) имеет исключительно важное значение для освоения и последующей эксплуатации скважин. Технологию вскрытия пласта выбирают в соответствии с его геолого-физической характеристикой и физико-химическими свойствами насыщающих этот пласт флюидов.

Вскрываемые скважинами продуктивные пласты могут быть разделены на две основные группы: а) с высокими давлением и продуктивностью, фонтанирующие при вскрытии (и освоении); б) с низким пластовым давлением, в большинстве случаев сильно дренированные и истощенные предыдущей эксплуатацией.

Для первой группы пластов необходимо надежно обустроить устье скважины и использовать оборудование, обеспечивающее безаварийное ведение буровых работ в продуктивном интервале и освоение скважин. Для второй группы пластов особенно важно создать наиболее благоприятные условия для притока нефти и газа из пласта в скважину.

Наиболее распространенной промысловой жидкостью, применяемой при бурении, является глинистый раствор. Как уже отмечалось, вода из глинистого раствора проникает в пласт (т. е. происходит инфильтрация воды из глинистого раствора в пласт), а на стенках скважины образуется глинистая корка.

Отрицательное влияние проникшей в продуктивный пласт воды на его коллекторские свойства связано с тем, что в пористой среде вода удерживается капиллярными силами и даже под воз-

действием значительных перепадов давления не может быть полностью вытеснена из поровых каналов. Кроме того, при проникновении пресной технической воды в пласт глинистые частицы пород разбухают, и если в породе их много, это явление может послужить причиной значительного снижения проницаемости пласта в призабойной зоне.

Выпадение нерастворимого осадка в порах продуктивного пласта вследствие взаимодействия фильтрата с высокоминерализованными пластовыми водами также отрицательно влияет на проницаемость пласта в скважине.

Следовательно, одна из основных задач при вскрытии продуктивного пласта — максимально возможное предотвращение проникновения в пласт пресной воды из глинистого раствора. Это достигается снижением водоотдачи раствора, добавлением в него поверхностно-активных веществ (ПАВ), применением промывочной жидкости, приготовленной на нефтяной основе, газообразных агентов, двухфазных и трехфазных пен и т. п.

Глинистые растворы, применяемые при вскрытии продуктивных пластов, должны иметь минимальную водоотдачу и в то же время образовывать тонкую, но прочную корку. Таким условиям удовлетворяют растворы, обладающие высокой коллоидностью, которую они приобретают после обработки различными реагентами и добавок бентонитовых глин.

Важная задача промысловых геологов — контроль за величинами пластового давления на участках бурения новых скважин, особенно в пределах разрабатываемых месторождений. При вскрытии пластов с высокими давлениями величина плотности промывочной жидкости подбирается такой, чтобы невозможны были выбросы. При низком пластовом давлении нельзя допускать глинизацию продуктивного пласта и проникновение в него воды.

Для улучшения гидродинамического совершенства скважины необходимо вскрывать всю мощность продуктивного пласта. Однако если скважина бурится в водонефтяной (газоводяной) зоне, то, чтобы избежать быстрого обводнения, бурение останавливают выше ВНК (ГВК). Если в водонефтяной зоне бурится нагнетательная скважина, в ней продуктивный пласт следует вскрывать на всю мощность, включая и его водонасыщенную часть. Если залежь нефти содержит газовую шапку, башмак колонны надо устанавливать как можно ниже ГНК, чтобы устранить возможность прорыва газа в скважину.

§ 2. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, СПУСК ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

При выборе конструкции скважины необходимо обеспечить:

- 1) прочность и долговечность крепления стенок скважины;
- 2) надежную изоляцию газоносных, нефтеносных и водоносных горизонтов, а также намеченного эксплуатационного объекта;
- 3) успешное бурение до проектной глубины и возможность реа-

лизации проектной системы разработки; 4) возможность применения запроектированного способа и режима эксплуатации; 5) экономию металла и цемента.

При выборе конструкции скважины надо учитывать геологические особенности разреза месторождения. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в нефтяных скважинах не должен быть меньше 100 мм. Допускается бурение скважин малого диаметра для эксплуатации газовых залежей при: 1) небольшой глубине залегания газоносных пластов; 2) наличии продуктивных пластов малой проницаемости и мощности, дающих притоки газа в скважине до 50—60 тыс. м³/сут; 3) выпадении жидкости на забой, удалить которую можно лишь при создании высоких скоростей газового потока.

Для создания наиболее благоприятных условий притока нефти или газа из пласта в скважину большое значение имеет правильный выбор конструкции оборудования забоя скважины. Конструкция забоя определяется геолого-физическими свойствами продуктивного пласта и его положением по отношению к границам залежи (контактам).

При вскрытии пласта на всю мощность, без последующего закрепления стенок скважины в интервале его залегания, путем цементирования достигаются максимально благоприятные условия притока. Однако часто характер пород в продуктивном интервале не позволяет эксплуатировать скважины с открытым забоем. В этом случае применяют конструкцию низа скважины с цементированной эксплуатационной колонной.

Наиболее часто всю скважину, включая и продуктивный пласт, проходят долотом одного диаметра; затем до забоя спускают колонну обсадных труб, которую цементируют. Этим методом достигается полное разобщение за колонной всех пройденных горизонтов. Связь скважины с пластом восстанавливается последующей перфорацией. Этот метод часто применяется при бурении разведочных скважин. В добывающих скважинах его можно применять, если продуктивный пласт представлен устойчивыми породами. В рыхлых неустойчивых породах прострел отверстий способствует выносу песка и образованию пробок в скважине.

В тех случаях, когда отмечается значительное снижение производительности скважины вследствие проникновения цементного раствора в пласт и когда пласт представлен неустойчивыми породами, прибегают к предварительному цементированию обсадной колонны над эксплуатационным горизонтом. Применяется этот способ при эксплуатационном бурении на хорошо изученных месторождениях. Бурение скважины останавливают, когда между ее забоем и кровлей продуктивного пласта остается 1—3 м. Затем спускают и цементируют обсадную колонну. После этого вскрывают пласт долотом меньшего диаметра, чем долото, которым бурился весь ствол.

Если пласт представлен плотными породами, ствол скважины можно оставить незакрепленным. Если же он сложен рыхлыми

неустойчивыми породами, то на забой скважины спускают специальный фильтр на хвостовике, верх которого входит внутрь обсадной колонны. Пространство между хвостовиком и колонной изолируют, чтобы песок не мог попасть в скважину. Отверстия фильтров имеют различные форму и размеры. Их диаметр и ширину выбирают в зависимости от формы и размеров зерен песка, который может выноситься в скважину в процессе эксплуатации пласта. Иногда применяют также и гравийные фильтры.

При хорошей изученности эксплуатационного объекта и достаточной устойчивости слагающих его пород применяют «манжетное» цементирование. При этом способе скважину бурят до проектной глубины и спускают в нее колонну труб, нижняя часть которых представляет собой фильтр с круглыми просверленными заранее отверстиями. В месте перехода фильтра к сплошным трубам устанавливают упорное кольцо. Цементный раствор попадает в затрубное пространство через специальные отверстия, просверленные в трубах несколько выше упорного кольца.

§ 3. ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН

Перфорацию скважин можно осуществлять пулевым и беспулевым способами.

При пулевой перфорации аппарат (перфоратор) спускают в скважину на необходимую глубину на каротажном кабеле; пороховые заряды приводятся в действие электрическим импульсом.

Торпедная перфорация является разновидностью предыдущего метода. Ее отличие состоит в том, что вместо пуль применяют специальные снаряды, которые, пробив обсадную колонну, цементное кольцо и проникнув на некоторое расстояние в пласт, разрываются, образуя в породе дополнительные трещины, улучшающие условия притока нефти из пласта в скважину.

При пулевой и торпедной перфорации цементный камень сильно растрескивается. Длина отдельных трещин достигает 1 м. При незначительной мощности перемычек между водоносными и нефтеносными горизонтами эти трещины могут послужить путями проникновения вод в нефтеносный пласт. Поэтому для предупреждения растрескивания цементного камня рекомендуется проводить перфорацию спустя 6—10 ч после цементирования, пока камень еще не приобрел высокие прочность и хрупкость, или применять специальный латексцемент.

Беспулевая перфорация производится либо с помощью кумулятивных зарядов, либо струей жидкости с песком (гидропескоструйная перфорация).

При кумулятивной перфорации стенки колонны и цементный камень пробиваются направленной струей газов и расплавленного металла, образующейся при взрыве специальных зарядов. Эта струя обладает большой пробивной силой, обеспечивающей образование отверстий в обсадной колонне и цементном камне без значительного их повреждения. Кроме того, струя раскаленных га-

зов, проникая в пласт, создает значительной глубины каналы, улучшающие фильтрационные свойства призабойной зоны.

Гидропескоструйный способ перфорации хорошо зарекомендовал себя при простреле скважин с многоколонной конструкцией, а также при гидроразрыве пласта и кислотной обработке призабойной зоны. Этот метод перфорации основан на использовании кинематической энергии и абразивности жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной в стенку скважины. Эта струя за короткое время образует отверстие в обсадной колонне и щель в цементе и породе.

Плотность перфорации (количество отверстий на 1 м интервала перфорации) зависит от характера пород, слагающих продуктивный пласт. Против пластов, сложенных рыхлыми песками, имеющими хорошую проницаемость, плотность перфорации обычно небольшая (4—6 отверстий на 1 м). Против плотных неоднородных пород-коллекторов ее увеличивают.

На проведение перфорации должно быть письменное распоряжение главного геолога управления с указанием интервалов прострела и числа отверстий.

При проведении перфорации большое значение имеет определение интервала прострела. В результате неточной отбивки глубины намеченной перфорации пласт может оказаться невскрытым. Точность определения глубины перфорации должна быть не ниже, чем при промыслово-геофизических исследованиях. Допустимая погрешность не должна превышать 1 м при глубинах до 2000 м и 1,5 м при глубинах более 2000 м.

Для повышения достоверности определения положения продуктивного горизонта применяется специальный метод — «метод радиоактивного репера». Его сущность состоит в том, что в процессе записи кривых КС и ПС производят выстрел специальной пулей, содержащей некоторое количество радиоактивных веществ; при этом место прострела фиксируется на диаграмме. Выстрел делают на расстоянии 30—70 м от объекта, предназначенного для перфорации. Перед проведением перфорационных работ методом гамма-каротажа определяют положение радиоактивной пули и на кабеле ставят специальную метку. В дальнейшем глубину интервала перфорации рассчитывают от этой метки. Этот метод позволяет попадать в пласт с точностью до 10—20 см при глубине скважины более 3500 м.

Положение интервала перфорации должно соответствовать геологопромысловой характеристике объекта освоения в скважине. Под геологопромысловой характеристикой в данном случае имеется в виду: положение вскрытой в скважине части продуктивного разреза относительно ВНК, ГВК, ГНК; наличие плотных прослоев в подошве нефте-, газонасыщенной части, если скважина вскрыла объект в водонефтяной или газовой зоне; наличие плотных прослоев в кровельной части разреза, если скважина вскрыла объект в газонефтяной зоне (газонефтяные, нефтегазовые залежи).

Если объект в скважине полностью нефтенасыщен или газона-

сыщен, целесообразно перфорировать его на всю вскрытую мощность. Если скважина вскрыла объект в зоне ВНК (ГВК), то нижние отверстия интервала перфорации должны быть выше контактов. Расстояние между нижними отверстиями интервала перфорации и уровнем ВНК (ГВК) определяют в каждом конкретном случае исходя из особенностей геологического строения приконтактной части разреза, мощности нефтегазонасыщенной части, сроков разработки и др. Так, если в приконтактной части разреза имеются плотные, разделяющие нефтегазоносную и водоносную части прослои, можно перфорировать продуктивную часть до кровли этих прослоев, не боясь преждевременного подтягивания конуса подошвенной воды.

Как показала практика разработки некоторых отечественных нефтяных месторождений (Туймазинское, Серафимовское месторождения), при небольшой мощности нефтенасыщенной части разреза (менее 3—4 м) на поздних стадиях разработки (при высокой обводненности) технологически и экономически целесообразно перфорировать всю нефтенасыщенную часть.

В скважинах, вскрывших нефтегазонасыщенную часть залежи (нефтегазовые, газонефтяные залежи), верхние дыры интервала перфорации должны быть на некотором расстоянии от уровня ГНК во избежание быстрого подтягивания конусов газа в нефтяную (разрабатываемую) часть разреза.

Расстояние от верхних дыр перфорации до ГНК выбирают в соответствии с особенностями геологического строения разреза в приконтурной его части. Так, ухудшение коллекторских свойств, наличие плотных прослоев в приконтурной части разреза позволяющих увеличить интервал перфорации за счет этой части.

В нагнетательных скважинах, вскрывших объект в водонефтяной зоне, обычно перфорируют и нефтяную, и водяную части.

§ 4. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Освоение—это вызов притока или обеспечение приемистости скважин. Выбор способа освоения зависит от: продукции, которую рассчитывают получить из скважины (нефть, газ, вода); назначения скважины (добывающая, нагнетательная); литолого-физической характеристики объекта освоения (песчаники, алевролиты, карбонатные породы, проницаемость, трещиноватость, плотность, сцементированность пород и др.); пластового давления; свойств промывочной жидкости, используемой при вскрытии пласта. Освоение нефтяных (газовых) скважин основано на создании перепада между пластовым и забойным давлениями. Если объекты освоения характеризуются высоким пластовым давлением (значительно превышающим гидростатическое), то фонтанный приток нефти может иметь место непосредственно после перфорации пласта в скважине без проведения каких-либо мероприятий по снижению забойного давления. В большинстве же случаев, чтобы вызвать приток нефти (газа), необходимо снизить забойное давление. Этого доби-

ваются снижением плотности жидкости в скважине путем замены ее жидкостью с меньшей плотностью или путем аэрации; снижением уровня жидкости в скважине свабированием; нагнетанием сжатого воздуха или газа с помощью компрессора.

При освоении скважин, в которых продуктивные пласты характеризуются высоким пластовым давлением, слабой цементированностью пород или содержат подошвенную воду, необходимо выбрать способ, обеспечивающий плавное снижение забойного давления во избежание выбросов, выноса частиц породы и преждевременного подтягивания воды из подошвенной части пласта.

При освоении карбонатных пластов или пластов с карбонатным цементом очень часто возникает потребность в увеличении их проницаемости для получения промышленного притока (или приемистости). Это достигается кислотной или термокислотной обработкой призабойной зоны скважины. Для искусственного увеличения проницаемости малопродуктивных пластов нередко используют гидроразрыв пласта.

При освоении объектов с высоковязкой нефтью применяют различные методы термической обработки забоев скважин. Освоение водяной скважины мало отличается от освоения нефтяных и газовых скважин. Однако если такую скважину осваивают под нагнетание, то иногда применяют способ продавливания воды в пласт под большим давлением. Это позволяет значительно повысить приемистость объекта освоения, так как при продавливании под высоким давлением лучше очищается призабойная зона и увеличивается проницаемость пород в ней.

§ 5. ОПРОБОВАНИЕ СКВАЖИН

Опробование—это оценка продуктивности объекта, осваиваемого в скважине, т. е. определение дебита, приемистости скважины. Дебиты скважин, приемистость и газовые факторы желательно измерять при разных пластовых и забойных давлениях. Если скважины фонтанируют при освоении, следует учитывать диаметры штуцеров. Измерение дебитов нефти (газа), газовых факторов, приемистости на разных режимах дает возможность более достоверно оценить продуктивность и характер ее изменения. При регистрации дебитов нефти и газа фиксируют вынос песка, частиц породы, процент воды в продукции, содержание газоконденсата и т. п. Для газовых скважин особое значение приобретают исследования на конденсатность, поскольку они позволяют, наряду с другими данными, решить вопрос о том, какую скважина вскрыла залежь—газовую или газоконденсатную.

В процессе опробования (и особенно пробной эксплуатации) необходимо отобрать пластовые (герметичные) пробы нефти, газа, воды и определить также основные физико-химические свойства пластовых флюидов (температура, плотность, вязкость, газосодержание, минерализация, химический состав, давление насыщения нефти газом, содержание конденсата и воды в газе и т. п.).

В качестве основных химических свойств нефти в этом случае кроме группового состава определяют сернистость, парафинистость, наличие высокосмолистых асфальтеновых компонентов и т. п. При анализе газа необходимо установить, наряду с групповым углеводородным составом, содержание таких компонентов, как сернистые соединения (особенно сероводород), азот, аргон, гелий и др. Исследуя химические свойства пластовой воды и обращая основное внимание на солевой состав, особо оценивают содержание иода, брома и других ценных химических элементов (в том числе радиоактивных).

Глава IX

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Систематические работы по подсчету запасов нефти в нефтяных районах Советского Союза начались в 1924 г. после восстановления нефтяной промышленности. В 1925 г. была сделана первая попытка подсчета запасов нефти по стране в целом. Развитию методики подсчета запасов нефти и газа во многом способствовала созданная в 1935 г. Центральная комиссия по запасам (ЦКЗ), переименованная впоследствии во Всесоюзную комиссию по запасам (ВКЗ), а затем в Государственную комиссию по запасам (ГКЗ) при Совете Министров СССР.

§ 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Общие положения

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа подсчитывают и учитывают в государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений и перспективных ресурсах нефти и газа используют при разработке схем развития и размещения отраслей народного хозяйства, составлении государственных планов экономического и социального развития СССР, планировании геологоразведочных работ, а данные о запасах по месторождениям, подготовленным для промышленного освоения,—при проектировании предприятий по добыче, транспортировке и комплексной переработке нефти и газа.

Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований, оценивают в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, районов, площадей. Данные о прогнозных ресурсах нефти и газа используют при планировании поисковых и разведочных работ.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутана, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом.

Перспективные ресурсы подсчитывают и учитывают, а прогнозные ресурсы оценивают отдельно по нефти, газу и конденсату.

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и конденсата, а также этана, пропана, бутана, серы и металлов подсчитывают и учитывают, а прогнозные ресурсы нефти и конденсата оценивают в единицах массы; запасы месторождений и перспективные ресурсы газа и гелия подсчитывают и учитывают, а прогнозные ресурсы газа оценивают в единицах объема. Подсчет, учет и оценка производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °С).

Оценка качества нефти, газа и конденсата производится в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

При получении из скважин на месторождениях нефти и газа притоков подземных вод должны быть определены химический состав подземных вод, содержание в них иода, брома, бора и других полезных компонентов, температура, дебиты воды и другие показатели для обоснования целесообразности проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

Применение настоящей Классификации к запасам месторождений и перспективным ресурсам нефти и газа определяется инструкцией Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР). Методические принципы количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа и порядок проверки результатов такой оценки утверждаются Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности и Министерством газовой промышленности.

Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные—категории А, В, С₁ и предварительно оцененные—категория С₂.

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные—категория С₃ и прогнозные—категории Д₁ и Д₂.

Категория А—запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и другие).

Запасы категории А подсчитывают по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа.

Категория В—запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С₁—запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований, выполненных в неопробованных скважинах.

Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенных для данного района методов геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давление, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения

скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории C_1 подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория C_2 —запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований: в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий; в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений.

Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями.

Запасы категории C_2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геологопромысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

Категория C_3 —перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используют при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категорий C_1 и C_2 .

Категория D_1 —прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории D_1 производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D_2 —прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных ре-

гиональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

Запасы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в контурах подсчета запасов нефти и газа по тем же категориям.

Группы запасов нефти и газа

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них в промышленных количествах компонентов по народнохозяйственному значению подразделяются на две группы, подлежащие раздельному подсчету и учету:

балансовые—запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

забалансовые—запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитывают и учитывают извлекаемые запасы.

Извлекаемые запасы—часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ГКЗ СССР с учетом заключений по ним Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности и Министерства геологии СССР.

Запасы месторождений нефти и газа, расположенные в пределах охранных зон крупных водоемов и водотоков, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, относятся к балансовым или забалансовым на основании технико-экономических расчетов, в которых учитываются затраты на перенос объектов или затраты, связанные с применением специальных способов разработки месторождений.

Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения

Месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа подразделяются на: уникаль-

ные—более 300 млн. т нефти или 500 млрд. м³ газа; крупные—от 30 до 300 млн. т нефти или от 30 до 500 млрд. м³ газа; средние—от 10 до 30 млн. т нефти или от 10 до 30 млрд. м³ газа; мелкие—менее 10 млн. т нефти или 10 млрд. м³ газа.

По сложности геологического строения выделяются месторождения (залежи): простого строения, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу; сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений; очень сложного строения, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Размер и сложность геологического строения месторождения (залежи) определяют методику разведочных работ, их объемы и экономические показатели разведки и разработки.

Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их изученности, независимо от размера и сложности геологического строения.

Разведанные месторождения (залежи) или части месторождений (залежей) нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

а) балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ СССР и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата месторождения;

б) утвержденные извлекаемые запасы нефти и конденсата, балансовые запасы газа, а также запасы содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов, используемые при проектировании предприятий по добыче нефти и газа, должны составлять не менее 80% категории С₁ и до 20% категории С₂. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений (залежей) нефти и газа при наличии запасов категории С₂ более 20% устанавливается в исключительных случаях ГКЗ СССР при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

в) состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения (залежи), дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа;

г) в районе разведанного месторождения должны быть оцене-

ны сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

д) имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

е) составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

В целях ускорения промышленного освоения месторождений нефти и газа министерствам, ведающим разработкой месторождений, разрешается:

а) осуществлять проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, а также составлять технологические схемы разработки месторождений нефти и проекты опытно-промышленной разработки месторождений газа на базе запасов нефти и газа, принятых центральными комиссиями по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ) соответствующих министерств;

б) утверждать проектно-сметную документацию и вводить в разработку:

по согласованию с ГКЗ СССР месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 30 млн. т на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ министерств, с последующим их утверждением в ГКЗ СССР. Если после 5 лет разработки месторождения остаточные извлекаемые запасы нефти не будут превышать 1 млн. т, дальнейшую разработку месторождения производит по согласованию с ГКЗ СССР на базе запасов, принятых ЦКЗ соответствующего министерства;

по согласованию с ГКЗ СССР и Госгортехнадзором СССР месторождения нефти и газа, расположенные в акваториях морей и океанов, на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ Министерства газовой промышленности, с последующим их утверждением в ГКЗ СССР;

месторождения газа, расположенные в районах действующих газопроводов, а также месторождения с запасами до 30 млрд. м³ в других районах на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ министерств, с последующим их утверждением в ГКЗ СССР. Если после 5 лет разработки месторождения остаточные запасы газа не будут превышать 3 млрд. м³, дальнейшую разработку месторождения производят по согласованию с ГКЗ СССР на базе запасов, принятых ЦКЗ министерства, осуществляющего разработку месторождения;

месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 1 млн. т и газа с запасами до 3 млрд. м³ на базе запасов категорий С₁ и С₂, принятых ЦКЗ соответствующих министерств, без последующего их утверждения в ГКЗ СССР.

На месторождениях, введенных в разработку, следует перевести запасы категорий C_1 и C_2 в категории А и В по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в необходимых случаях—по данным доразведки.

В тех случаях, когда в результате доразведки, проведенной на разрабатываемом месторождении, балансовые и извлекаемые запасы категорий $A+B+C_1$ увеличатся по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ СССР более чем на 20%, а также когда общее количество списанных и намечаемых к списанию в процессе разработки и при доразведке месторождения (как не подтвердившихся или не подлежащих отработке по технико-экономическим причинам) балансовых и извлекаемых запасов категорий $A+B+C_1$ превысит нормативы, установленные действующим положением о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса предприятий по добыче нефти и газа, запасы должны быть пересчитаны и переутверждены в ГКЗ СССР.

§ 2. ОФОРМЛЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Материалы по подсчету запасов должны содержать: 1) текст отчета; 2) таблицы к подсчету запасов; 3) графические материалы; 4) документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических, исследовательских и опробовательских работ и другие исходные данные для подсчета запасов, а по эксплуатируемым залежам также данные эксплуатации. Текст отчета должен быть кратким, содержать анализ имеющегося фактического материала и выводы. Основное внимание в нем должно быть уделено вопросам, связанным с обоснованием подсчетных параметров в представляемых на утверждение запасах.

Текст подсчета запасов сопровождается следующими графическими материалами: обзорной картой района месторождения, структурными картами по данным полевой геофизики, структурного бурения или иных методов сводным (нормальным) геолого-геофизическим разрезом месторождения в масштабе от 1:500 до 1:2000, схемами корреляции, картами эффективной и нефтенасыщенной (газонасыщенной) мощностей, подсчетными планами по каждому пласту в масштабе, зависящем от размеров месторождения и сложности его строения.

Подсчетные планы составляют на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же по хорошо прослеживаемому реперу вблизи кровли пласта. На подсчетных планах показывают внешний и внутренний контуры нефтегазоносности, границы категорий запасов и все пробуренные скважины на дату подсчета запасов: а) разведочные; б) добывающие; в) законсервированные; г) нагнетательные и наблюдательные; д) давшие безводную нефть, газ, нефть с водой, газ с конденсатом и водой, воду; е) находящиеся в опробовании; ж) неопробованные с указанием характеристики нефте-, газо-, водонасыщенности пластов-коллекторов по данным интерпретации материалов

комплекса методов промыслово-геофизических исследований
з) вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами
и) ликвидированные с указанием причины ликвидации.

По испытанным скважинам указывают: интервалы глубин и от меток кровли и подошвы коллектора и интервалы перфорации; начальный и текущий дебиты нефти, свободного газа и воды; диаметр штуцера; продолжительность эксплуатации; добычу и процент воды; количество учтенных при подсчете запасов определений пористости, проницаемости.

По добывающим скважинам приводят: дату вступления в эксплуатацию; начальные и текущие дебиты; пластовые давления добытое количество нефти, газа, воды; дату начала обводнения и текущий процент обводнения.

На подсчетном плане должно быть точно нанесено положение устьев и забоев скважин и точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта. Кроме того, на нем помещается таблица с указанием принятых величин подсчетных параметров, количества подсчитанных запасов разных категорий. При повторном подсчете запасов на подсчетные планы должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных по предыдущему подсчету, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов. Кроме этих материалов приводят также графики и дополнительный картографический материал, обосновывающий подсчет.

К подсчету запасов прилагаются следующие материалы первичной документации: описание керна, акты опробования скважины, лабораторные анализы, каротажные диаграммы и др.

§ 3. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

Для подсчета запасов нефти используют следующие методы: объемный, статистический и материального баланса. Выбор того или иного метода обусловлен качеством и количеством исходных данных, степенью изученности месторождения и режимом работы залежи нефти.

В геологопромысловой практике наиболее широко применяется объемный метод. Его можно использовать при подсчете запасов нефти на различных стадиях разведанности и при любом режиме работы залежи. Объемный метод подсчета запасов нефти основан на данных о геолого-физической характеристике объектов подсчета и условиях залегания нефти в них.

При подсчете запасов нефти объемным методом используют формулу

$$Q_{\text{изв}} = F h k_{\text{п}} k_{\text{н}} \rho_{\text{н}} \theta \eta,$$

где $Q_{\text{изв}}$ —извлекаемые запасы нефти, т; F —площадь нефтеносности, м²; h —эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м; $k_{\text{п}}$ —коэффициент открытой пористости; $k_{\text{н}}$ —коэффициент нефтенасыщенности; η —коэффициент нефтеотдачи; $\rho_{\text{н}}$ —плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³; θ —пересчетный коэффициент,

учитывающий усадку нефти; $\theta = 1/b$ (b —объемный коэффициент пластовой нефти).

В этой формуле произведение Fh представляет собой объем залежи; Fhk_n —поровый объем залежи (суммарный объем открытых пор, слагающих залежь); $Fhk_n k_n$ —нефтенасыщенный объем пласта (объем нефти в порах пласта); $Fhk_n k_n \eta$ —объем нефти, которая может быть поднята на поверхность при существующих способах разработки залежи; $Fhk_n k_n \eta \theta$ —объем нефти, которая может быть извлечена на поверхность с учетом перевода нефти из пластовых в поверхностные условия; $Fhk_n k_n \eta \theta r_n$ представляет собой запасы нефти в тоннах, которые могут быть извлечены из недр на поверхность в результате эксплуатации залежи (т. е. промышленные или извлекаемые запасы нефти).

Площадь нефтеносности F определяют на основании данных о положении контуров нефтеносности. Площади нефтеносности замеряют планиметром на подсчетных планах продуктивного объекта (пласта) раздельно по полям различных категорий запасов. Для установления контуров нефтегазоносности необходимо определить положение ВНК по данным комплекса промыслово-геофизических исследований, результатов опробований скважин и данным анализа кернов. Особое значение при этом приобретают результаты поинтервального опробования. При значительной геологической неоднородности продуктивных пластов и наличии переходных зон условное положение ВНК принимают на уровне абсолютной отметки нижних дыр перфорации скважины, давшей при опробовании чистую нефть в интервале с самыми низкими гипсометрическими отметками.

Эффективную нефтенасыщенную мощность h определяют преимущественно по данным промыслово-геофизических методов с учетом опробования и анализа кернов. Сначала необходимо оценить эффективную мощность, т. е. мощность части разреза, представленного коллекторами, которые удовлетворяют промышленным кондициям. Интервалы разреза, характеризующиеся значениями коллекторских параметров ниже кондиционных, не должны учитываться при определении средних значений эффективных нефтегазонасыщенных мощностей. Среднюю величину нефтенасыщенной мощности можно рассчитать либо как среднюю арифметическую, либо как среднюю взвешенную по площади.

Среднюю арифметическую величину используют в случае, когда количество данных об исследуемом параметре невелико, либо когда значения этого параметра относительно мало разнятся. Рассчитывают ее по формуле

$$h = (h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n) / n,$$

где $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$ —значения нефтенасыщенной мощности по отдельным скважинам; n —число скважин.

При бурении большого количества скважин и наличии тенденции к изменению нефтенасыщенной мощности по площади для вычисления средней ее величины строят карты эффективной нефтена-

сыщенной мощности. При расчете средней взвешенной нефтенасыщенной мощности на единицу площади залежи используют соотношение

$$h = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + h_3 f_3 + \dots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_n},$$

где $f_1, f_2, f_3, \dots, f_n$ —площади отдельных участков пласта, ограниченные соседними изопакитами, м²; $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$ —средние значения изопакит, соответствующие указанным участкам и определяемые как средние величины между двумя соседними изопакитами, м.

Для определения среднего значения нефтенасыщенной мощности сильно неоднородных пластов (частое чередование литологических разностей по площади и разрезу) пользуются картами распространения коллекторов. По ним с помощью различных способов интерполяции выявляют границы распространения коллекторов.

Наиболее известны три основных способа интерполяции при построении карт коллекторов: а) линейная (на нуль), т. е. на нулевую эффективную мощность пласта, вскрытого скважиной; б) нелинейная—на середину расстояния между скважинами, из которых одна вскрыла пласт-коллектор нулевой мощности; в) с учетом закономерностей изменения эффективной мощности и литологии пластов.

Коэффициент открытой пористости k_D определяется на основании анализа кернов, отобранных из продуктивного разреза при бурении скважин. Однако в связи с малым выносом керна значительные части разреза, особенно высокопористые, остаются часто неисследованными. Поэтому значительную ценность представляют результаты оценки коэффициента пористости с помощью промыслово-геофизических методов. Последние не позволяют непосредственно определить величину пористости, но оценивают величины геофизических параметров, которые связаны корреляционными зависимостями с коллекторными свойствами пород и, в частности, с их пористостью, определенной по керну.

При оценке среднего значения открытой пористости выбор того или иного варианта усреднения зависит от характера изменения пористости по площади залежи и разрезу, от числа скважин и расположения их на структуре, от количества определений по каждой скважине.

При определении среднего значения коэффициента открытой пористости необходимо оценить величину кондиционного предела пород по пористости и исключить из анализа образцы пород интервалов, характеризующиеся некондиционными значениями пористости.

Коэффициент нефтенасыщенности k_H определяют лабораторным путем при исследовании кернов, отобранных в специальных скважинах, где продуктивные отложения пройдены с применением безводных (преимущественно известково-битумных) промысловых растворов. Это позволяет оценить истинное соотноше-

ние флюидов в порах пород. Однако таких скважин недостаточно, поэтому в нефтегазопромысловой практике чаще пользуются косвенными методами определения коэффициентов нефтенасыщенности. Различными лабораторными методами (центрифуги, полупроницаемых мембран и др.) воссоздается (моделируется) количество связанной воды в порах коллектора. И при условии, что весь газ растворен в нефти, коэффициент нефтенасыщенности находят из соотношения $k_{ц}=1-k_{в}$, где $k_{в}$ —коэффициент водонасыщенности.

Для определения величины коэффициента нефтенасыщенности нередко пользуются данными промысловой геофизики. Эталонные зависимости для каждого пласта при этом получают по данным лабораторных исследований коллекторских свойств, насыщенности кернов и замеров геофизических характеристик этих кернов при различных степенях насыщения их флюидами.

Коэффициент нефтеотдачи η —это отношение извлекаемых запасов нефти к начальным геологическим. Точно определить эту величину для каждого конкретного объекта можно лишь в конце его разработки. Величина коэффициента нефтеотдачи зависит от ряда факторов: режима работы залежи, литолого-физической характеристики коллекторов, свойств насыщающих флюидов, системы размещения и количества скважин, способов воздействия на пласт, методов интенсификации добычи и т. п.

При высокой степени изученности месторождения прогнозную величину коэффициента нефтеотдачи можно найти, используя коэффициенты вытеснения и охвата пласта заводнением $\eta=k_{\text{выт}}k_{\text{охв}}$. Коэффициент вытеснения определяется по образцам пород, отобранным из продуктивного пласта. Коэффициент охвата рассчитывают исходя из плотности сетки скважин, геолого-физической неоднородности объекта (наличия линз, недренлируемых участков), предельной обводненности продукции скважин, соотношений вязкости пластовой воды и нефти и др. Точность оценки $k_{\text{охв}}$ уменьшается с уменьшением числа пробуренных скважин. При малом числе скважин для ориентировочных оценок коэффициента нефтеотдачи величины могут быть приняты по аналогии с величинами его для выработанных или находящихся в длительной разработке залежей нефти.

Плотность нефти ρ определяют в стандартных условиях (в лаборатории). Для расчета берут среднюю величину по пласту на основании данных анализа проб нефти, взятых по ряду скважин.

Пересчетный коэффициент θ , или величину, обратную объемному коэффициенту пластовой нефти b , вводят для приведения подсчитанных запасов нефти в недрах к стандартным условиям на поверхности. Объемный коэффициент пластовой нефти определяют по результатам лабораторного анализа глубинной пробы пластовой нефти либо косвенным путем.

Кроме объемного при подсчете запасов нефти используют методы материального баланса и статистический.

Метод материального баланса является практическим

приложением закона постоянства материи. Применяя его, исходят из равенства начального количества нефти (газа) в недрах количеству добытой и оставшейся в недрах нефти.

Подсчет извлекаемых запасов нефти основан на данных об изменении пластового давления и количественных соотношений между нефтью и газом (свободным, растворенным) в процессе разработки (отбора жидкости, газа). Поэтому до начала разработки и в ранние ее периоды метод материального баланса неприменим. Кроме того, даже при достаточно длительной разработке применение его ограничивается трудностями точного определения довольно большого числа параметров, характеризующих пластовые условия (пластовое давление, газосодержание, температура и др.). Есть и другие обстоятельства (например, воздействие на пласт), ограничивающие применение метода материального баланса.

Статистический метод основан на статистических связях между различными показателями разработки. Среди них наиболее известны связи между предыдущими и последующими дебитами нефти, текущим и накопленным отборами нефти, долей воды (нефти) в продукции залежи и накопленным отбором нефти и т. п.

Применение статистического метода, так же как и метода материального баланса, возможно, следовательно, после достаточно длительной разработки. Однако статистический метод дает гораздо более достоверные результаты при подсчете запасов нефти, поскольку необходимые для расчета показатели разработки достаточно легко, точно и регулярно определяются в процессе эксплуатации. Кроме того, применение статистического метода не ограничивается режимом работы залежи. Он применим при любом воздействии на пласт.

Основными критериями выбора метода подсчета запасов нефти являются режим залежи и степень ее изученности (разведанности). При выборе метода подсчета в зависимости от режима необходимо руководствоваться следующим: при водонапорном режиме возможно применение объемного и статистического методов; при упруго-водонапорном и смешанных режимах—объемного и метода материального баланса; при режимах газовой шапки и растворенного газа—всех трех методов; при гравитационном режиме—объемный и статистический методы.

Следовательно, наиболее универсален объемный метод. Однако для пластов со значительной литолого-физической изменчивостью, когда трудно определить достоверные средние значения мощности, пористости и других параметров, применение объемного метода может быть затруднено. В этом случае данные этого метода целесообразно уточнить статистическим методом или методом материального баланса в процессе разработки.

Применение метода материального баланса тоже может осложниться вследствие неравномерного распределения пластовых давлений в связи с литолого-физической неоднородностью пласта. Тогда более эффективен статистический метод.

При выборе метода подсчета запасов нефти в зависимости от

степени разведанности залежи (категорий запасов) необходимо руководствоваться следующим. Объемный метод подсчета запасов можно применять на любой стадии разведанности залежи, статистический в тех случаях, когда имеются данные продолжительной эксплуатации, материального баланса—также при наличии данных, получаемых в процессе более или менее длительной разработки. Поэтому запасы низких категорий (C_1, C_2) подсчитывают объемным методом.

§ 4. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ГАЗА

При подсчете запасов газа различают свободный газ, т. е. из газовых залежей и газовых шапок нефтегазовых (газонефтяных) залежей, и газ, растворенный в нефти (попутный газ).

Подсчет запасов свободного газа

Объемный метод подсчета запасов свободного газа основан на тех же принципах определения объема залежи, что и объемный метод подсчета запасов нефти:

$$Q_r = F h k_{\text{пл}} f k_r \frac{p_0^{\alpha_0} - p_{\text{ст}}^{\alpha_{\text{ст}}}}{p_{\text{ст}}},$$

где Q_r —начальные запасы газа (в стандартных условиях, $p_{\text{ст}} = 0,1$ МПа, $T_{\text{ст}} = 293$ К); F —площадь в пределах контура газоносности, м^2 ; h —эффективная газонасыщенная мощность, м; $k_{\text{пл}}$ —коэффициент открытой пористости; p_0 —начальное пластовое давление в залежи, МПа; $p_{\text{ст}}$ —среднее остаточное давление, МПа, в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины давления, равного 0,1 МПа; α_0 и $\alpha_{\text{ст}}$ —поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля—Мариотта соответственно для давлений p_0 и $p_{\text{ст}}$, равные $1/z$, где $z = pV/(RT)$ — коэффициент сжимаемости газа, определяемый по пластовым пробам; f —поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре: $T_{\text{ст}}/T_{\text{пл}} = 293\text{K}/(273\text{K} + t_{\text{пл}})$; k_r — коэффициент газонасыщенности с учетом содержания связанной воды; $t_{\text{пл}}$ —пластовая температура.

Метод подсчета запасов газа по падению давления основан на связи количества извлекаемого газа с величиной падения давления в процессе разработки газовой залежи. Если на первую дату подсчета в начале разработки залежи добыто Q_1 объемов газа, при этом давление в залежи составило p_1 , а на вторую более позднюю дату отобрано Q_2 объемов газа и давление равнялось p_2 , то добыча газа за этот период (от первого до второго подсчета) на единицу падения давления составит

$$Q = (Q_2 - Q_1) / (p_1 - p_2).$$

Исходя из того, что и в дальнейшем при падении пластового давления в залежи до некоторой его конечной величины будут добываться одинаковые количества газа на единицу падения дав-

ления, получают следующую формулу для подсчета запасов газа:

$$Q_T = (Q_2 - Q_1) (p_2 a_2 - p_K a_K) / (p_1 a_1 - p_2 a_2),$$

где Q_T — промышленные запасы газа на дату, когда уже было отобрано газа Q_2 , м³.

Для залежей с водонапорным режимом метод по падению давления неприменим, так как при подсчете запасов газа этим методом предполагается, что первоначальный объем пор пласта, занятый газом, не меняется в процессе эксплуатации. При газоводонапорном режиме в формулу необходимо вводить поправку на количество газа, вытесненного за определенный период времени напором воды (Q'). Тогда формула для подсчета запасов примет следующий вид:

$$Q_T = (Q_2 - Q_1 - Q') p_2 a_2 / (p_1 a_1 - p_2 a_2).$$

Остаточное давление в этом случае учитывать нет необходимости.

Если количество газа, вытесненного напором воды, определить невозможно, запасы газа следует подсчитывать объемным методом.

Если месторождение газоконденсатное, то после определения запасов газа подсчитывают запасы газоконденсата:

$$Q_K = Q_T П,$$

где П — потенциальное содержание конденсата.

Объемный метод подсчета запасов газа можно применять на любой стадии разведанности залежи. Для использования метода по падению давления необходимо иметь данные эксплуатации скважин.

Объемный метод применяется при любом режиме работы пласта. Метод по падению давления эффективен лишь при газовом режиме, при водонапорном (газоводонапорном) режиме точность расчета этим методом резко снижается.

Для проверки возможности применения метода подсчета по падению давления рассчитывают количества добытого из залежи газа на единицу падения давления в разные периоды разработки. Если результаты этих расчетов совпадают, можно применить метод по падению давления. Увеличение количества добытого газа на единицу снижения давления в более поздние периоды разработки указывает на наличие напора вод и вытеснение ими части объема газа.

Подсчет запасов газа, растворенного в нефти

Балансовые запасы газа, растворенного в нефти, рассчитывают по формуле

$$Q_{T.бал} = Q_{н.бал} r_0,$$

где $Q_{T.бал}$, $Q_{н.бал}$ — балансовые запасы газа, м³, и нефти, т; r_0 — содержание газа в нефти при начальном пластовом давлении, м³/т.

Величина извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, зависит от режима работы нефтегазоносных пластов.

При водонапорном режиме (при котором разрабатывается подавляющее большинство месторождений в СССР) газовый фактор в процессе эксплуатации залежи мало изменяется во времени и извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, подсчитывают по упрощенной формуле

$$Q_{г.изв} = Q_{н.изв} r,$$

где r —газовый фактор, м³/т, замеренный на поверхности при давлении 0,1 МПа; $Q_{н.изв}$ —извлекаемые запасы нефти, т; $Q_{г.изв}$ —извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, м³.

§ 5. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ПОПУТНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года», принятых XXVI съездом КПСС, особое внимание обращено на комплексное и рациональное использование природных ресурсов.

Вопросы комплексного и рационального использования минерального сырья неоднократно рассматривались ЦК КПСС, Верховным Советом СССР и Советом Министров СССР и отражены в «Основах законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах», утвержденных в 1975 г. Верховным Советом СССР.

Изучение (геологическое, физико-химическое, технологическое и экономическое), учет и вовлечение в промышленное освоение наряду с основным попутных полезных ископаемых и заключенных в них ценных компонентов повышают полноту использования недр и экономический потенциал месторождений, способствуют созданию безотходной и малоотходной технологии переработки минерального сырья и охране окружающей природной среды.

Ниже излагаются «Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов», изданные ГКЗ СССР в 1982 г.

Группировка попутных полезных ископаемых и компонентов

К попутным полезным ископаемым относятся минеральные комплексы (горные породы, руды, подземные воды, рассолы), добыча которых при разработке основного полезного ископаемого и использование в народном хозяйстве экономически целесообразны.

К попутным компонентам относятся заключенные в полезных ископаемых минералы, металлы и другие химические элементы и их соединения, которые не имеют определяющего значения для промышленной оценки месторождений, но при переработке полезных ископаемых могут быть рентабельно извлечены и использованы в народном хозяйстве.

Попутные полезные ископаемые и компоненты в зависимости от форм нахождения, связи с основными для данного месторождения полезными ископаемыми и компонентами и с учетом требо-

ваний, предъявляемых промышленностью к условиям их разработки (извлечения), разделяются на три группы.

К первой группе относятся попутные полезные ископаемые, образующие самостоятельные пласты, залежи или рудные тела в породах, вмещающих основное полезное ископаемое.

К жидким попутным полезным ископаемым относятся подземные воды месторождений нефти и горючего газа, содержащие повышенные концентрации иода, брома, бора и других полезных компонентов, рассолы месторождений ископаемых солей, а также подземные воды, участвующие в обводнении горных выработок, если они пригодны для водоснабжения, извлечения из них ценных компонентов или бальнеологических целей.

Ко второй группе относятся попутные компоненты, образующие собственные минералы, которые при обогащении могут быть выделены в самостоятельные концентраты или промышленные продукты, а в отдельных случаях накапливаются в продуктах обогащения основных компонентов в количествах, допускающих их последующее извлечение на экономически рациональной основе. К этой же группе относятся попутные компоненты, заключенные в нефти и горючих газах, выделяемые при добыче (сепарации) в самостоятельные продукты.

Состав попутных компонентов второй группы зависит от вида полезного ископаемого. В нефти обычно содержится растворенный газ, в свободном газе—конденсат.

К третьей группе относятся различного рода примеси в минералах основных и попутных компонентов (изоморфные, механические, микровключения собственных минералов и др.), а также органические, металлические или металлоорганические соединения в углях и углистых породах. Преобладающую часть попутных компонентов третьей группы составляют рассеянные элементы, широко распространенные в небольших количествах в различных твердых полезных ископаемых. К этой же группе относятся примеси в рудных минералах золота, серебра, платиноидов, тантала, молибдена и др. При обогащении полезных ископаемых эти компоненты накапливаются в концентратах основных компонентов, а при переработке концентратов или непосредственном использовании полезных ископаемых в металлургическом, химическом, энергетическом и других производствах концентрируются в товарных продуктах или отходах.

К этой же группе относятся попутные компоненты, присутствующие в нефти и газе и выделяемые лишь при их переработке, а также заключенные в подземных минерализованных водах или рассолах.

Во многих месторождениях нефти и битумов присутствует в повышенных концентрациях сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), иногда ванадий, титан, никель и другие элементы. Свободные и растворенные в нефти горючие газы могут содержать серу, аргон, гелий, азот и углекислый газ, иногда ртуть. Этан, пропан и бутан, часто входящие в состав газа в про-

мышленных концентрациях и являющиеся дефицитным сырьем для производства сжиженных газов и продукции нефтехимической промышленности, должны рассматриваться и изучаться в качестве попутных компонентов.

В подземных водах месторождений нефти и газа и в месторождениях подземных промышленных вод наряду с иодом и бромом присутствуют соединения магния, калия, бора, иногда—лития, рубидия, цезия, стронция, германия и другие компоненты.

Требования к изучению и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов

Изучение и геолого-экономическая оценка попутных полезных ископаемых и компонентов осуществляются на всех стадиях геологоразведочных работ и в процессе освоения месторождений. При поисково-оценочных работах выявляются попутные полезные ископаемые и компоненты, подлежащие изучению; на стадии предварительной разведки производится предварительная оценка их промышленного значения, на стадии детальной разведки—окончательная геолого-экономическая оценка.

Требования к изучению попутных полезных ископаемых первой группы. Попутные полезные ископаемые изучают в границах разведки основных полезных ископаемых. Если пласты и залежи попутных ископаемых распространяются за эти границы, необходимо показать на геологической карте соответствующего масштаба площади их распространения, дать геологическую оценку перспектив их возможного освоения и рекомендации на дальнейшие работы по определению промышленной ценности всех пластов и залежей.

Общая геолого-промышленная оценка попутных полезных ископаемых производится по выработкам, пройденным в процессе предварительной разведки месторождения для изучения основного полезного ископаемого. Для этой оценки надо иметь сведения о запасах попутных полезных ископаемых, их качестве, степени изученности, возможных направлениях и объеме народнохозяйственного использования, достаточные для разработки временных кондиций. При наличии потребителя, если экономическая целесообразность использования этих попутных полезных ископаемых доказана, их необходимо детально разведать, а их запасы подсчитать в соответствии с требованиями, предусмотренными для данных видов полезных ископаемых.

На разведываемых месторождениях, намечаемых к разработке открытым способом, оценивают возможности использования пород вскрыши. По данным визуального изучения и петрографического исследования пород вскрыши по выработкам, пройденным для разведки основного полезного ископаемого, выделяют осадочные породы и петрографические разновидности изверженных пород, пригодные для производства строительных материалов или для других целей. Возможность их использования устанавливают по результатам определения показателей, регламентируемых государст-

венными стандартами или техническими условиями для соответствующих видов сырья.

При положительных результатах исследований производят предварительную оценку количества, качества и условий залегания пригодных для использования пород, определяют возможные направления и объемы их использования. Детально разведывают лишь те породы вскрыши, для которых установлены направление и годовой объем использования. Их детальную разведку осуществляют в соответствии с требованиями инструкций к самостоятельным месторождениям данного вида сырья, в границах, обеспечивающих разведанными запасами предприятие-потребитель на намеченный срок и увязанных с размещением площадей вскрытия и очередностью разработки основного полезного ископаемого.

Если нет потребности в породах вскрыши, принципиально пригодных для использования, оперативно подсчитывают их запасы раздельно по видам сырья в соответствии с достигнутой степенью изученности.

Почвенно-растительный слой и породы, пригодные после проведения агротехнических мероприятий для использования в сельском хозяйстве, изучают в качестве попутного полезного ископаемого лишь при наличии потребителя по программе, согласованной с органами управления сельским хозяйством краев и областей или с министерствами сельского хозяйства союзных республик.

Подземные воды нефтяных и газовых месторождений, содержащие йод, бром, бор и другие полезные компоненты, исследуют путем опробования разведочных (на нефть и газ) скважин; при этом выделяют водоносные горизонты, содержащие воды с промышленными концентрациями полезных компонентов. По результатам опробования решается вопрос о целесообразности постановки специальных разведочных работ в завершающую стадию разведки или после разработки этих месторождений.

При попутном извлечении значительных количеств промышленных подземных вод в процессе добычи нефти и газа запасы заключенных в них полезных компонентов подсчитывают с учетом требований соответствующей инструкции. При разработке залежей нефти с искусственным заводнением запасы содержащихся в подземных водах полезных компонентов не подсчитывают в связи с разубоживающим влиянием закачиваемой воды.

Изучают также возможность использования подземных вод для бальнеологических и других целей.

Подземные воды, участвующие в обводнении горных выработок на месторождениях твердых полезных ископаемых, в качестве попутного полезного ископаемого изучают при наличии потребности в этих водах и с учетом требований соответствующих инструкций.

Запасы попутных полезных ископаемых подсчитывают в соответствии с установленными кондициями одновременно с подсчетом запасов основных полезных ископаемых. Подсчету подлежат запасы попутных полезных ископаемых в недрах, без вычета потерь при добыче, обогащении и переработке.

Требования к изучению попутных полезных компонентов второй и третьей группы. Попутные компоненты имеют промышленное значение лишь в случае, если степень их концентрации в продуктах обогащения, металлургического или химического передела (для нефти и газа—в продуктах переработки), а также технология последующей переработки этих продуктов обеспечивают их извлечение на экономически рациональной основе. Степень концентрации попутных компонентов в указанных продуктах зависит от их содержания, характера распределения и формы нахождения в полезном ископаемом и поведения в процессе обогащения и последующего передела.

В соответствии с этим при комплексном изучении месторождений полезных ископаемых необходимо:

установить, какие попутные компоненты присутствуют в данном полезном ископаемом, какие из них могут представлять практический интерес, в какой форме они находятся (образуют собственные минералы, входят в состав других). Возможное практическое значение попутных компонентов надо оценить на стадии предварительной разведки, а на месторождениях нефти и газа—при поисково-оценочных работах;

определить содержание попутных компонентов в различных промышленных (технологических) типах и сортах полезного ископаемого, а также в минералах и степень равномерности их распределения, выявить возможную корреляционную связь между содержаниями попутных и основных компонентов; выделить рудные тела или участки, обогащенные тем или иным компонентом, для определения возможности селективной добычи и переработки сырья;

определить содержание попутных компонентов в продуктах обогащения и передела (переработки), а также содержание их минералов-носителей в продуктах обогащения;

составить для промышленных (технологических) типов и сортов полезного ископаемого балансы распределения попутных компонентов по минералам, продуктам обогащения и передела;

установить, какие попутные компоненты и в каких продуктах обогащения и передела имеют промышленное значение; определить экономическую целесообразность их извлечения и влияние на общую ценность извлекаемых полезных ископаемых.

Твердые полезные ископаемые опробуют на попутные компоненты в разведочных выработках, пройденных для опробования на основные компоненты. Специальных выработок для этой цели не проходят.

Содержание попутных компонентов, которое учитывают при оконтуривании запасов комплексных руд (через условное содержание основного компонента), определяют во всех рядовых пробах, содержание прочих попутных компонентов—в групповых пробах, характеризующих промышленные (технологические) типы и сорта полезного ископаемого в полных пересечениях. При большой мощности (более 10—15 м) пласта полезного ископаемого одного

промышленного типа или сорта по нему следует составлять несколько групповых проб.

При близкой степени равномерности распределения основных и попутных компонентов, наличии тесной корреляции между ними, а также при незначительной промышленной ценности попутных компонентов допускается составление групповых проб, характеризующих промышленные (технологические) типы и сорта полезных ископаемых в пределах отдельных подсчетных блоков, групп соседних подсчетных блоков или отдельных рудных тел. При этом совокупность групповых проб для определения попутных компонентов должна включать весь материал пластов, по которым подсчитывают запасы основных компонентов, если не доказана целесообразность разрежения сети опробования на попутные компоненты.

При переработке твердых полезных ископаемых многие попутные компоненты (преимущественно рассеянные элементы) накапливаются в продуктах металлургического и химического передела даже при низких содержаниях в перерабатываемом сырье (рудах, концентратах и т. п.). Эти компоненты необходимо учитывать при любых содержаниях, достоверно устанавливаемых анализами.

Если концентрация попутных компонентов в рудах ниже предела чувствительности анализа, ее определяют по мономинеральным пробам или лабораторным концентратам с повышенным содержанием исследуемого минерала. При отборе этих проб следует использовать методы обогащения, обеспечивающие извлечение в пробу практически всех разновидностей и генераций исследуемого минерала. Мономинеральная проба должна содержать не менее 90% исследуемого минерала. В тонкозернистых разностях полезных ископаемых с тесным взаимным прорастанием минералов, где не всегда можно обеспечить такую чистоту отбора, допустимо определение попутных компонентов в лабораторных концентратах с содержанием исследуемого минерала не менее 50%.

Основное назначение установления попутных компонентов в мономинеральных пробах—оценка баланса их распределения по минеральным формам. С этой целью можно также выполнить микрондирование минералов в шлифах и аншлифах с количественным или полуколичественным определением минерального состава руд на специальных автоматических или полуавтоматических приборах или другими современными методами (рентгеновским, дифрактометрией и т. п.).

Опробование свободного и растворенного в нефти газа на гелий, конденсат, этан, пропан, бутан и другие компоненты выполняется с учетом требований соответствующих инструкций. Пробы необходимо отбирать из достаточного числа поинтервально опробуемых скважин, равномерно освещающих залежь по площади и разрезу (с учетом положения сбросов). При наличии нефтяной оторочки обязательно отбирают пробы газа и конденсата из скважин, расположенных в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточных участках.

В нефти и газе (свободном и растворенном в нефти) должно быть установлено содержание серы (сероводорода и других сернистых соединений). При этом следует руководствоваться действующими государственными стандартами по определению качества нефти и газа. В нефти устанавливают также содержание ванадия, никеля и других металлов.

Промышленные подземные воды, предназначенные для извлечения полезных компонентов, воды месторождений нефти и газа необходимо опробовать на иод, бром, бор, магний, калий, литий, рубидий, цезий, стронций, германий. При содержаниях, превышающих: для иода—10 мг/л, брома—200 мг/л, окиси бора—250 мг/л, магния—100 г/л, калия—1 г/л, лития—10 мг/л, рубидия—3 мг/л, цезия—0,5 мг/л, стронция—300 мг/л, германия—0,05 мг/л, эти элементы следует определять в каждой пробе.

Распределение попутных компонентов по продуктам обогащения и степень их извлечения в эти продукты устанавливают в процессе исследования обогатимости полезного ископаемого на материале отобранных технологических проб. При доразведке разрабатываемого месторождения учитывают данные обогащения минерального сырья на действующем предприятии.

Для многих попутных компонентов (главным образом для рассеянных элементов) характерно весьма низкое их содержание в минеральном сырье, продуктах его обогащения, металлургического и химического передела, что снижает достоверность количественных определений таких компонентов должно составлять 10—20% числа основных определений, причем для каждого изучаемого попутного компонента надо выполнять не менее 30 внутренних и 30 внешних контрольных определений по каждому классу содержания.

Запасы попутных компонентов подсчитывают отдельно в контурах балансовых и забалансовых запасов содержащих их полезных ископаемых (на нефтяных месторождениях—также в извлекаемых запасах) и относят к той же группе запасов. Отнесение запасов попутных компонентов к той или иной категории определяется степенью их изученности, характером распределения, формами нахождения и технологией извлечения. Степень изученности попутных компонентов, заключенных в нефти, растворенном и свободном газе, должна соответствовать степени изученности (категории) запасов нефти и газа, содержащих эти компоненты.

Запасы попутных компонентов в контурах запасов категорий А, В и С₁ содержащего их твердого полезного ископаемого, как правило, подсчитывают по категории не ниже С₁. При чрезвычайно резкой неравномерности их распределения категория запасов может быть снижена до С₂, что при попутном характере извлечения этих компонентов не является препятствием для их промышленной оценки. В этом случае следует обосновать возможность использования запасов попутных компонентов категории С₂ при проекти-

ровании предприятия по добыче полезного ископаемого и переработке минерального сырья.

Запасы попутных компонентов в контурах запасов категорий А и В полезного ископаемого относятся к тем же категориям, если изученность форм их нахождения и технологических свойств полезного ископаемого позволяет выбрать принципиальную технологическую схему его переработки, обеспечивающую рациональное извлечение этих попутных компонентов в конечную товарную продукцию, а также если степень равномерности распределения попутных и основных компонентов в полезном ископаемом и полнота его опробования на те и другие компоненты примерно одинаковы.

В контурах запасов полезных ископаемых категорий А и В в ряде случаев нет необходимости доводить степень разведанности запасов попутных компонентов до тех же категорий. В случае близкой равномерности распределения основных и попутных компонентов и в особенности при выявлении четкой корреляции между содержаниями тех и других число пересечений, опробуемых на попутные компоненты в контурах запасов полезных ископаемых категорий А и В, может быть сокращено. При более равномерном распределении попутных компонентов по сравнению с основными или при наличии между их содержаниями четкой корреляции сеть опробования на попутные компоненты в контурах запасов категории С₁ также может быть разрежена. Возможность разрежения сети опробования на попутные компоненты устанавливаются в каждом отдельном случае в процессе геологоразведочных работ.

В зависимости от особенностей распределения попутных компонентов третьей группы их запасы можно подсчитать как обычными методами (по данным анализов рядовых или групповых проб), изложенными в соответствующих руководствах, так и некоторыми специальными методами (по минералам, лабораторным концентратам, методом корреляции и др.).

Для попутных компонентов третьей группы, накапливающихся в концентратах основных компонентов, наряду с запасами в недрах (валовыми) подсчитывают также запасы в минералах, переходящих в эти концентраты (извлекаемые запасы). Извлекаемые запасы подсчитывают по данным анализов концентратов, полученных при технологических исследованиях полезного ископаемого, или концентратов, получаемых в лабораторных условиях из групповых проб, характеризующих промышленные (технологические) типы и сорта полезного ископаемого в полных пересечениях или в пределах отдельных рудных тел.

Извлекаемые запасы попутных компонентов можно также подсчитать по данным анализов мономинеральных проб или лабораторных концентратов, состоящих в основном из исследуемого минерала.

Комплексное изучение полезных ископаемых должно сопровождаться статистической обработкой результатов опробования на основные и попутные компоненты для обоснования возможности подсчета попутных компонентов методом корреляции. Статистиче-

ской обработке должно предшествовать выявление по данным минералогических исследований геохимической связи между отдельными попутными и основными компонентами, выражающейся в преобладающей приуроченности того или иного попутного компонента к минералам одного из основных компонентов. Для каждой из этих пар компонентов вычисляют коэффициент корреляции по одним и тем же пробам, характеризующим определенный технологический сорт или тип полезного ископаемого. При наличии значимой корреляции (при доверительной вероятности 0,95) рассчитывают уравнение регрессии, используемое для определения содержания попутного компонента в зависимости от содержания основного компонента.

Статистическая обработка результатов опробования может также выполняться для определения категории подсчитанных запасов попутных компонентов и обоснования целесообразности опробования на них полезного ископаемого по менее плотной сети пересечений, чем на основные компоненты. С этой целью сравнивают степени равномерности их распределения путем сопоставления коэффициентов вариации содержаний основного компонента и каждого попутного компонента, рассчитанных по одним и тем же пробам—по групповым, характеризующим технологический сорт или тип, реже по рядовым.

Подготовленность запасов попутных полезных ископаемых и компонентов для промышленного освоения

Подготовленность к промышленному освоению попутных полезных ископаемых должна соответствовать требованиям, изложенным в классификациях запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых, нефти и горючих газов и эксплуатационных запасов подземных вод.

На месторождениях, подготовленных к промышленному освоению, формы нахождения попутных компонентов и технологические свойства содержащего их полезного ископаемого должны быть изучены в степени, достаточной для обоснования промышленной ценности разведанных запасов этих компонентов. Извлечение попутных компонентов, запасы которых отнесены к балансовым на основании принятых при утверждении постоянных кондиций технико-экономических расчетов, проектируют исходя из степени их изученности.

При этом для компонентов второй группы должен быть обоснован выбор принципиальных технологических схем извлечения в самостоятельные концентраты и промышленные продукты или в концентраты основных компонентов. Целесообразность и рентабельность извлечения компонентов третьей группы должны быть обоснованы фактическими данными об их извлечении при металлургическом и химическом переделе или энергетическом использовании минерального сырья на действующих предприятиях или же технико-экономическими расчетами по принятым прогрессивным технологическим схемам.

Оформление материалов подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов, представляемых на утверждение ГКЗ СССР

Результаты подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов включают в геологические отчеты, составляемые в соответствии с требованиями инструкций о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР и территориальные комиссии по запасам полезных ископаемых материалов по подсчету запасов. Материалы подсчета запасов вскрышных пород, пригодных для производства строительных материалов, и других попутных полезных ископаемых оформляют в виде самостоятельных томов отчета.

В соответствующих разделах (томах) отчетов с подсчетом запасов должны быть подробно освещены:

методика опробования и изучения попутных полезных ископаемых и компонентов продуктов переработки минерального сырья;

качество аналитических работ на попутные полезные ископаемые и компоненты;

характер распределения попутных компонентов в полезном ископаемом, наличие зональности и корреляционной связи с основными компонентами, наличие участков, обогащенных попутными компонентами, возможность селективной добычи и переработки руд этих участков;

баланс распределения попутных компонентов в полезном ископаемом по материалам, промышленным (технологическим) типам и сортам, в продуктах переработки минерального сырья;

применяемые в промышленности схемы извлечения попутных компонентов или рекомендуемые новые схемы;

состав и количество отвальных пород, хвостов обогащения и отходов металлургического и химического передела и энергетического производства; возможность их использования.

Должны быть обоснованы заключение об экономической целесообразности добычи попутных полезных ископаемых и извлечения попутных компонентов, а также выбор метода подсчета запасов.

Для попутных полезных ископаемых и компонентов необходимо в систематизированном виде представить таблицы основных и контрольных анализов, расчеты средних содержаний по выработкам и блокам. Сводные таблицы должны содержать итоговые цифры подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов по промышленным (технологическим) типам и сортам полезного ископаемого, по категориям и группам запасов.

На графических материалах (планах, профилях и др.) следует показать места отбора рядовых, групповых, мономинеральных и других проб, проанализированных на попутные компоненты, указать содержание компонентов в этих пробах, а также в пересечениях и сортовых интервалах и нанести контуры блоков, в которых подсчитаны запасы попутных полезных ископаемых и компонентов.

ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ПОНЯТИЕ О РАЗРАБОТКЕ И СИСТЕМАХ РАЗРАБОТКИ

После окончания разведочных работ и подсчета запасов приступают к проектированию разработки. Проектные документы составляют на основе комплексного изучения геологопромысловых особенностей залежей, изучения их энергетической характеристики, полученной в процессе пробной эксплуатации. При этом намечаются мероприятия по осуществлению рациональной разработки месторождения, а также размещению добывающих, нагнетательных скважин по определенной системе.

Разработкой нефтяной (газовой) залежи следует называть совокупность технологических процессов, предназначенных для эффективного извлечения нефти или нефтенасыщенной породы из любых горных выработок при использовании естественной энергии пласта или искусственном воздействии на него. Системой разработки нефтяной (газовой) залежи называют определенную схему и принятый план разбуривания залежи добывающими и нагнетательными скважинами с учетом мероприятий по воздействию на пласт.

Проектными документами (технологической схемой или проектом разработки) должны быть определены: количество добывающих, нагнетательных, резервных и контрольных скважин и их порядок размещения в пределах залежи в зависимости от геологических условий. Кроме того, должны быть установлены годовые отборы нефти (газа), жидкости, способ поддержания пластового давления, количество закачиваемой воды, газа (воздуха), а также сроки фонтанирования скважин, перевод их на глубинно-насосную эксплуатацию. Запроектированная система разработки должна обеспечить максимальное извлечение нефти из недр при минимальных капитальных затратах на обустройство месторождения. Система разработки и запланированные мероприятия по воздействию на пласт должны обеспечить запланированный коэффициент нефтеотдачи.

При проектировании разработки нефтяных месторождений необходимо отдельно рассматривать системы разработки многопластовых месторождений и отдельной залежи продуктивного пласта. При этом при обосновании систем разработки многопластовых месторождений большое внимание уделяется выделению в их разрезе эксплуатационных объектов, возможности объединения для совместной эксплуатации нескольких продуктивных пластов. Для оценки энергетической характеристики каждой залежи, выяснения закономерностей изменения отдельных показателей в процессе разработки проводится пробная эксплуатация.

§ 2. ПРОБНАЯ (ОПЫТНАЯ) ЭКСПЛУАТАЦИЯ

После окончания разведочных работ (или параллельно с ними) основную часть разведочных скважин вводят в опытную (пробную) эксплуатацию, план которой утверждают главный геолог и главный инженер нефтегазодобывающего управления. Программу работ в процессе опытной эксплуатации обязательно согласуют с Госгортехнадзором. Основная цель пробной (опытной) эксплуатации нефтяной залежи заключается в определении ее энергетической характеристики, степени взаимовлияния отдельных скважин, гидродинамической связи между отдельными пластами, нефтяной и законтурной частями залежи, а также в оценке фильтрационных характеристик залежи, которые определяются гидродинамическими (промысловыми) методами исследований.

В процессе пробной эксплуатации регулярно замеряют дебиты нефти, газа, воды на групповых сборных пунктах, процент обводненности продукции, количество выносимого песка. Устанавливают жесткий контроль за учетом добычи нефти, жидкости, воды, газа, а также за их динамикой во времени. Большое внимание уделяют определению газового фактора, динамике его изменения во времени (особенно при снижении пластового давления ниже давления насыщения). За контуром нефтеносности из числа разведочных скважин выбирают так называемые пьезометрические, в которых устанавливают изменение уровня пластовой воды в зависимости от отборов нефти, газа и воды из залежи. С этой целью скважины оборудуют пьезографами различных конструкций, с помощью которых непрерывно регистрируют уровень жидкости.

Для оценки физико-химических и товарных свойств нефти, газа и воды отбирают поверхностные пробы этих флюидов. Кроме того, с помощью глубинных пробоотборников отбирают большое количество глубинных проб нефти, анализ которых позволяет определить давление насыщения, объем и вязкость нефти при различных давлениях, объемный, пересчетный коэффициенты и коэффициент усадки, газовый фактор, газонасыщенность. На основе полученных анализов строят кривые растворимости газа в нефти при контактных и дифференциальных процессах.

Параллельно с замерах дебитов нефти осуществляют жесткий контроль за динамикой изменения пластового давления во времени в зависимости от текущих и суммарных отборов. С этой целью замеряют пластовое давление во всех добывающих, простаивающих и пьезометрических скважинах, строят карты изобар, по которым рассчитывают среднее взвешенное пластовое давление как в пределах внешнего контура нефтеносности, так и в зоне отбора. Выясняют возможность эксплуатации залежи при снижении давления ниже давления насыщения. Изучают динамику изменения забойного давления во времени в зависимости от различных режимов, определяют также возможность разработки залежи при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

Большое внимание в процессе пробной эксплуатации уделяют промысловым (гидродинамическим) исследованиям пластов и скважин. Снимают индикаторные кривые как при $p_{пл} < p_{нас}$, так и при $p_{пл} > p_{нас}$. По кривым рассчитывают коэффициенты продуктивности, проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности. Особое значение при этих исследованиях имеют снятие кривых восстановления давления и гидропрослушивание, обработка которых позволяет не только рассчитать фильтрационные параметры пласта, но и установить его неоднородность, а также гидродинамическую связь как отдельных скважин и пропластков, так и нефтяной и законтурной частей залежи. Гидродинамические исследования позволяют установить наличие различных экранов, участки выклинивания пласта. Например, в Шаимском районе (Западная Сибирь) выклинивание продуктивного пласта зафиксировано с помощью самопрослушивания.

На основании комплексной оценки проводимых исследований устанавливают режим залежи, темп падения пластового давления, метод поддержания пластового давления по залежи. По каждой скважине и в целом по залежи определяют технологический режим их работы. Подготавливают исходные данные для проектирования разработки, размещения добывающих и нагнетательных скважин, расчета динамики добычи нефти и газа, закачки воды в пласт.

§ 3. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Различают многопластовые и однопластовые нефтяные и газовые месторождения. Многопластовым следует называть такое месторождение, на котором отдельные залежи приурочены к пластам, занимающим самостоятельное положение в разрезе, характеризующимся индивидуальными геолого-физическими свойствами, физико-химическими свойствами нефтей и размерами залежей и разделенным между собой толщами непродуктивных пород большей или меньшей мощности.

При проектировании разработки однопластового месторождения решается вопрос о вводе в разработку одной залежи (одного эксплуатационного объекта). При вводе в разработку многопластового месторождения необходимо решить задачу — в каком порядке следует вовлекать в эксплуатацию разведанные залежи продуктивных пластов. С этой целью изучают все продуктивные пласты, оценивают содержащиеся в них запасы нефти и газа, дебиты, фильтрационные характеристики, физико-химические и товарные свойства нефти и газа. Комплексная геологопромысловая оценка всех залежей позволяет выбрать соответствующий порядок ввода их в разработку. Существуют три варианта систем разработки многопластовых месторождений: 1) сверху вниз; 2) снизу вверх; 3) комбинированная.

Систему разработки сверху вниз (рис. 20) применяли с момента возникновения нефтяной промышленности и до середины

20-х годов нашего столетия. Бурили ударным способом, скважина вскрывала лишь верхний горизонт, выявленный разведочными работами в разрезе многопластового месторождения. Разведку нижележащих горизонтов, характеризующихся обычно большими запасами нефти, лучшей продуктивностью скважин, удавалось проводить обычно уже после истощения и выработки верхнего горизонта. Такая система разработки, во-первых, не позволяла оценить ресурсы месторождения в целом, выявить наиболее продуктивные пласты, во-вторых, удлиняла сроки разведки и разра-

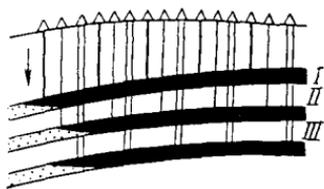


Рис. 20. Схема разработки многопластового нефтяного месторождения по системе сверху вниз

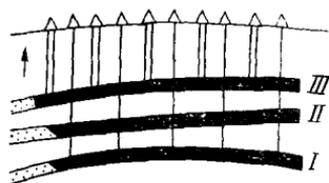


Рис. 21. Схема разработки многопластового нефтяного месторождения по системе снизу вверх

ботки месторождений, наращивание добычи происходило медленными темпами. В-третьих, эта система требовала большого числа эксплуатационных труб, что приводило к значительному росту капитальных вложений и себестоимости нефти.

Систему разработки снизу вверх (рис. 21) начали применять с момента внедрения новой технологии — вращательного бурения, позволяющего первыми разведочными скважинами вскрывать весь нефтегазоносный разрез (или его большую часть) и изолировать все продуктивные пласты. Такая система разработки позволяла оценивать потенциальные ресурсы месторождения и разрабатывать вышележащие пласты путем возврата скважин после истощения нижележащего горизонтов, значительно уменьшать объем разведочного и эксплуатационного бурения, сокращать капитальные вложения в разработку месторождения. В то же время и эта система не давала возможности быстро увеличивать добычу нефти и газа, сокращать сроки разработки месторождения в целом. Естественно, что такая система разработки не могла обеспечить народное хозяйство страны топливом.

Потребность в значительном увеличении добычи нефти привела к необходимости разбуривания многопластового месторождения несколькими сериями добывающих скважин. По результатам разведочных работ в пределах месторождения выделяют несколько этажей разработки, на каждый из которых планируют соответствующую серию добывающих скважин. Каждую серию добывающих скважин можно бурить как одновременно, так и последовательно. Такая система разработки получила название комбинированной (рис. 22).

Этажом разработки следует называть один или несколько продуктивных пластов, эксплуатируемых одной серией скважин. Залежи в пределах этажа разрабатывают только по системе снизу вверх. Этажи разработки можно разбуривать по системе снизу вверх, сверху вниз либо одновременно. В пределах этажа разработки выделяют эксплуатационные объекты и объекты возврата.

Эксплуатационным объектом называется один или группа пластов, предназначенных для одновременно самостоятельной разработки одной серией скважин при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из них отдельно. Другими словами, подразумевается, что пласты, объединенные в эксплуатационный объект, вскрываются в каждой скважине общим фильтром. Эксплуатационный объект, в который объединяется несколько залежей различных продуктивных пластов (или несколько пластов одной залежи), называют многопластовым эксплуатационным объектом.

При выделении в эксплуатационный объект неоднородного пласта большой мощности или нескольких неоднородных пластов при их разработке могут потребоваться дополнительные мероприятия по выработке либо отдельных интервалов разреза пластов большой мощности, либо отдельных пластов многопластового эксплуатационного объекта. Тогда объектом разработки следует называть либо каждый пласт многопластового эксплуатационного объекта, либо отдельные интервалы мощного продуктивного пласта, по которым осуществляют контроль и регулирование разработок. Следовательно, эксплуатационный объект может состоять из нескольких объектов разработки.

Возвратным объектом эксплуатации называют один или несколько продуктивных пластов, на которые возвращают добывающие скважины в пределах этажа разработки после окончания выработки нижележащего эксплуатационного объекта.

При разработке многопластовых месторождений необходимо установить возможности одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды в одной скважине. Для этих целей применяют специальное оборудование, позволяющее в одну скважину опускать несколько колонн насосно-компрессорных труб.

Таким образом, преимущество комбинированной системы разработки заключается в том, что с учетом геологопромысловых особенностей каждого многопластового месторождения можно запроектировать свою, соответствующую рациональную систему

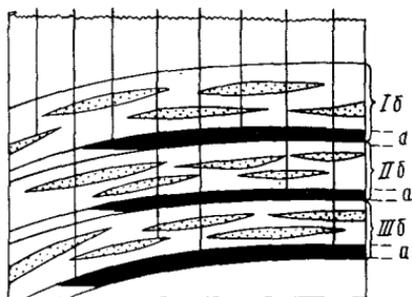


Рис. 22. Схема разработки многопластового нефтяного месторождения по комбинированной системе:

1, II, III — этажи разработки; а — базисный горизонт; б — возвратный горизонт

разработки, за короткие сроки достигнуть необходимого уровня добычи, максимальных коэффициентов нефтегазоотдачи, обеспечить минимальную себестоимость нефти и газа.

§ 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В процессе проектирования разработки этажи разработки обычно выбирают таким образом, чтобы производительность нижнего (базисного) объекта эксплуатации была гораздо выше производительности верхних (возвратных) объектов. Обычно с целью повышения эффективности разработки, увеличения дебита скважин, снижения капитальных вложений в один эксплуатационный объект объединяется значительное количество продуктивных пластов. При определении возможности объединения нескольких пластов для совместной разработки надо учитывать пять групп соответствующих факторов: 1) геологопромысловые; 2) гидродинамические; 3) технические; 4) технологические; 5) экономические.

Геологопромысловые факторы

Из этой группы факторов учитываются следующие: 1) возможность расчленения разреза месторождения и выделения продуктивных пластов; 2) литологическая характеристика продуктивных пластов; 3) общая, эффективная и нефтенасыщенная мощность пластов; 4) коллекторские свойства пластов по керну и промыслово-геофизическим данным; 5) результаты опробования, оценка фильтрационных параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами, установление «работающих» мощностей на различных режимах (по данным дебитомеров и расходомеров); 6) физико-химические свойства нефти, газа и воды; 7) мощность промежуточных толщ между продуктивными пластами, мощность покровов; 8) оценка положения ВНК и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности; 9) запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения; 10) первоначальные пластовые давления в залежах и их соотношения по разрезу месторождения; 11) гидрогеологическая характеристика и режимы залежей.

При установлении возможности объединения в объект эксплуатации нескольких продуктивных пластов необходимо определить количественные соотношения перечисленных геологопромысловых факторов по смежным продуктивным пластам.

Гидродинамические факторы

Среди гидродинамических факторов необходимо отметить следующие: 1) годовую добычу по залежи каждого пласта; 2) динамику добычи нефти по каждому пласту до конца разработки; 3) продуктивность и затем годовую добычу объединяемых в экс-

платационный объект продуктивных пластов; 4) динамику добычи нефти, воды в целом по месторождению; 5) процент обводнения скважин, залежей и эксплуатационных объектов; 6) продолжительность отдельных стадий разработки месторождения; 7) оптимальный уровень добычи нефти по месторождению с учетом объемов по залежам каждого пласта, объекта эксплуатации при условии обеспечения плановых заданий.

Технические факторы

Из этой группы факторов к основным относятся следующие.

1. Способ и технические возможности эксплуатации. Учет способа эксплуатации — обязательное условие при выборе эксплуатационных объектов. Не рекомендуется объединять в объект эксплуатации пласты с различными способами эксплуатации, например фонтанным и глубиннонасосным. В зависимости от дебитов нефти, депрессий на пласт выбирают и соответствующее оборудование. При этом учитывают возможность образования песчаных пробок, слома эксплуатационных колонн и т. п.

2. Расчет диаметра эксплуатационных колонн. Выбор и расчет диаметра эксплуатационных колонн производят в зависимости от дебитов скважины соответствующего оборудования, намечаемого к спуску в них. При спуске нескольких рядов насосно-компрессорных труб на каждый продуктивный пласт или эксплуатационный объект при ОРЭ диаметр эксплуатационных колонн может быть увеличен до 203—254 мм.

3. Выбор диаметра насосно-компрессорных труб. Этот фактор имеет большое значение при эксплуатации как одного, так и нескольких продуктивных пластов. Например, небольшой диаметр насосно-компрессорных труб при больших дебитах приведет к большому гидравлическим потерям, наоборот, слишком большой диаметр — к преждевременному прекращению фонтанирования скважин.

4. Возможность ОРЭ. Прежде всего рассматривают геолого-промысловые особенности пластов для оценки возможности внедрения ОРЭ, после чего детально характеризуют необходимое оборудование и возможность его применения на данном месторождении.

5. Изоляция обводнившихся пластов. В процессе эксплуатации многопластовых эксплуатационных объектов контурные воды постепенно подтягиваются, обводняя некоторые интервалы объекта. В этом случае решается вопрос изоляции либо в целом одного из обводнившихся пластов, особенно из самых нижних, либо только части его.

6. Выбор и применение приборов для контроля за состоянием выработки каждого пласта. Объединение в эксплуатационный объект пластов значительной мощности требует создания и использования приборов с целью контроля и регулирования разработки залежи каждого пласта, в целом эксплуатационного объекта. В этом случае надо выбрать определенные типы дебитомеров,

расходомеров, высокочувствительных термометров, влагомеров, плотномеров, глубинных манометров, позволяющих выявить «работающие» мощности, распределение жидкости по стволу скважины, раздел нефть—вода в скважине и т. д.

Технологические факторы

Как показал опыт выделения эксплуатационных объектов, среди этой группы факторов учитывают в основном следующие.

1. Выбор сетки добывающих скважин для каждого объекта эксплуатации. Как показывает опыт проектирования разработки многопластовых нефтяных месторождений, каждый эксплуатационный объект в настоящее время обычно разрезается нагнетательными скважинами на отдельные блоки с трех- или пятирядным расположением добывающих скважин. Сетки скважин обычно принимают 400×450 , 450×500 , 500×550 , 550×600 , 600×650 , 650×700 , 700×750 , 750×800 м в зависимости от мощности объекта, его неоднородности. Соответственно определяют число добывающих и нагнетательных скважин.

2. Выбор метода поддержания пластового давления. При выборе метода поддержания пластового давления — очагового законтурного, внутриконтурного, площадного заводнения — надо учитывать энергетическую характеристику пласта, его связь с законтурной областью, неоднородность, активность пластовых вод и т. п.

3. Контроль и регулирование разработки эксплуатационных объектов. Основная задача контроля и регулирования разработки многопластовых эксплуатационных объектов заключается в максимальном извлечении нефти из недр. При этом определяют характер профилей отдачи и притока в скважинах, количество нефти в жидкости, отобранной соответственно из каждого пласта эксплуатационного объекта, количество закачанной воды по мощности объекта. Изучают характер распределения жидкости по стволу скважины, характер обводнения объекта, закономерность изменения давления по его объему, параметры каждого пласта, входящего в эксплуатационный объект. В соответствии с этим решают задачи по регулированию разработки объекта эксплуатации — закачке воды и отбору нефти; увеличению давления закачки воды; переносу фронта нагнетания воды и т. п.

4. Возможность применения различных методов повышения нефтеотдачи: закачки ПАВ, газа под высоким давлением, углекислоты, пен, воды повышенной вязкости, сжигания порохов, создания движущегося очага горения и т. п.

Экономические факторы

В этой группе факторов прежде всего учитывают: 1) природно-климатические условия того или иного многопластового месторождения; 2) технико-экономические (с учетом природно-климатических условий) нормативы на бурение скважин и обустройство

месторождения; 3) результаты гидродинамических расчетов. Затем производят следующие действия.

1. Находят технико-экономические показатели разработки по каждому варианту выделения эксплуатационных объектов и всего месторождения в целом, состоящие из капитальных затрат на бурение добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин, капиталовложений в промысловое обустройство, затрат на ОРЭ.

2. Рассчитывают себестоимость нефти, удельные капитальные вложения, приведенные затраты, прибыль за основной период разработки и за 10 лет эксплуатации с учетом энергетических затрат, амортизации скважин, амортизации прочих основных средств, расходов по подземному ремонту скважин, по ремонту наземного оборудования, по поддержанию пластового давления, по подготовке нефти, по сбору, транспорту и хранению ее, по обслуживанию производства и управления, зарплате, а также отчислений на проведение геологоразведочных работ.

3. Сопоставляют все рассчитанные варианты с учетом удельных капитальных вложений, себестоимости, приведенных затрат за первые 10 лет и за весь срок разработки месторождения.

4. Выдают рекомендации по выбору оптимальных вариантов выделения эксплуатационных объектов в разрезе данного месторождения с учетом минимальных удельных капитальных затрат, минимальной себестоимости при максимальном уровне добычи нефти по месторождению.

Односторонний учет только одной из этих групп не позволяет объективно решить вопрос о возможности объединения пластов для совместной эксплуатации. Кроме того, должны быть учтены соответствующие количественные показатели, опираясь на которые, можно решить вопрос об оптимальном варианте объединения нескольких пластов в эксплуатационный объект.

§ 5. ОСНОВНЫЕ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

Анализ состояния разработки длительно эксплуатируемых месторождений как в нашей стране, так и за рубежом показал, что в этом процессе можно выделить четыре стадии (рис. 23).

Первая стадия характеризуется разбуриванием залежи (эксплуатационного объекта) основными добывающими и нагнетательными скважинами, число которых устанавливается в соответствии с технологической схемой разработки. На этой стадии приступают к освоению систем поддержания пластового давления. Другими словами, первая стадия разработки — это стадия промышленного освоения эксплуатационного объекта (залежи). Для нее характерны резкое наращивание добычи нефти при незначительной обводненности продукции и в основном фонтанный способ эксплуатации. Она заканчивается получением максимального уровня добычи нефти.

Вторая стадия — это стадия стабилизации достигнутого максимального отбора нефти (см. рис. 23). В эту стадию эксплуатаци-

онный объект разбуривают последними (по проекту) добывающими и нагнетательными скважинами. Скважины в основном эксплуатируют фонтанным способом. К концу стадии начинается их перевод на механизированный способ эксплуатации. Наблюдается увеличение обводненности. В течение этой стадии пластовое давление начинает стабилизироваться, для этой цели принимают дополнительные меры по его поддержанию. В течение первой и второй стадии разработки отбирают 40—70% извлекаемых запасов нефти. Обе стадии составляют основной период разработки.

На третьей стадии происходит значительное снижение добычи

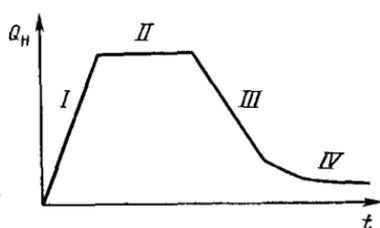


Рис. 23. Стадии (I—IV) разработки эксплуатационных объектов (Q_n — добыча нефти, t — время разработки)

нефти. Последние из оставшихся фонтанирующих скважин переводят на механизированный способ эксплуатации. Отмечается резкое увеличение обводненности, вследствие чего часть добывающих скважин выбывает из числа действующих. Ежегодно добыча нефти снижается на 10—15%. В результате значительного уменьшения отборов нефти пластовое давление не только стабилизируется,

но и постепенно растет. К концу описываемой стадии отбирается 80—90% извлекаемых запасов нефти.

Четвертая стадия разработки характеризуется небольшими, постепенно снижающимися дебитами нефти. Все добывающие скважины переведены на механизированный способ эксплуатации, продукция отличается высокой обводненностью. Благодаря высокому пластовому давлению создаются условия для форсированного отбора жидкости, что позволяет значительно увеличить отборы жидкости (в 2—3 раза), а следовательно, и добычу нефти. В связи с продолжающимся обводнением дебиты нефти к концу стадии значительно уменьшаются. Четвертая стадия — это завершающая стадия разработки.

§ 6. ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Нефтяные залежи

При разработке нефтяных залежей с водонапорным режимом используется естественный напор краевых или подошвенных вод. Водонапорный режим в нефтяных залежах обычно проявляется при высоких значениях коллекторских параметров, гидропроводности, небольших значениях вязкости нефти, отсутствии фациальных замещений пласта. Фронт продвигающейся краевой воды при однородном строении пласта перемещается параллельно внешнему контуру нефтеносности. В этом случае добывающие скважины планируют рядами параллельно внешнему контуру

нефтеносности. Количество рядов скважин должно быть нечетным для обеспечения возможности извлечения нефти из центральной части залежи (рис. 24).

С целью предотвращения преждевременного обводнения как добывающих скважин, так и отдельных участков залежи в процессе разработки первый ряд добывающих скважин обычно располагали в пределах внутреннего контура нефтеносности. Однако в этом случае вследствие образования языков обводнения нефть из водонефтяных зон извлекается в минимальных объемах, конечный коэффициент нефтеотдачи значительно уменьшается, запланированная его величина не обеспечивается данной системой разработки. В связи с этим в последние годы предлагается размещение добывающих скважин и в пределах водонефтяной зоны залежи. В этом случае конечный коэффициент нефтеотдачи таких объектов эксплуатации, естественно, будет увеличиваться.

Максимальные коэффициенты нефтеотдачи при запланированных системах разработки достигаются при осуществлении контроля за разработкой. В первую очередь производится контроль за изменением пластового давления, определяется соответствующая поправка на разницу между фактическим и расчетным значениями пластового давления, которая затем вводится во все расчеты. Большое внимание отводится степени и темпам обводнения продукции в добывающих скважинах. По мере обводнения скважин первого ряда их отключают и вводят дополнительные внутренние ряды.

При разработке массивных нефтяных залежей с активным напором пластовых вод наблюдается их обводнение по разрезу пластов, отмечается более высокая скорость продвижения ВНК. Для снижения скорости обводнения добывающих скважин перфорируют лишь верхнюю часть нефтенасыщенного интервала пласта. При этом вырабатывается вначале нижняя часть интервала залежи, затем последовательно лежащие выше. Скважины обводняются также постепенно — снизу вверх. Для улучшения выработки запасов целесообразно применять более равномерную систему размещения добывающих скважин.

Законтурное заводнение рекомендуется при разработке залежей шириной 4—5 км. В пределах залежи должно быть

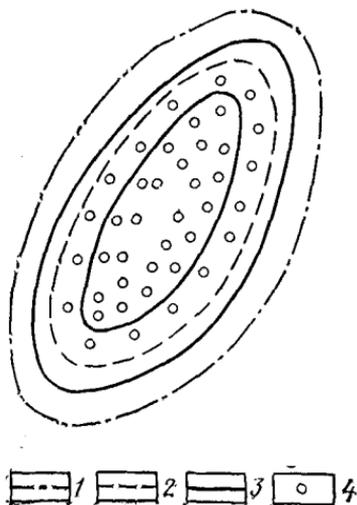


Рис. 24. Система разработки нефтяных залежей с использованием естественного напора пластовых вод.

Контурсы нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — изогипсы пласта; 4 — добывающие скважины

четко установлено положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Залежи должны характеризоваться однородным строением, высокими значениями коллекторских свойств (особенно проницаемости и гидропроводности), малой вязкостью нефти в пластовых условиях, отсутствием фациальных замещений пластов, четкой гидродинамической связью между законтурной и нефтяной частями залежи. Добывающие скважины располагают рядами (батареями) параллельно внешнему контуру нефтеносности, причем

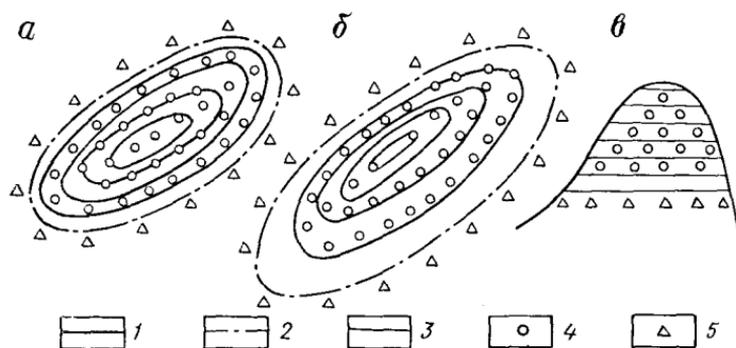


Рис. 25. Системы разработки нефтяных залежей — симметричной сводовой (а), асимметричной сводовой (б), литологически экранированной (в) с применением законтурного заводнения:

1 — изогипсы кровли пласта; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — линия литологического ограничения; скважины: 4 — добывающие, 5 — нагнетательные

рекомендуется производить бурение в основном в пределах внутреннего контура нефтеносности. Рекомендуется нечетное число рядов, добывающих скважин для обеспечения отборов нефти из центральной части залежи (рис. 25).

При законтурном заводнении нагнетательные скважины должны быть максимально приближены к внешнему контуру нефтеносности, однако это расстояние должно составлять не менее половины расстояния между нагнетательными скважинами. При увеличении расстояния от контура нефтеносности до нагнетательных скважин будет расти сопротивление продвижению жидкости в продуктивный пласт, значительно увеличиваться коэффициент оттока закачиваемой воды.

Приконтурное заводнение рекомендуется для залежей (эксплуатационных объектов) небольшой ширины (4—5 км), с однородным строением, с высокими фильтрационными характеристиками пласта, когда отсутствует гидродинамическая связь между нефтяной и законтурной частями залежи вследствие образования различных экранов. В этом случае нагнетательные скважины размещают в пределах нефтяной части залежи на минимальном расстоянии от внешнего контура нефтеносности. Добывающие скважины так же, как и при законтурном заводнении, располагают параллельно контурам нефтеносности (рис. 26). При осуществлении систем разработки с приконтурным заводнением

применяют в основном те же методы контроля, что и при законтурном заводнении.

Внутриконтурное заводнение рекомендуется на залежах (эксплуатационных объектах) шириной либо более 5 км, либо менее 4 км, но в последнем случае — при ухудшении фильтрационных характеристик залежи и увеличении вязкости нефти. При внутриконтурном заводнении различают следующие системы разработки.

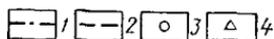
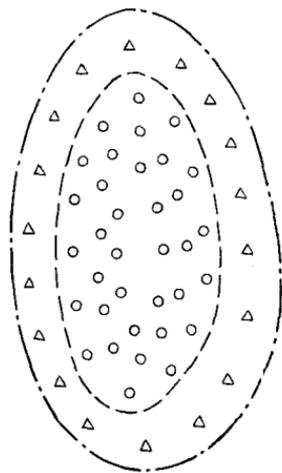


Рис. 26. Система разработки нефтяных залежей с приконтурным заводнением.

Контурь нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; скважины: 3 — добывающие, 4 — нагнетательные

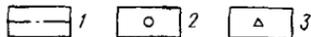
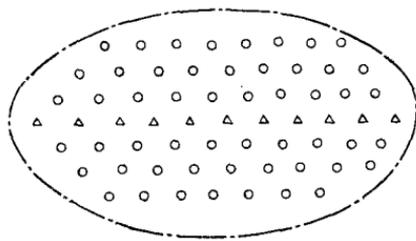


Рис. 27. Система разработки нефтяных залежей с осевым заводнением:

1 — внешний контур нефтеносности; скважины: 2 — добывающие, 3 — нагнетательные

Осевое заводнение рекомендуется для залежей (эксплуатационных объектов) шириной более 5 км, с невысокими фильтрационными характеристиками пород, вязкостью пластовой нефти, колеблющейся в значительном диапазоне, в пределах которых коллекторские свойства могут закономерно ухудшаться от сводовых частей к периферийным (рис. 27). Когда наблюдается активная гидродинамическая связь между законтурной и нефтяной частями залежи, а соотношение вязкостей нефти и закачиваемой воды примерно одинаково, осевое заводнение можно применять в комплексе с законтурным (рис. 28).

Центральное заводнение планируется для эксплуатационных объектов, характеризующихся закономерным ухудшением физико-литологических и фильтрационных характеристик от сводовой к периферийным частям залежей. Размеры залежей обычно небольшие, от 1 до 3 км, форма их изометричная. Для за-

лежей больших размеров, характеризующихся более однородным строением, более высокими значениями коллекторских свойств и фильтрационных характеристик, центральное заводнение применяют в сочетании с законтурным.

При осуществлении описываемых систем разработки в центральной части залежи бурят нагнетательные скважины по окружности радиусом 250—300 м. Добывающие скважины располагают концентрическими рядами параллельно внешней контуре нефтеносности в пределах как чисто нефтяной, так и водонефтяной зон (рис. 29).

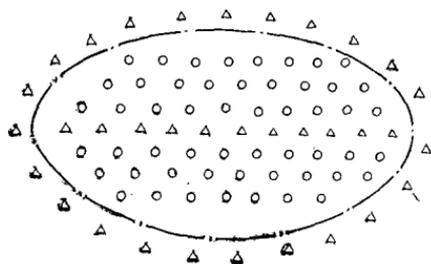


Рис. 28. Система разработки нефтяных залежей при сочетании осевого и законтурного заводнений.

Условные обозначения см. на рис. 27

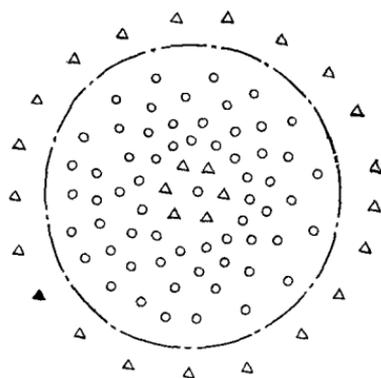


Рис. 29. Система разработки нефтяных залежей с центральными заводнением.

Условные обозначения см. на рис. 27

Кольцевое заводнение применяют на залежах обычно изометрической, овальной формы, которые характеризуются изменением литолого-физических и фильтрационных свойств в определенном направлении от сводовой к периклинальным частям структуры. Для поддержания пластового давления нагнетательные скважины располагают в средней части залежи по кольцу, а в законтурной — параллельно внешней контуре нефтеносности. В результате этого образуются две неравные площади: меньшая — в центральной части и большая — между двумя рядами нагнетательных скважин (рис. 30).

Системы разработки с разрезанием залежей (эксплуатационных объектов) нагнетательными скважинами на отдельные блоки применяют для залежей шириной обычно более 5 км, в пределах которых возможны участки с различными физико-литологическими и фильтрационными свойствами. Обычно такие залежи содержат значительные запасы нефти. Кроме того, эту систему разработки можно применять для залежей, имеющих меньшие размеры, но характеризующихся значительной фациальной изменчивостью пород, невысокими фильтрационными свойствами (проницаемостью, гидропроводностью, подвижностью), повышенной

вязкостью пластовой нефти, резким ухудшением условий фильтрации на границах залежей и т. п.

В этом случае площадь эксплуатационного объекта разрезается рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки шириной 4—5 км. Направление линий разрезания выбирают с учетом выявленной общей закономерности литологического и фациального строения эксплуатационных объектов — вкрест преимущественного простираения зон коллекторов с различными проницаемостью и подвижностью или перпендикулярно к зонам регионального замещения (выклинивания) коллекторов (рис. 31).

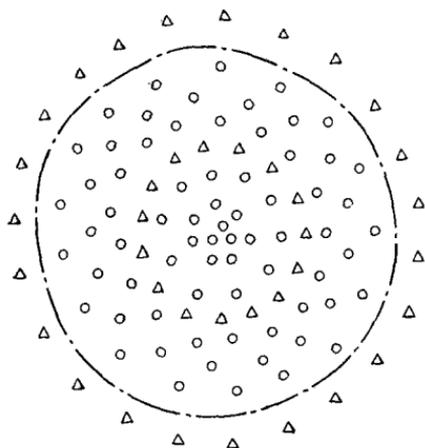


Рис. 30. Система разработки нефтяных залежей с кольцевым заводнением.

Условные обозначения см. на рис. 27

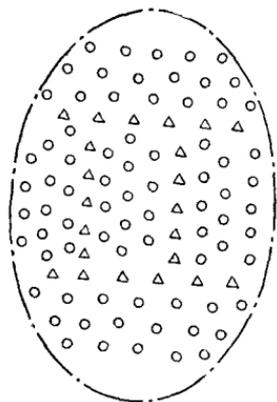


Рис. 31. Система разработки нефтяных залежей с разрезанием на блоки рядами нагнетательных скважин.

Условные обозначения см. на рис. 27

В пределах блоков разработки добывающие скважины располагают рядами параллельно нагнетательным.

Системы разработки с площадным заводнением применяют для залежей (эксплуатационных объектов), характеризующихся значительным (частым) замещением песчаников глинистыми породами и низкими значениями вязкости нефти, проницаемости, гидропроводности и подвижности, значительными мощностями пластов. В залежах с неоднородным строением вода из нагнетательных скважин может прорываться по наиболее проницаемым пропласткам, что приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин.

При системах с площадным заводнением нагнетательные и добывающие скважины чередуют и выдерживают определенные расстояния между ними. Существуют следующие варианты размещения добывающих и нагнетательных скважин:

1) линейная схема размещения скважин, при которой ряды нагнетательных скважин чередуются с рядами добывающих скважин. Обязательное условие — размещение нагнетательных и до-

бывающих скважин в шахматном порядке. Расстояния между скважинами в рядах могут быть отличными от расстояний между рядами скважин с одинаковым назначением;

2) четырехточечная схема, при которой нагнетательные скважины располагают в вершинах треугольника, а добывающую — в его центре;

3) семиточечная схема, которую выбирают в зависимости от подвижности нефти, нагнетательные скважины размещают в углах правильного шестиугольника, а добывающую — в его центре;

4) пятиточечная схема, при которой нагнетательные скважины размещают в вершинах квадрата, а добывающую — его в центре;

5) девятиточечная схема, которую выбирают в зависимости от неоднородности залежи и ее подвижности, нагнетательные скважины располагают как в вершинах квадратов, так и посередине его сторон, а добывающую — в центре квадрата.

Системы с избирательным заводнением применяют для эксплуатационных объектов, характеризующихся значительной неоднородностью, линзовидным строением, прерывистостью, а также резким изменением коллекторских свойств и мощности пласта. Этот вид заводнения является в целом разновидностью площадного заводнения. При этой системе эксплуатационный объект разбуривается по равномерной треугольной или квадратной сетке.

На основе комплексной обработки всех геологопромысловых материалов из числа пробуренных скважин выбирают те, которые лучше всего принимают воду. Основными требованиями к выбору местоположения нагнетательных скважин являются следующие: мощность пласта должна быть наибольшей, чтобы охват был максимальным; фильтрационная характеристика пласта должна быть наилучшей, чтобы обеспечить максимальную приемистость скважин и прохождение закачиваемой воды в добывающие скважины; количество проницаемых пропластков должно быть максимальным и установлена их связь с аналогичными прослоями в соседних скважинах, чтобы обеспечить максимальный охват заводнением по площади залежи. В этом случае количество нагнетательных скважин значительно меньше, чем при площадном заводнении.

Системы с очаговым заводнением выбирают для тех эксплуатационных объектов, где уже была внедрена та или иная система разработки и где отдельные участки залежей слабо охвачены разработкой. В этом случае очаговое заводнение служит дополнением к основной системе разработки. Очаговые скважины бурят в том случае, если отмечаются выклинивание коллектора, прерывистость пласта и т. п. Обычно на практике эти скважины планируют из числа резервных.

Нефтегазовые залежи

Нефтегазовые залежи разрабатывают: 1) без поддержания пластового давления; 2) с законтурным заводнением; 3) с барьерным заводнением.

Системы разработки нефтегазовых залежей без поддержания пластового давления используют на эксплуатационных объектах, где основными движущими силами являются энергия расширяющегося газа в газовой шапке и энергия подошвенной или краевой воды. В этом случае количество добываемой нефти и нефтеотдача зависят от соотношения объектов нефтяной и газовой частей залежи, от коллекторских свойств, от фильтрационных характеристик залежи, неоднородности пласта, соотношения вязкостей нефти и внедряющейся в залежь пластовой воды, углов падения пласта.

Системы разработки нефтегазовых залежей с **з а к о н т у р н ы м** **з а в о д н е н и е м** применяют на тех эксплуатационных объектах, где размеры газовой части пласта по сравнению с размерами нефтяной очень небольшие, энергия пластовой водоносной системы незначительна, коллекторские и фильтрационные свойства пласта обычно низкие, вязкость нефти может быть повышенной. При этом нагнетательный ряд скважин располагают за внешним контуром нефтеносности. Разработка нефтегазовых залежей в этом случае почти не отличается от разработки нефтяных залежей.

Системы разработки нефтегазовых залежей с **б а р ь е р н ы м** **з а в о д н е н и е м** применяют в том случае, когда отсутствует трещиноватость пород, проницаемость вкрест напластования гораздо ниже аналогичной величины по напластованию. Наибольшая эффективность описываемой системы достигается при наличии плотных непроницаемых пропластков в интервале ГНК, а также при небольших углах падения пород. Нагнетательные скважины бурят вдоль внутреннего контура газоносности или в некоторых случаях в непосредственной близости от него. Закачиваемая вода образует как бы барьер, который изолирует газонасыщенную часть залежи от нефтенасыщенной. Это позволяет одновременно добывать и нефть, и газ. Особое внимание при контроле за разработкой уделяется исследованиям, позволяющим оценить возможность прорыва воды в добывающие скважины.

§ 7. ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Газовые залежи

Условия разработки газовых залежей существенно отличаются от условий разработки нефтяных, главным образом из-за большого различия в свойствах газа и нефти. Газ ввиду весьма малой вязкости намного подвижнее нефти, и поэтому извлечение его из недр может быть более легким. Газовые залежи разрабатывают без воздействия на пласт. Это делает процесс управления извлечением газа менее сложным.

Сетки скважин для разработки газовых залежей более редкие, чем для разработки нефтяных залежей. Тем не менее геологическая неоднородность реальных газовых пластов, необходимость эксплуатации скважин с противодавлением (а также ограничен-

ная пропускная способность скважин) вызывают необходимость бурения многих скважин для достижения проектных уровней добычи газа и высокой газоотдачи. Обычно при применяемых (фонтанных) способах эксплуатации вторжение воды в залежь осложняет условия разработки газовых залежей более, чем нефтяных.

При наличии крупных по размерам нефтяных оторочек условия разработки газовой части залежи еще более усложняются, поскольку возникает трудная проблема эффективного и своевременного извлечения и газа и нефти. Как показал опыт длительной эксплуатации отечественных крупных залежей газа, здесь так же, как и для нефтяных залежей, имеют место далеко не полный охват разработкой отдельных интервалов продуктивного разреза и частей площади, неравномерное распределение пластового давления в объеме залежи, опережающие прорывы пластовой воды по разрезу и площади из-за высокой геологической неоднородности эксплуатационных объектов. Условия разработки газовых залежей определяются, таким образом, рядом геологических факторов. Среди них наиболее важные: а) естественный режим работы; б) геолого-физическая неоднородность продуктивных пластов; в) наличие или отсутствие нефтяной оторочки, ее относительные размеры; г) продуктивность скважин; д) тип залежи. На разработку газовых залежей (темпы добычи) оказывают большое влияние особенности транспортировки газа (у нас в стране только по газопроводам), хранения (подземные газохранилища), сезонное его потребление.

Газоконденсатные залежи

Геологопромысловые особенности разработки газоконденсатных залежей, отличающие ее от разработки нефтяных и газовых, заключаются в особенностях поведения углеводородной смеси в процессе разработки. При отборе газа из газоконденсатной залежи по мере падения пластового давления углеводородная смесь может переходить в насыщенное состояние, а затем конденсироваться, что приводит к потере конденсата в пласте. Основные факторы, характеризующие геологические условия разработки газоконденсатных залежей: а) режим работы; б) содержание конденсата; в) литолого-физическая неоднородность объектов эксплуатации; г) тип залежи.

Газоконденсатные залежи в основном приурочены к относительно большим глубинам (1500—2000 м), характеризующимся высокими пластовыми давлением и температурой. Пластовые флюиды находятся здесь в однофазном состоянии и обладают специфическими свойствами. Любое значительное изменение пластового давления и температуры при отборе газа вызывает нарушение фазового (равновесного) состояния.

Отечественные газоконденсатные залежи разрабатываются до настоящего времени без воздействия на пласт (т. е. как газовые).

В США газоконденсатные залежи разрабатываются с воздействием на пласт с помощью закачки в него добываемого газа.

Обратная закачка газа, или так называемый сайклинг-процесс, — это до настоящего времени основной метод воздействия на пласт, нашедший промышленное применение при разработке газоконденсатных залежей.

Учет геологопромысловых данных при разработке газовых и газоконденсатных залежей

Для чисто газовых и газоконденсатных залежей с незначительным содержанием конденсата, эксплуатируемых без поддержания пластового давления, характерны три последовательно сменяющихся периода эксплуатации — нарастающей, постоянной и снижающейся добычи газа.

Период нарастающей добычи газа характеризуется форсированным вводом в эксплуатацию скважин и промыслового оборудования, резким ростом добычи газа (конденсата) до уровня проектного, постоянного годового отбора. Продолжительность периода нарастающей добычи и темпы роста годового отбора зависят от величины начальных извлекаемых запасов газа, геологопромысловой характеристики объектов, проектных усровней постоянного годового отбора газа, числа эксплуатационных скважин, темпов промыслового обустройства, капитальных вложений, а также характеристики основных потребителей газа и условий его транспортировки и хранения.

Период постоянной добычи характеризуется стабилизированными темпами отбора газа. В течение этого периода возможны и допустимы изменения средних суточных или месячных отборов за счет суточных или сезонных изменений в потреблении газа. Для этого периода характерны устойчивое и планомерное снабжение газом потребителей, а также стабильная и наиболее эффективная работа газопромыслового хозяйства и самые высокие технологические и технико-экономические показатели. Поэтому целесообразно период постоянной добычи проектировать возможно более продолжительным. Для крупных и крупнейших месторождений он должен длиться не менее 10—15 лет, а суммарная добыча к концу этого периода разработки должна достигнуть более 50% начальных запасов. Малый период постоянной добычи (менее 10 лет) с последующей быстро снижающейся добычей газа для средних и крупных месторождений целесообразно допускать при наличии других близко расположенных газовых месторождений, которые могут обеспечить достаточно продолжительное газоснабжение сооружаемой системы газопроводов и промысловых компрессорных станций. Отборы газа из мелких месторождений, обеспечивающих нужды местных потребителей, устанавливаются в течение всего срока эксплуатации месторождения в зависимости от нужд этих потребителей.

В период падения добычи годовой отбор газа снижается от постоянного до минимального, при котором дальнейшая эксплуатация месторождения становится экономически нерентабельной. Этот период более продолжителен, чем период постоянной добычи газа.

Разработка газоконденсатной залежи может осуществляться с поддержанием пластового давления и без него. В каждом конкретном случае исходят из геологопромысловой характеристики объекта (начальные запасы газа и содержание конденсата, давление, температура и др.) и технико-экономических показателей. Однофазную ненасыщенную углеводородную залежь, как правило, разрабатывают без воздействия на пласт (без поддержания пластового давления), как обычную газовую. Разработка залежей других видов требует поддержания пластового давления, для чего в пласт закачивают обычно сухой газ.

Закачка воды может быть эффективна как вторичный метод для вытеснения конденсата, остающегося в пласте после извлечения основных запасов газа.

Целесообразность обратной закачки газа следует оценивать в зависимости от величины содержания конденсата в газе, потребности газа для района или отрасли в целом; схемы обработки добываемого газа и расходов на нагнетание рабочего агента.

Если газоконденсатная залежь эксплуатируется без воздействия на пласт, то добычу конденсата надо устанавливать для любого из трех рассмотренных периодов разработки в зависимости от величины годового отбора газа, соответствующих текущих потерь конденсата в пласте и коэффициента извлечения конденсата из добываемого газа.

В технологическую основу проекта разработки газоконденсатной залежи с воздействием на пласт должны быть положены гидродинамические, термодинамические и технико-экономические расчеты. Исходя из них, следует определить по каждому конкретному объекту годовые отборы газа и конденсата, продолжительность периода стабильной добычи газа и конденсата (до прорыва нагнетаемого агента в добывающие скважины), продолжительность всего периода разработки месторождения и коэффициент извлечения конденсата из пласта. Эти расчеты следует производить с учетом геологопромысловой характеристики объекта и технологических особенностей метода воздействия на пласт.

Годовые отборы газа, продолжительность периодов постоянной и снижающейся добычи и общий срок разработки залежи после извлечения конденсата могут устанавливаться так же, как для обычных газовых залежей.

При определении начальных и текущих дебитов газа (газоконденсата) исходят из условий обеспечения проектного уровня отбора по месторождению минимальным количеством скважин. Начальные дебиты скважин, следовательно, необходимо принимать максимально близкими по величине к свободным дебитам (когда нет противодавления на забой скважины). Но при этом надо учитывать факторы, которые могут ограничить величину максимально допустимых дебитов. К этим факторам прежде всего следует отнести: а) разрушение призабойной зоны скважины, образование песчаных пробок, вынос частиц породы и разрушение оборудования, возникновение нерегулируемого фонтана и кратера; б) подтя-

гивание конусов подошвенных или языков краевых вод, послонное обводнение, закупорку, коррозию труб и оборудования скважин; в) вынос в призабойную зону пыли, ила, кристаллов соли и закупорку зоны; г) переохлаждение газа и возникновение в связи с этим термических напряжений в оборудовании, обмерзание его, гидратообразование; д) сильное понижение давления внутри скважины и опасность смятия колонны внешним давлением; е) вибрацию оборудования, вызываемую большой турбулентностью потока газа; ж) потери пластовой энергии, расходуемой на турбулентное движение газа; з) неудовлетворительное состояние скважины (некачественное цементирование, негерметичность, обводненность).

К числу причин, снижающих дебит, относится также малая пропускная способность призабойной зоны скважины и газосборной сети.

Текущие дебиты скважин определяют с помощью газодинамических расчетов, при которых учитываются темпы падения пластового давления и обводнения залежи.

Для газовых и газоконденсатных залежей с самостоятельно разрабатываемой нефтяной оторочкой начальные и текущие дебиты газа (газоконденсата) следует рассчитывать с учетом положения фильтра скважины относительно ГНК (чтобы не допустить прорыва нефти в газовую часть залежи).

Основными геолого-геофизическими факторами, определяющими выбор системы размещения проектных добывающих скважин, являются: тип залежи (массивная или пластовая); режим работы; форма залежи и соотношение между площадями частей залежи во внешнем и внутреннем контурах газоносности; особенности геологического строения продуктивных пластов; их литолого-коллекторские свойства; геологическая неоднородность.

На месторождениях с пластовыми залежами добывающие скважины располагают во внутреннем контуре залежей с тем, чтобы максимально увеличить период безводной эксплуатации. Если газоводяная зона залежи сравнима по площади с общей площадью газоносности, добывающие скважины размещают и в газоводяной зоне залежи.

В зависимости от коллекторских свойств и эксплуатационной характеристики продуктивного горизонта для сводовых чисто газовых зон пластовых залежей применяют групповое, батарейное или равномерное расположение скважин.

Если пластовая газовая залежь характеризуется высокими коллекторскими свойствами и относительной геологической однородностью продуктивного пласта, эффективным режимом, то в чисто газовой зоне залежи (или в наиболее продуктивной ее части) можно осуществить разбуривание по групповой или батарейной схеме. При значительной геологической неоднородности продуктивного пласта (объекта) скважины целесообразно размещать равномерно по площади.

Равномерная сетка скважин применяется также для обширных

газоводяных зон пластовых залежей и массивных газоводяных залежей, особенно если продуктивные интервалы неоднородны по своей литолого-коллекторской характеристике.

Для газовой (газоконденсатной) залежи, имеющей нефтяную оторочку промышленного значения (разрабатываемую с поддержанием пластового давления или без него), систему размещения добывающих и нагнетательных скважин и очередность разбуривания следует выбирать, ориентируясь на условия и систему разработки нефтяной оторочки.

При выборе плотности размещения скважин надо ориентироваться на геологопромысловую характеристику продуктивных пластов (объектов), режим залежи, норму отбора газа из скважины.

Глава XI

ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ГАЗА, ГАЗОКОНДЕНСАТА

Условия извлечения нефти и газа (газоконденсата) из недр определяются геологопромысловой характеристикой эксплуатационных объектов, системой и режимом разработки.

От того, насколько система и режим разработки соответствуют геологопромысловой характеристике эксплуатационного объекта, зависит эффективность процесса извлечения запасов нефти, газа, газоконденсата. Следовательно, главная практическая задача геологопромысловых исследований при разработке — обоснование изменений в системе разработки, распределение отборов нефти, газа (жидкости), закачки воды (газа) из различных участков залежи в зависимости от их геологопромысловой характеристики. Цель этого — обеспечение достаточно высоких текущих показателей разработки и максимально возможного извлечения нефти, газа, газоконденсата из недр.

Геологопромысловые исследования включают геологопромысловый контроль за разработкой и геолого-промысловый анализ полученных при контроле данных.

§ 1. ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

Геологопромысловый контроль — это получение и первичная обработка информации о характере и динамике изменения в процессе промышленной разработки условий извлечения нефти, газа, газоконденсата в пласте по отдельным скважинам. Результаты геологопромыслового контроля являются основой геологопромыслового анализа разработки. Мероприятия по геологопромысловому контролю при разработке включают: получение новых данных о

геологическом строении эксплуатационных объектов; геологический контроль за режимом работы скважин и изменением пластовых условий выработки нефти, газа, газоконденсата.

В процессе промышленного разбуривания и эксплуатации залежей накапливаются новые данные, уточняющие и дополняющие прежние представления о геологическом строении эксплуатационных объектов. Необходимо поэтому проводить регулярный учет этих данных для детализации геологического строения эксплуатационных объектов в течение всего срока разработки. Учет новых данных о геологическом строении включают контроль за получением первичной геологической информации и определение параметров, характеризующих геолого-физические свойства продуктивных пластов по данным керна, геофизических и гидродинамических данных пластов по данным керна, геофизических и гидродинамических

Геологический контроль за режимом работы добывающих и нагнетательных скважин — это наблюдение за динамикой дебитов нефти, газа, газоконденсата, обводненности продукции, закачки воды (газа), газового фактора, забойного давления, температуры, выносом твердых частиц (парафина, гипса, гидратов и др.), а также за режимом работы эксплуатационного оборудования, техническим состоянием скважины. Геологический контроль за режимом скважин обеспечивает данные для его дальнейшего совершенствования с учетом изменений в состоянии разработки эксплуатационного объекта.

Основной информацией для геологического контроля за динамикой пластовых условий являются данные глубинных исследований скважин и пластов. К наиболее широко осуществляемым видам глубинных исследований в процессе разработки относятся промыслово-геофизические и газогидродинамические исследования скважин и пластов, исследования физико-химических свойств пластовых флюидов и физических свойств пласта по данным отбора пластовых проб флюидов и породы.

Промыслово-геофизические методы применяют для определения текущего положения ВНК, ГВК, ГНК, обводненного интервала, текущей нефтегазонасыщенности и работающей мощности пласта. При обводнении пластов минерализованными водами с высокой минерализацией (более 25 г/л) для определения текущих контактов и нефтегазонасыщенности обычно достаточно промыслово-геофизического комплекса, состоящего из НГК, НК, ИННК. При обводнении пластов водами с меньшей минерализацией, например пресными закачиваемыми водами, используют главным образом импульсные методы ИННК, ИНГК, НАА (нейтронно-активационный анализ по кислороду, кремнию), временные замеры НК. Следует, однако, иметь в виду, что выявить интервалы, обводняющиеся пресной (закачиваемой) водой, этими методами удается далеко не всегда, поскольку достоверность измерений убывает по мере уменьшения минерализации воды. Специальный геофизический комплекс — резистивиметрия, термометрия, акустический каротаж, радиоизотопные исследования и др. — применяют

при этом для получения данных о техническом состоянии скважин, в частности данных о наличии или отсутствии заколонных перетоков жидкости вследствие некачественного цементирования или нарушений в колонне.

Данные о техническом состоянии обводняющейся скважины необходимы для правильной интерпретации причин и характера обводнения скважин и пластов. Радиометрические исследования хорошо дополняются электрометрическими в бурящихся необсаженных скважинах.

Для контроля за продвижением воды в скважину проводят измерения резистивиметром, плотностномером (ГПП), влагомером, термометрические исследования.

Газогидродинамические и термометрические исследования — снятие индикаторных кривых, кривых восстановления пластового, забойного давления, термограмм — дают информацию об изменении коэффициента продуктивности, пьезопроводности, гидропроводности, радиуса дренирования скважины, коэффициентов, определяющих параметры фильтрации призабойной и удаленной частей пласта; фазовых соотношений в пластовой системе (значений фазовой проницаемости), пластовой температуры и т. п. Исследования профилей притока и приемистости глубинными дебитомерами, расходомерами дают сведения о положении интервалов притока и приемистости, мощности этих интервалов (работающих мощностей), распределении притока и приемистости (дебита, объема закачки) между работающими интервалами пласта в скважине.

Исследование на гидродинамическое взаимодействие скважин (гидропрослушивание) позволяет уточнить особенности геологического строения пласта: наличие литологических, тектонических и других экранов, зон слияния коллекторов различных пластов, тектонических разрывов — путей перетока жидкости, газа из пласта в пласт; фильтрационные свойства пласта между исследуемыми скважинами. Исследования методом трассирующих жидкостей нагнетательных и добывающих скважин, кроме этого, дают информацию о направлениях и скоростях движения нефти в пласте. Эти показатели изучают также с помощью фотоколориметрических исследований.

Отбор глубинных проб пластовых флюидов специальными (герметичными) пробоотборниками дает информацию об изменении физико-химических свойств пластовых флюидов (газонасыщенности, содержании конденсата, плотности, вязкости, минерализации и т. п.).

Рассмотренные выше методы глубинных исследований информируют об изменениях пластовых условий выработки нефти и газа (газоконденсата). Однако эта информация не всегда имеет достаточно однозначный характер (особенно при геофизических исследованиях). В этой связи большое значение приобретают данные керны, получаемого в процессе промышленной разработки. Так, наиболее точные сведения о положении обводненного интер-

вала, текущей нефтегазонасыщенности получают по кернам, отобранным при бурении оценочных скважин со вскрытием продуктивного интервала на специальных растворах, не изменяющих существенно фильтрационные свойства и характер насыщения пластов в призабойной зоне.

В задачи планирования исследований при геологопромысловом контроле за разработкой входит обоснование эффективного комплекса исследований, периодичности их проведения, охвата фонда скважин тем или иным комплексом исследований.

Обычно для каждого объекта разработки или группы сходных в геолого-технологическом отношении объектов на основании существующих инструкций с помощью специальных опытно-методических работ устанавливают стандартный комплекс исследований для решения той или иной задачи контроля. Применительно к конкретной скважине этот комплекс уточняют в соответствии с геолого-технологическими условиями ее эксплуатации.

Периодичность и охват скважин исследованиями планируют в зависимости от задач исследования, геологической неоднородности продуктивных пластов, изменений в системе и состоянии разработки.

Глубинные исследования желательно проводить в максимальном возможном количестве пробуренных скважин. В то же время проведение глубинных исследований часто связано с длительными остановками скважин (потерями в текущей нефтегазодобыче). В скважинах, эксплуатирующихся механизированным способом, не всегда технически возможно осуществить тот или иной вид глубинных замеров. Все это ограничивает масштабы проведения глубинных исследований при контроле за разработкой.

Для охвата залежи регулярными исследованиями выбирают специальную опорную сеть контрольных, а также наблюдательных и пьезометрических скважин, предусматривают бурение оценочных скважин.

Контрольные скважины — это действующие и простаивающие добывающие и нагнетательные скважины, в которых регулярно измеряют забойное и пластовое давления, профили притока и проницаемости, текущее положение ВНК, ГВК. В наблюдательных неперфорированных скважинах планируют промыслово-геофизические исследования по контролю за продвижением ВНК, ГВК, ГНК, положением обводненного интервала, изменением нефтенасыщенности. В пьезометрических скважинах наблюдают за изменением пластового давления и свойств пластовых флюидов.

В качестве пьезометрических используют скважины, пробуренные как в пределах залежи, так и в законтурной зоне.

Исследования пьезометрических и наблюдательных скважин дают информацию об изменении пластового давления, положения ВНК, ГВК, ГНК на участках залежи, расположенных между добывающими и нагнетательными скважинами.

С помощью исследований в оценочных скважинах получают непосредственную информацию о выработке нефти, газа (газокон-

денсата) из пласта в различных длительно разрабатываемых зонах залежи.

Контрольные, наблюдательные и пьезометрические скважины должны более или менее равномерно освещать все части залежи: чисто нефтяную (газовую), водонефтяную, газонефтяную, участки вблизи контуров нефтегазонасности, участки между добывающими скважинами, между добывающими и нагнетательными скважинами.

Количество (абсолютное, относительное) контрольных, наблюдательных, пьезометрических и оценочных скважин планируют исходя из геологической неоднородности, условий залегания нефти, газа, воды, состояния и системы разработки. В процессе разработки его необходимо уточнять в зависимости от динамики и темпов изменения состояния разработки. В общем случае, чем более неоднородны продуктивные пласты, быстрее и значительнее изменяются показатели разработки, тем больше должно быть количество контрольных, наблюдательных, пьезометрических и оценочных скважин.

Специальными исследованиями на Туймазинском нефтяном месторождении показано, что число скважин опорной сети для объекта с большой площадью нефтеносности и значительной геологической неоднородностью должно составлять не менее 30—36% всего числа действующих скважин. Это минимальное количество точек регулярных замеров пластового давления, текущего ВНК, обводненности продукции, которое необходимо для получения достоверной картины изменения перечисленных показателей по площади.

Для газовых залежей минимальное относительное количество скважин опорной сети может быть при прочих равных условиях меньше, исходя из большей подвижности газа и меньшего значения воды как вытесняющего фактора в извлечении газа.

Относительное минимальное количество наблюдательных, пьезометрических скважин должно составлять, по оценкам разных исследователей, 2—5% как для нефтяных, так и для газовых залежей. Число и местоположение оценочных скважин определяются исходя из конкретных условий разработки того или иного объекта, как правило, на более поздних стадиях эксплуатации.

Периодичность проведения глубинных исследований в контрольных наблюдательных, пьезометрических скважинах планируют при прочих равных условиях в зависимости от конкретной задачи контроля. В общем же случае, чем быстрее и резче изменяются показатели разработки, тем чаще следует проводить глубинные исследования.

Исследования в скважинах опорной сети. Замеры пластового давления необходимо планировать в зависимости от характера и темпов изменения пластового давления во времени (и по площади). При этом следует исходить из того, что карты изобар обычно строят на конец определенного интервала времени (полугодие, год).

При организации замеров в ряде случаев можно обойтись без длительной остановки работы скважины и рассчитывать пластовое давление в скважине по индикаторным диаграммам (снятым не менее чем на трех режимах).

Если объект разработки многопластовый, при исследованиях необходимо получить значения пластового давления для каждого из пластов по скважинам, где эти пласты перфорированы индивидуально или эксплуатируются раздельно (одновременно — раздельно). Одновременно с газогидродинамическими исследованиями планируют и осуществляют замер пластовой температуры, отбор глубинных проб пластовых флюидов для определения их физико-химических свойств, содержания воды, газоконденсата и др.

Замеры текущего положения контактов промыслово-геофизическими методами планируют не реже одного раз в год. Эти замеры должны обеспечить составление карт положения текущих контуров нефтегазоносности, а также профилей с положением текущих контактов на конец года. При составлении карт и профилей учитывают данные об обводненности продукции, газовом факторе (последнее особенно важно для газонефтяных залежей).

Глубинные исследования дебитомерами, расходомерами, термометрию скважин следует проводить не реже одного-двух раз в год для составления карт охвата разработкой на конец года, полугодия. Исследования глубинными дебитомерами, расходомерами (термометрами) необходимо осуществлять при строгой фиксации режима работы скважины (дебиты, приемистость, пластовое, забойное давление и т. п.).

Исследования в скважинах, не входящих в опорную сеть. Кроме регулярных глубинных исследований в сети контрольных, пьезометрических, наблюдательных скважин, в процессе разработки необходимо проводить периодические исследования для выявления причин изменения продуктивности, состояния продукции и т. п. в отдельных скважинах действующего фонда. Так, гидродинамические исследования (снятие индикаторных кривых, кривых восстановления пластового давления), измерение профилей притока приемистости, отбор проб пластовых флюидов, измерение пластовой температуры необходимы для скважин, в которых значительно снизились дебит нефти, газа, приемистость.

Промыслово-геофизические исследования при контроле за движением ВНК, ГВК, ГНК надо проводить в максимально возможном количестве скважин, находящихся вблизи текущих контуров водоносности (газоносности). В этих скважинах следует также отбирать пробы нефти, воды, газа и проверять техническое состояние скважин.

Отбор керна из продуктивного интервала (вместе с другими видами глубинных исследований) необходим в каждой бурящейся скважине. Для оценочных скважин планируют специальный комплекс глубинных исследований по определению текущей нефтегазонасыщенности, коэффициентов вытеснения (нефтегазонзвличения).

Специальные исследования скважин на гидродинамическое взаимодействие (гидропрослушивание, метод трассирующих жидкостей) следует проводить по мере необходимости на участках залежи с невыясненным затрудненным характером гидродинамической связи между скважинами, а также на участках, где предполагается наличие перетоков между отдельными пластами продуктивного разреза. Кроме того, такие исследования скважин необходимы на участках залежи, где надо изучить пути продвижения воды, скорости и направления фильтрации пластовых флюидов.

В скважинах, где намечаются геолого-технологические мероприятия по интенсификации нефтегазодобычи, борьбе с обводнением, увеличению охвата разработкой и т. п., следует предусмотреть комплекс глубинных исследований до и после осуществления этих мероприятий.

§ 2. ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

Геологопромысловый анализ разработки — это систематизация и изучение результатов геологопромыслового контроля за разработкой. Цель геологопромыслового анализа — обоснование геолого-технологических мероприятий по усовершенствованию системы разработки для повышения эффективности использования запасов залежей нефти, газа (газоконденсата).

Геологопромысловый анализ разработки предусматривает: детальное геологическое изучение эксплуатационных объектов; анализ динамики основных показателей разработки; изучение изменения условий выработки запасов нефти, газа (газоконденсата) из пластов.

Детальное геологическое изучение эксплуатационных объектов — это изучение характера и степени геологической неоднородности продуктивных пластов, уточнение условий залегания нефти, газа, воды, физико-химических свойств пластовых флюидов.

Цель этого изучения — выявление геологических факторов, определяющих изменение условий извлечения нефти, газа (газоконденсата) и распределение запасов нефти, газа по продуктивной площади и разрезу.

Детальное геологическое изучение эксплуатационных объектов проводится по детальным схемам сопоставления и геологическим профилям продуктивной части разреза (через всю залежь, отдельные зоны ряды добывающих и нагнетательных скважин); картам: кровли (подшвы) продуктивных пластов; распространения коллекторов; расчлененности; эффективных, начальных, текущих эффективных нефтегазонасыщенных мощностей (по объекту и отдельным пластам объекта); сводно-статистическим разрезам (по всей площади залежи и ее отдельным участкам); блок-диаграммам. Для количественной оценки геолого-физической неоднородности (и изучения ее влияния на показатели разработки) следует широко привлекать математические методы.

Анализ динамики основных технологических показателей разработки — это изучение изменения во времени таких показателей, как фонд скважин (пробуренных, действующих, добывающих, нагнетательных, работающих фонтанным и различными механизированными способами); текущая и суммарная добыча нефти, газа, воды, жидкости; пластовое, забойное давление; газовый (газоконденсатный) фактор; процент воды в продукции: водный фактор; количество обводненных скважин; закачка воды, газа и других агентов.

Анализ динамики рассмотренных показателей необходимо осуществлять не реже одного раза в год.

Данные об изменении показателей разработки во времени систематизируются на графиках (диаграммах) разработки. Для анализа взаимовлияния отдельных технологических показателей в процессе разработки строят диаграммы связи между этими показателями.

При анализе динамики основных технологических показателей необходимо сравнить фактически достигнутые показатели разработки с запроектированными.

Главный технологический показатель — это годовая добыча нефти, газа.

Если уровни добычи за рассматриваемый срок разработки существенно и постоянно ниже предусмотренных в проекте, следует установить причины этого отставания. Для этого сопоставляют фактическую и проектную динамику таких определяющих уровни добычи нефти (газа) годовых показателей, как фонд действующих скважин, объемы закачки, дебиты нефти, газа, жидкости, пластовое давление.

Уровни добычи нефти (газа) могут быть ниже проектных потому, например, что фактически количество пробуренных, действующих скважин, объемы закачки (а следовательно, пластовое давление) меньше предусмотренных проектом. Причины этого чаще всего организационного характера.

Отставание темпов добычи нефти (газа) при своевременном выполнении проектных решений обычно обусловлено более сложными, чем предполагалось при проектировании, геологическими условиями залежи (более высокая геологическая неоднородность пластов, большие размеры водонефтяных, газонефтяных, газодляных зон, меньшие запасы нефти, газа и др.).

Выявление причин отставания уровней добычи нефти (газа) позволяет обосновать геолого-технологические мероприятия по преодолению этого отставания.

Изучение пластовых условий выработки нефти, газа (газоконденсата) состоит из анализа: динамики продуктивности скважин; динамики пластового давления; охвата объекта разработкой; обводнения залежи; характера и динамики изменения коэффициентов нефтеотдачи, газоотдачи (газоконденсатоотдачи) при разработке.

Продуктивность скважин определяет темпы добычи нефти, газа, закачки воды, полноту извлечения запасов нефти и газа и другие показатели разработки залежи.

Продуктивность скважины учитывается, как известно, коэффициентом продуктивности (приемистости для нагнетательных скважин).

В процессе эксплуатации скважин коэффициент продуктивности по нефти, газу нередко изменяется — уменьшается или увеличивается. Изучение факторов, влияющих на изменение коэффициента продуктивности, необходимо для правильного выбора и оценки эффективности — мероприятий по интенсификации нефтегазодобычи.

Уменьшение коэффициента продуктивности нефтяных скважин при постоянном или растущем пластовом давлении может быть в результате ухудшения фильтрационных свойств пласта. Причины этого — выпадение (вследствие адсорбции и частичной дегазации нефти в призабойной зоне) асфальтено-смолистых, парафиновых фракций нефти; образование сольватных оболочек высокой вязкости на поверхности пор и трещин, увеличивающих гидравлические сопротивления при фильтрации жидкости. Если пластовое давление снижается значительно, могут возникать деформации пустотного пространства, смыкаться трещины.

Снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом и разгазирование пластовой нефти уменьшают ее подвижность, ускоряют выпадение высоковязких (твердых) компонентов в фильтрационных каналах пласта. Таким образом, снижение пластового давления способствует уменьшению коэффициента продуктивности.

К факторам, уменьшающим продуктивность скважин, добавляется отрицательное влияние обводнения продукции скважин. В результате обводнения несколько уменьшается депрессия на пласт (растет забойное давление), уменьшается фазовая проницаемость для нефти, ухудшаются фильтрационные свойства пласта вследствие разбухания глинистых частиц, выпадения твердых осадков (например, гипса). Твердые осадки выпадают при обводнении скважины закачиваемыми водами вследствие смещения пластовых и закачиваемых вод. Они могут выпадать не только в скважине, но и в пласте. Это не только снижает продуктивность скважин, но и серьезно осложняет условия их эксплуатации. Перечисленные факторы приводят к уменьшению проницаемости (абсолютной, фазовой) пласта в призабойной зоне, а также работающей мощности пласта, что и является непосредственной причиной снижения коэффициента продуктивности.

Уменьшение коэффициента продуктивности газовых скважин — следствие ухудшения фильтрационных свойств пласта за счет деформации пор и смыкания трещин при снижении пластового давления, особенно в призабойной зоне; выпадения твердых

осадков из влаги, которую несет газ; гидратообразования и выпадения конденсата в пласте. Обводнение газовой скважины приводит к дополнительному снижению проницаемости пласта вследствие разбухания глинистых частиц, усиления гидратообразования, разрушения призабойной зоны и т. п. Влияние рассмотренных факторов и процессов приводит к уменьшению проницаемости и работающей мощности пласта в призабойной зоне скважин, что и обуславливает в итоге снижение коэффициента продуктивности.

Уменьшение коэффициента продуктивности (приемистости) нагнетательных скважин — результат снижения проницаемости призабойной зоны вследствие разбухания глинистых частиц, закупоривания ее механическими примесями, нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой (попутной) воде, а также результат физико-химических процессов, возникающих при контакте закачиваемой воды с пластовыми флюидами.

Увеличение коэффициента продуктивности нефтяных, газовых, нагнетательных скважин может наблюдаться в начальный период эксплуатации в результате некоторого очищения призабойной зоны пласта, проницаемость которого была ухудшена воздействием глинистого раствора.

В процессе разработки залежи увеличение коэффициента продуктивности может быть достигнуто в результате проведения геолого-технологических мероприятий по обработке призабойной зоны, увеличению отборов жидкости, регулирования воздействия на пласт, изоляции обводненной загазованной части пласта и т. п. Эти мероприятия могут обеспечить повышение проницаемости пласта в призабойной зоне, увеличение его работающей мощности, исключение полностью или частично из работы обводненных интервалов пласта, снижение вязкости нефти (при термообработках), удаление закупоривающих веществ и т. п.

Основной способ контроля за изменением коэффициента продуктивности — наблюдение за дебитом скважины. Чтобы установить связь снижения дебита с уменьшением коэффициента продуктивности проводят глубинные исследования скважины. В безводных (нефтяных, газовых) скважинах измеряют пластовое давление, снимают индикаторные кривые и кривые восстановления пластового давления, измеряют профили притока, температуру на забое скважины и т. п. В обводненных и загазованных скважинах, кроме того, следует выявить обводненные, загазованные интервалы пласта.

В нагнетательных скважинах измеряют профили приемистости, выявляют поглощающие неперфорированные интервалы, снимают кривые восстановления забойного давления и индикаторные кривые.

Для определения величины и причины изменения коэффициента продуктивности необходимо располагать данными глубинных исследований на разные даты. Чтобы выяснить, с чем связано изменение продуктивности — с изменением работающей мощ-

ности или с изменением проницаемости работающего интервала пласта, сравнивают профили притока, приемистости до и после изменения продуктивности скважины. На продуктивность скважины могут влиять изменения условий фильтрации либо в призабойной, либо в удаленной зонах пласта. Для выяснения этого сравнивают данные, полученные при исследованиях глубинными дебитомерами, расходомерами и при анализе кривой восстановления пластового давления. Чтобы установить, как и насколько ухудшились в результате обводнения или загазовывания скважины условия притока в нее нефти и газа, сравнивают профили притока, снятые до и после начала обводнения, загазовывания, анализируют результаты определения текущего положения ВНК, ГВК, ГНК в скважине, индикаторные диаграммы и т. п.

Если коэффициент продуктивности (по нефти, газу) увеличился, а обводненность и газовый фактор (после проведения изоляционных работ) снизились, необходимо так же и в таком же порядке провести указанные выше глубинные исследования, чтобы определить, насколько и в какой части изолированы обводняющие или загазованные интервалы. Это позволит, в частности, правильно обосновать в дальнейшем очередные мероприятия по борьбе с обводнением и загазовыванием.

Динамика пластового давления

В задачи изучения динамики пластового давления входит выявление технологических и геологических факторов, влияющих на характер и темпы изменения пластового давления во времени и по площади (объему) залежи. Для изучения динамики пластового давления строят карты изобар, профили давления (графики изменения пластового давления по определенным направлениям). Анализ этих построений совместно с картами отборов (закачки) и картами геологической неоднородности дает возможность определить причины (технологические, геологические) изменения пластового давления на различных участках площади и обосновать соответствующие мероприятия для повышения охвата пластов воздействием.

Систематический анализ карт изобар может дать дополнительную информацию о продвижении контуров нефтегазоносности, литолого-коллекторских свойствах продуктивных пластов (например, о наличии или отсутствии тектонических, литологических экранов между скважинами). Анализ карт изобар в комплексе с данными исследований на гидродинамическое взаимодействие позволяет уточнить геологическое строение объекта, направление и скорости распределения в нем пластового давления, степень охвата разработкой отдельных участков залежи и т. п. По картам изобар рассчитывают значения средневзвешенного пластового давления на ту или иную дату. Средние взвешенные по площади или объему залежи значения пластового давления рассчитывают во внешнем (начальном, текущем) контуре нефтегазоносности и по отдельным зонам разработки. Эти значения используют для по-

строения графиков изменения пластового давления во времени или в зависимости от отбора жидкости и закачки (воды, газа).

Анализ графика зависимости среднего взвешенного пластового давления от отбора (накопленного, текущего) жидкости (газа) и закачки (накопленной, текущей) позволяет установить фактический режим работы залежи, установить количественные связи между изменением пластового давления и соотношением закачки и отбора, определить таким образом объемы закачки, необходимые для обеспечения заданных темпов отбора жидкости.

Охват объекта разработкой

Коэффициент охвата продуктивных пластов разработкой $k_{охв}$ определяется отношением части объема залежи, где происходит перераспределение пластового давления и движение флюидов $V_{охв}$ ко всему объему залежи $V_{об}$. Охват пластов разработкой определяет полноту вовлечения в выработку извлекаемых запасов нефти и газа по продуктивной площади и разрезу.

Охват нефтяного пласта (объекта) разработкой зависит от геологических и технологических факторов. К геологическим факторам относятся: характер и степень геологической неоднородности (степень прерывистости коллекторов, объем непроницаемых пород, наличие линз, полулинз коллекторов, характер изменения проницаемости, песчанистости и т. п.); соотношение нефтенасыщенной и водонасыщенной частей эффективной мощности пласта; размеры водонефтяных и чисто нефтяных зон; вязкость нефти и вытесняющей ее воды. К технологическим факторам относятся: форма и плотность сетки добывающих скважин; степень вскрытия объекта фильтрами скважин; расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами; соотношение между количеством этих скважин и др.

Охват газоносных пластов разработкой зависит от характера и степени их геологической неоднородности, естественного режима работы залежи, формы и плотности сетки скважин, геолого-технологических условий эксплуатации скважин, определяющих их допустимые дебиты.

Для изучения изменения охвата пласта разработкой по площади и мощности по данным глубинных дебитометров и расходомеров строят карты работающих мощностей, карты относительных работающих мощностей. Их выполняют так же, как и обычные карты изопахит, т. е. с помощью линейной интерполяции.

При построении карты относительных работающих мощностей интерполируют величины отношения работающей (отдающей, принимающей) мощности к эффективной нефтенасыщенной мощности пласта в скважине: $h_{р.от} = h_p / h_{эф}$, где $h_{р.от}$ — относительная работающая и эффективная нефтегазонасыщенные мощности пласта.

На картах охвата пласта разработкой необходимо показать начальные и текущие контуры нефтегазоносности, зоны распространения коллекторов, данные об отборах и закачке по скважинам, выделить зоны распределения отдающих (участки отбора) и

принимающих (участки нагнетания) мощностей. Границы между этими зонами должны соответствовать текущим контурам нефтегазонасности.

По результатам анализа карт охвата пласта разработкой, построенных на различные даты, определяют характер и темпы изменения коэффициента охвата во времени и в разных зонах залежи в зависимости от изменения геолого-технологических условий разработки. С помощью обработки таких карт можно получить значение фактического коэффициента охвата пласта разработкой для залежи в целом (и ее отдельных зон) на дату исследования.

Коэффициент охвата пласта разработкой можно рассчитывать по карте относительных работающих мощностей:

$$k_{\text{охв}} = \frac{h_{\text{р.от}1}f_1 + h_{\text{р.от}2}f_2 + \dots + h_{\text{р.от}n}f_n}{Fh_{\text{ср}}},$$

где $h_{\text{р.от}1}$, $h_{\text{р.от}2}$ — среднее значение относительной работающей мощности пласта между двумя соседними изопакитами относительной работающей мощности; f_1 , f_2 — площади участков, ограниченных изопакитами относительной работающей мощности и текущим внешним контуром нефтегазонасности; $h_{\text{ср}}$ — средняя нефтенасыщенная мощность пласта; F — площадь залежи.

Для изучения охвата объекта разработкой можно также пользоваться данными о динамике коэффициента продуктивности скважин, картами коэффициента продуктивности. Однако эти карты дают вполне определенное представление об изменениях охвата карты разработкой лишь по площади. Судить же об охвате объекта разработкой по мощности без данных исследований глубинными дебитомерами и расходомерами по картам коэффициентов продуктивности не представляется возможным. Поэтому в тех случаях, когда нет представительных данных глубинных исследований, карты охвата разработкой строят по данным о геологической неоднородности продуктивных пластов, состоянии разработки с учетом имеющихся данных глубинных исследований скважин.

При изучении охвата пластов разработкой используют карты влияния закачки, т. е. карты охвата разработкой, предложенные впервые М. М. Ивановой, И. П. Чоловским. Карты влияния закачки строят на основе карт распространения различных типов коллекторов по их фильтрационным свойствам (высокопроницаемые, слабопроницаемые — песчаники, алевролиты). На эти карты наносят данные об объеме закачанной воды в каждую нагнетательную скважину. На этих картах выделяют зоны наличия, отсутствия, слабого влияния закачки в зависимости от изменения дебитов, пластовых давлений, обводненности, газового фактора и т. п.

Высокие и стабильные во времени пластовые давления, высокие дебиты нефти (уменьшающиеся лишь по мере обводнения продукции), обводнение продукции скважин закачиваемой водой, стабильные газовые факторы характеризуют зону влияния закачки (зону, охваченную разработкой). Падающие пластовые давле-

ния, дебиты нефти (жидкости), растущие газовые факторы фиксируют зоны слабого влияния закачки или отсутствия ее влияния (если перечисленные показатели изменяются во времени так же, как и при естественном режиме разработки).

Анализ карт влияния закачки, построенных на разные даты, позволяет изучить охват объекта разработкой по площади и менее точно — по мощности и выявить причины изменения коэффициента охвата пласта разработкой в зависимости от геологических условий и динамики технологических показателей разработки.

Характер и динамика обводнения залежей нефти, газа

Результаты анализа характера и динамики обводнения служат основанием для выбора и осуществления тех или иных геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса обводнения для улучшения условий извлечения нефти и газа из недр.

Характер обводнения определяется главным образом тем, как — равномерно или неравномерно в пространстве и времени — обводняется залежь на исследуемом участке. Вода может вторгаться в залежь равномерно по мощности и площади. Это так называемое фронтальное вытеснение при внутриконтурном заводнении. В других случаях может происходить обводнение по отдельным высокопроницаемым участкам площади (языки обводнения), интервалам разреза (неравномерное по мощности, послойное обводнение). Пласт может обводняться: пластовыми (подшвенными, законтурными) водами; водами, закачиваемыми при заводнении; «чужими» водами — через литологические окна (зоны слияния коллекторов) или тектонические нарушения. Это тоже важно знать при изучении характера обводнения. При использовании данных обводнения отдельных скважин необходимо также установить, не обводняется ли скважина водой из неперфорированных водоносных пластов или из нижележащих водоносных интервалов через заколонное пространство по техническим причинам (дефекты цементного кольца, колонны и т. п.).

Характер обводнения пласта изменяется в различных частях залежи в зависимости от геологических и технологических условий разработки.

Геологические условия — это положение участка продуктивной площади относительно контуров нефтеносности и газоносности (расстояние нижних дыр перфорации скважин участка от ВНК, ГВК); углы падения; литолого-коллекторские свойства; геолого-физическая неоднородность (в частности, наличие или отсутствие в приконтурных зонах плотных прослоев или интервалов с ухудшенными коллекторскими свойствами); вязкость нефти (точнее, относительная вязкость, т. е. отношение вязкости нефти к вязкости вытесняющей ее воды в пластовых условиях).

Технологические условия — это характер и плотность размещения скважин; расстояние между добывающими скважинами и ближайшими нагнетательными, темпы отбора жидкости, газа, закачки воды и т. п.

В залежах с крутым падением пластов, в массивных залежах преобладает подъем ВНК, ГВК. В пологих залежах (с небольшой высотой) ВНК передвигается в направлении, близком к горизонтальному. Значительная геологическая неоднородность приводит к неравномерному обводнению по отдельным более проницаемым прослоям, участкам площади.

Участки пласта в водонефтяной, газовой зонах залежи (т. е. вблизи внешних контуров) обычно обводняются подошвенными и законтурными водами и водами, закачиваемыми при законтурном заводнении. В чисто нефтяных, чисто газовых и в прилегающих к ним частям водонефтяных, газовых зон обводнение происходит чаще всего подошвенными или закачиваемыми при внутриконтурном заводнении водами. На участках площади, где имеются тектонические нарушения и зоны слияния коллекторов отдельных пластов, может происходить обводнение переточными водами из «чужих» пластов (не входящих в состав изучаемого объекта разработки).

При некоторых соотношениях вязкостей нефти и вытесняющей ее воды ($\mu_0 = 9-12$) даже в сравнительно однородных пластах наблюдается неравномерное по мощности вытеснение нефти вследствие явления вязкостной неустойчивости.

Размещение скважин, распределение отборов и закачки в соответствии с геолого-физической неоднородностью пластов и условиями залегания нефти, газа, воды создают условия для более равномерного продвижения воды по этим пластам.

Таким образом, можно в общих чертах прогнозировать возможный характер обводнения отдельных участков залежи, пласта и объекта в целом.

Анализ характера обводнения залежи проводится на основании гидрохимических, промыслово-геофизических данных по скважинам, а также по данным об обводненности продукции этих скважин (динамики добычи воды, нефти, газа за предшествующий период).

После определения характера обводнения отдельных участков залежи осуществляют соответствующие построения, иллюстрирующие особенности процесса обводнения залежи в целом. Составляют детальные геологические профили по залежи в целом и ее отдельным участкам. На эти профили наносят начальное и текущее положения ВНК, ГВК, интервалы обводнения, интервалы перфорации. Затем строят карту текущего ВНК, ГВК. Совмещая последнюю с картами кровли (подошвы) продуктивного пласта, получают карту текущих контуров нефтеносности. Положение текущих контуров фиксируют также по данным обводнения скважин. Текущий внутренний контур нефтегазосности проводят по крайним скважинам, еще дающим чистую нефть (газ) на отметках, соответствующих нижним дырам перфорации в этих скважинах; текущий внешний контур — по крайним относительно очага обводнения (нагнетательного ряда) полностью обводнившимся

скважинам — по отметкам, соответствующим верхним дырам перфорации в этих скважинах.

Карта контуров нефтеносности, выполненная на геологической основе (карты распространения коллекторов, эффективной нефтегазонасыщенной мощности) с указанием данных о текущей обводненности продукции скважин и закачки воды, по существу является картой обводнения. На карте обводнения следует выделять участки залежи, где происходят подъем ВНК, ГВК, неравномерное, послонное обводнение. На этих картах указывают также районы обводнения пластовой, закачиваемой или переточной воды. На них необходимо выделить участки площади, соответствующие заводненному объему залежи.

Заводненный объем залежи — часть объема между начальным и текущим положениями ВНК (ГВК). При внутриконтурном заводнении чисто нефтяной зоны залежи заводненный объем представляет собой часть объема залежи между линией нагнетания и искусственно созданным ВНК. При послонном обводнении границу участков, соответствующих заводненному объему залежи, условно проводят по крайним относительно очага заводнения полностью обводнившимся скважинам. Изучение заводненного объема залежи позволяет судить о величине коэффициента конечной нефтеотдачи (газоотдачи) залежи.

Для изучения динамики и уточнения характера обводнения залежи в целом или ее отдельных участков рассматривают зависимости обводненности продукции действующего фонда скважин, водного фактора от накопленного отбора нефти (текущей нефтеотдачи).

Обводненность продукции, %, $f_v = Q_v 100 / Q_n + Q_v$, где Q_v — текущая добыча воды на дату расчета; Q_n — текущая добыча нефти в пластовых условиях на эту же дату. Обводненность действующего фонда, %, $n_v = n_{д.в} 100 / n_d$, где $n_{д.в}$ — количество действующих заводненных скважин эксплуатационного фонда на дату расчета; n_d — общее количество действующих добывающих скважин на ту же дату. Водный фактор $W_\phi = Q_{в.нак} / Q_{н.нак}$, где $Q_{в.нак}$ и $Q_{н.нак}$ — накопленная добыча нефти и воды на определенную дату.

Для изучения динамики количества воды, участвующей в извлечении нефти, строят специальные кривые зависимости коэффициента нефтеотдачи от количества воды, прошедшей через пласт (т. е. отношения объема добытой воды к начальному эффективно нефтенасыщенному объему залежи, который эквивалентен объему начального геологического запаса нефти в пластовых условиях). Анализ этих кривых позволяет оценить количество воды, которое должно быть отобрано для достижения того или иного коэффициента нефтеотдачи в конкретных геолого-технологических условиях разработки. Эти кривые широко используют также при сравнительном анализе извлечения нефти по объектам с различными геолого-промысловыми характеристиками.

Для изучения динамики обводнения залежи по площади (и по

времени) строят карты изохрон, т. е. карты линий равной обводненности продукции залежи на различные даты. Эти карты иллюстрируют темпы продвижения воды на отдельных участках площади залежи.

Рассмотренные способы обобщения позволяют не только выявить соотношения в темпах обводнения залежи и извлечения нефти, но и уточнить характер обводнения пластов.

Комплексное геолого-промысловое изучение характера и динамики обводнения дает основание для рекомендации дифференцированных мер по регулированию обводнения всей залежи или ее отдельных участков (зон разработки), улучшению условий извлечения нефти и газа из недр.

Изменение коэффициента нефтеотдачи в процессе разработки залежи

Значения коэффициента конечной нефтеотдачи при разработке нефтяных залежей изменяются в весьма широких пределах в зависимости от многих геологических и технологических факторов.

По результатам геологопромысловых исследований материалов разработки отечественных и зарубежных нефтяных месторождений к основным геологическим факторам, которые определяют коэффициенты нефтеотдачи, относятся: а) естественный режим работы залежи; б) геологическая неоднородность и коллекторские свойства; в) литология и минералогический состав; г) условия залегания нефти, воды (газа); д) свойства пластовой нефти и воды.

К основным технологическим факторам, определяющим нефтеотдачу, относятся: а) плотность сетки скважин; б) темпы отбора жидкости; в) предельная обводненность продукции и минимально рентабельный дебит нефти.

Все перечисленные факторы оказывают комплексное влияние на нефтеотдачу. Для каждой конкретной залежи отмечается преобладающее влияние того или иного геологического или технологического фактора или нескольких факторов.

Наиболее представительные значения коэффициента нефтеотдачи можно получить по результатам разработки истощенных залежей. Поэтому при рассмотрении вопроса о влиянии геологопромысловых факторов на величины коэффициентов конечной нефтеотдачи залежи за основу берут данные по залежам (объектам, зонам разработки), законченным разработкой.

Ниже рассмотрим влияние геологических и технологических факторов на величины коэффициентов нефтеотдачи, допуская, что влияние одного из факторов независимо от влияния любого другого фактора.

Естественный режим работы залежи. По данным исследований 100 объектов Апшеронского нефтегазозоносного района, законченных разработкой, значения коэффициентов конечной нефтеотдачи при режиме растворенного газа составили 0,25—0,30; при смешанном режиме 0,35—0,55 (растворенный газ, газовая шапка, напор вод); при водонапорном режиме 0,70—0,75.

Материалы разработки практически истощенных рифовых залежей Ишимбайского нефтеносного района показывают, что коэффициент конечной нефтеотдачи здесь при режимах растворенного газа и гравитационном не превышает 0,3. При разработке ряда объектов Эмбенских месторождений в условиях, близких к водонапорному режиму, были достигнуты значения коэффициентов нефтеотдачи 0,56—0,60. Эти данные приведены по объектам с относительно сходными прочими условиями разработки. Установить количественную связь между естественными режимами и нефтеотдачей для большого числа объектов трудно, поскольку геолого-технологические условия их разработки значительно различаются.

Геологическая неоднородность и коллекторские свойства. Данные обработки промысловых материалов по ряду истощенных объектов месторождений Азербайджана свидетельствуют о том, что наибольшее отрицательное влияние оказывает неоднородность пластов. Исследования месторождений Волго-Уральской провинции, находящихся в поздней стадии разработки, также показывают, что резкие изменения эффективной мощности (связанные с расчлененностью), песчанистости, пористости, проницаемости в значительной мере снижают нефтеотдачу терригенных девонских пластов.

Литологические особенности и минералогический состав. Практика разработки и лабораторные исследования свидетельствуют о том, что глинистость (наличие глинистых прослоев, содержание глинистых частиц в составе коллекторов) оказывает заметное влияние на условия извлечения нефти. С увеличением глинистости ухудшается фильтрационная характеристика, уменьшаются полнота и равномерность вытеснения нефти водой из пластов. При заводнении нередко имеет место снижение проницаемости продуктивных пород в зонах повышенной глинистости вследствие разбухания глинистого материала, особенно при наличии в глинах гидрослюдистого материала (иллита). Разбухание глинистых частиц приводит к уменьшению сечения поровых каналов.

На вытеснение нефти оказывает значительное влияние минеральный состав скелета породы. Кварцевые песчаники отличаются значительно более высокой начальной нефтенасыщенностью, чем полимиктовые, что благоприятствует лучшему вытеснению из них нефти водой. Полимиктовые коллекторы отличаются от кварцевых большей удельной поверхностью и более сложной структурой пустотного пространства. Характерными примерами объектов разработки, сложенных кварцевыми песчаниками, являются продуктивные пласты девона, карбона нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции, а полимиктовыми — продуктивные пласты мела месторождений Западно-Сибирской провинции.

Относительный размер водонефтяной зоны. Скважины, расположенные в водонефтяной зоне, обводняются гораздо быстрее и дают значительно меньше нефти, чем скважи-

ны чисто нефтяной части. Опыт длительной разработки девонских залежей нефтяных месторождений Башкирии, характеризующихся большими водонефтяными зонами, свидетельствуют о том, что коэффициенты нефтеотдачи в этих зонах намного ниже, чем в чисто нефтяных зонах. Так, в разработанных участках водонефтяных зон девонских залежей месторождений Серафимовской группы, Туймазинского, Шкаповского месторождений коэффициенты нефтеотдачи оказались в 2—3 раза меньше проектного значения (среднего для всего объекта). Относительный размер водонефтяной зоны выражается отношением $S_{в.н}/S_{об}$, где $S_{в.н}$ — площадь первоначальной водонефтяной зоны; $S_{об}$ — первоначальная общая площадь нефтеносности.

Вязкость пластовой нефти и воды. По данным М. М. Ивановой, при вытеснении нефти из пласта водой соотношение величин вязкости нефти и воды в пластовых условиях во многом определяет полноту и равномерность такого вытеснения. Чем ближе вязкость нефти к вязкости вытесняющего агента (воды), тем лучше условия вытеснения. Поскольку вязкость пластовых (и закачиваемых) вод обычно изменяется в относительно узких пределах, условия вытеснения главным образом определяются вязкостью пластовой нефти. Последняя изменяется в широких пределах.

При вытеснении водой высоковязких нефтей наблюдается явление вязкостной неустойчивости, что приводит к неравномерному и неполному вытеснению нефти водой. При вязкости нефти 40—50 мПа·с вытеснения нефти водой практически не происходит.

Плотность сетки скважин. Плотность сетки добывающих скважин какого-либо объекта определяется соотношением $\rho = S_n/n_{max}$, где S_n — начальная площадь нефтеносности; n_{max} — максимальное количество скважин, эксплуатировавших данный объект.

Плотность сетки эксплуатационных скважин — важнейший фактор, определяющий нефтеотдачу геологически неоднородных пластов, содержащих нефть повышенной и средней вязкости. Значительное влияние плотности скважин на текущие показатели разработки (темпы нефтедобычи, обводнение) и коэффициенты нефтеотдачи при разработке в условиях естественного режима (режим растворенного газа, водонапорный, смешанный) известно из опыта разработки месторождений Азербайджана.

Изучение геологопромысловых особенностей разработки месторождений в условиях воздействия на пласт (при законтурном и внутриконтурном заводнении) показывает, что и в этом случае плотность сетки скважин существенно влияет на коэффициенты нефтеотдачи. Разрежение сетки скважин как бы усиливает отрицательное влияние геолого-физической неоднородности на условия извлечения нефти, следовательно, на величину коэффициента нефтеотдачи. Наиболее ощутимо отрицательное влияние разрежения сетки скважин в водонефтяных зонах.

Из рассмотренного выше не следует, однако, вывод, что сетку скважин необходимо сгущать бесконечно. Для каждого объекта разработки, месторождения, группы месторождений со сходными геологическими условиями разработки обосновывается оптимальная плотность сетки скважин, исходя из основных технико-экономических требований к рациональной разработке залежей нефти.

Темпы отбора жидкости. Суммарный отбор нефти при вытеснении ее водой зависит от суммарного отбора жидкости. С увеличением накопленного отбора жидкости величина коэффициента нефтеотдачи растет. Однако связь между этими показателями не имеет характера пропорциональной зависимости, поскольку основной прирост нефтеотдачи отмечается при отборе первых двух-четырех объемов жидкости (один объем здесь соответствует поровому объему продуктивной части пласта).

Темпы отбора жидкости в безводный период, по-видимому, мало влияют на коэффициенты нефтеотдачи. В то же время в водный период разработки нефтеотдача существенно зависит от темпов отбора жидкости. Большинство исследователей считают, что увеличение темпов отбора жидкости способствует увеличению значений коэффициента конечной нефтеотдачи или не оказывает заметного влияния на него.

По данным анализа геологопромысловых материалов длительней разработки более 100 залежей с водонапорным режимом, влияние темпов отбора жидкости на коэффициенты нефтеотдачи возрастает с увеличением относительной вязкости нефти. По данным М. М. Ивановой, основной прирост значений коэффициента нефтеотдачи по объектам с маловязкими нефтями получают в безводный и маловодный периоды, при разработке залежей с нефтями повышенной вязкости — в водный период разработки.

Геолого-технологические факторы оказывают, как правило, одновременное и нередко противоположное влияние на нефтеотдачу. Поэтому для оценки масштабов влияния каждого из факторов в общем комплексе проводятся специальные исследования с помощью методов математической статистики с применением ЭВМ.

Так, многофакторный анализ, проведенный в 1971—1977 гг. сотрудниками кафедры промысловой геологии МИНХ и ГП под руководством М. М. Ивановой по 180 объектам разработки нефтяных месторождений СССР, позволил установить, что степень влияния различных геолого-технологических факторов на коэффициент нефтеотдачи определяется выражением

$$\eta = 0,0041 g k_{пр} - 0,091 g \mu_0 + 31,05 K_{п} + 0,138 h_{н} - 0,03 \rho + \\ + 1,2T - 2,74S,$$

где $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости; S — относительный размер водонефтяной зоны;

h_n —эффективная нефтенасыщенная мощность; μ_0 —относительная вязкость; ρ —плотность сетки скважин; T —темпы отбора жидкости; $K_{п}$ —коэффициент песчаности.

Прогноз значений коэффициента нефтеотдачи на стадии подготовки объекта к разработке основывается, как правило, на ограниченной информации об условиях извлечения нефти, полученной по данным геологопромысловых исследований относительно небольшого количества разведочных скважин. Поэтому в процессе разработки возникает необходимость уточнения коэффициента конечной нефтеотдачи для дальнейшего планирования добычи нефти и геолого-технологических мероприятий по усовершенствованию разработки.

Геологопромысловый анализ разработки позволяет уточнить прогнозную величину коэффициента конечной нефтеотдачи. При этом используют геологопромысловые методы определения коэффициента нефтеотдачи: в заводненном объеме залежи; с помощью статистических методов; по методу материального баланса.

Коэффициент нефтеотдачи заводненного объема определяют как отношение суммарной (накопленной) добычи нефти из залежи к начальным балансовым запасам нефти в заводненном объеме. Его можно оценивать уже на сравнительно ранних этапах разработки, особенно при внутриконтурном заводнении. Коэффициент нефтеотдачи заводненного объема отражает реально достижимые значения коэффициента конечной нефтеотдачи по залежи в целом.

Если часть добычи нефти получена не за счет вытеснения ее водой, а за счет проявления упругих сил пластовой системы, энергии растворенного газа в результате значительного снижения пластового давления, то эту часть добычи определяют расчетами по методу материального баланса.

Следует иметь в виду, что величина коэффициента конечной нефтеотдачи залежи может заметно отличаться от величины его для заводненного объема. Так, она может быть несколько большей при высокой вязкости нефти. В этом случае прирост ее будет иметь место и после того, как через залежь (и в том числе через заводненный объем) прошло несколько объемов воды. Увеличение коэффициента конечной нефтеотдачи по сравнению с величиной его для заводненного объема—результат дополнительного извлечения нефти из заводненного объема после прохождения ВНК, большего извлечения нефти из других частей залежи в результате более интенсивной промывки пласта по мере увеличения срока разработки.

Коэффициент конечной нефтеотдачи залежи может быть меньше коэффициента нефтеотдачи заводненного объема при высокой геолого-физической неоднородности объекта разработки. Вторгающаяся в залежь вода в первую очередь вытесняет нефть из залежи с лучшими коллекторскими свойствами. Поэтому коэффициент нефтеотдачи заводненных частей залежи (заводненного объема) может оказаться более высоким, чем для еще не заводненных частей с худшими коллекторскими свойствами.

Для определения коэффициента конечной нефтеотдачи статистическими методами используют зависимости: текущие годовые темпы добычи нефти—накопленная добыча нефти (коэффициент текущей нефтеотдачи), текущее пластовое давление—накопленная добыча нефти (текущая нефтеотдача); обводненность продукции—накопленная добыча нефти (коэффициент текущей нефтеотдачи); текущий водонефтяной фактор—накопленная добыча нефти (коэффициент текущей нефтеотдачи). Первая зависимость может быть использована при всех режимах работы залежи; вторая—при режимах истощения (главным образом при режиме растворенного газа); последние две—для режимов, при которых основная часть запасов нефти извлекается при вытеснении ее водой.

Рассмотренные зависимости можно успешно использовать для оценки коэффициента конечной нефтеотдачи (извлекаемых запасов нефти) лишь после достаточно длительной разработки залежи, когда тенденции в изменении анализируемых показателей извлечения нефти в общем определены и не предвидится существенных изменений в системе и режиме разработки.

Одним из широко применяемых статистических методов определения коэффициента конечной нефтеотдачи в процессе разработки является метод М. И. Максимова, основанный на изучении изменения во времени соотношения добычи нефти и жидкости (воды). Этот метод применим как для условий водонапорного режима различной активности, так и для условий смешанных режимов с преобладанием в конце разработки режима вытеснения нефти водой.

Применение метода материального баланса для определения нефтеотдачи предполагает наличие большого количества подсчетных параметров, точное определение которых в практике разработки связано со значительными трудностями (особенно это касается определения таких параметров, как растворимость, газосодержание пластовой нефти, объемные коэффициенты нефти, газа). К тому же достаточно определенная оценка нефтеотдачи (извлекаемых запасов) может быть осуществлена этими методами лишь при режимах работы залежи на истощение, сопровождающихся значительным и постоянным падением пластового давления (без значительного вторжения воды в залежь или искусственного заводнения).

Поэтому в настоящее время метод материального баланса при определении нефтеотдачи имеет весьма ограниченное применение. Его можно использовать как вспомогательный при оценке доли суммарной добычи нефти за счет различных видов пластовой энергии.

Изменение коэффициента газоотдачи (газоконденсатоотдачи) при разработке

Коэффициенты газоотдачи газовых (газоконденсатных) пластов характеризуются гораздо более высокими значениями, чем коэффициенты нефтеотдачи. В отличие от нефти газ обладает неболь-

шой вязкостью (в 100 раз и более меньшей, чем вязкость самых маловязких нефтей), весьма слабо реагирует с породой, имеет большую подвижность, достаточную для фильтрации в пористой среде даже при очень малых перепадах давлений. Поэтому коэффициент газоотдачи может быть близок к единице. Опыт разработки зарубежных (США) и отечественных месторождений показывает, что фактически диапазон изменений коэффициента газоотдачи гораздо шире—0,40—0,99. Объясняется это тем, что на коэффициент газоотдачи оказывает значительное влияние ряд геологопромысловых факторов, определяющих условия извлечения газа из недр. Один из таких факторов—остаточное пластовое давление в конце разработки. При чисто газовом режиме (когда обводнения не происходит) приток газа из пласта скважины может иметь место до пластовых давлений, близких к атмосферному. Однако по техническим (и экономическим) условиям эксплуатации остаточное давление должно заметно превышать атмосферное. Причем в общем случае для месторождений с меньшими запасами остаточное давление выгоднее удерживать на более высоком уровне.

На величину коэффициента газоотдачи оказывает значительное влияние геолого-физическая неоднородность продуктивных отложений. Прерывистое залегание коллектора (линзы), неоднородное распределение коллекторских свойств может привести к потерям газа в недрах от 0,16 до 0,31. На коэффициент газоотдачи влияет режим работы залежи. При газоводонапорном режиме имеют место дополнительные потери газа в недрах из-за защемления его вследствие геолого-физической неоднородности пластов и технологических условий эксплуатации обводняющихся скважин.

По экспериментальным данным А. И. Ширковского, вытеснение газа водой при постоянном давлении газа в заводненной части залежи в общих чертах аналогично вытеснению нефти водой. Коэффициент газоотдачи массивных залежей с большим этажом газоносности при прочих равных условиях ниже, чем для пластовых залежей с небольшим этажом газоносности, особенно если режим газоводонапорный. При вытеснении газа с большим поверхностным натяжением коэффициент газоотдачи оказывается меньшим. Коэффициент газоотдачи при водном вытеснении тем выше, чем выше начальная газонасыщенность.

Советскими специалистами (Н. Л. Фиш, И. А. Леонтьев, Е. Н. Храменков) обобщены и исследованы фактические геолого-промысловые материалы длительной разработки 47 газовых месторождений (залежей) Северного Кавказа, Урало-Поволжья, Западной Украины. Рассмотренные залежи разрабатывались при газовом и газоводонапорном режимах. По материалам разработки этих объектов было изучено влияние геолого-технологических факторов на коэффициент конечной газоотдачи. Оказалось, что она тем больше, чем больше отношение площади разбуривания к общей площади газонасыщенности и суммарный отбор газа до начала падения добычи и чем меньше темп падения добычи и начальное

пластовое давление. Эта зависимость наиболее характерна для залежей с активным напором вод. Обратная связь пластового давления с коэффициентом газоотдачи несколько неожиданна, поскольку она противоречит результатам экспериментальных исследований, которые изложены выше. Эта связь выявлена для залежей с пластовыми давлениями от 20 до 33 МПа. Характерно, что большинство из них разрабатывалось при газоводонапорном режиме. В таких случаях при более высоких пластовых давлениях потери газа в пласте за счет защемления оказываются большими. Этим и можно объяснить наличие обратной связи между коэффициентом газоотдачи и пластовым давлением для рассмотренных объектов (т. е. для условий разработки при газоводонапорном режиме). Суммарный отбор газа за период до начала падения добычи, в особенности когда он значительно превышает 0,6 от накопленной добычи газа, по существу и определяет величину коэффициента конечной газоотдачи.

Изучалась также связь коэффициента газоотдачи с геолого-физическими параметрами. В исследованиях по ряду истощенных объектов Украины, Поволжья была установлена прямая связь между открытой пористостью, начальной газонасыщенностью и коэффициентом газоотдачи.

Для оценки возможной газоотдачи в процессе разработки, как известно, используется зависимость пластового давления $p_{пл}$ от накопленного отбора газа $Q_{гн}$. Экстраполируя эту зависимость за прошедший срок разработки до точки со значением пластового давления, равным остаточному, можно получить величину извлекаемых запасов (т. е. газоотдачи, если есть данные о геологических запасах газа, подсчитанных объемным методом). В условиях газового режима (при отсутствии продвижения воды в залежь) рассчитанный таким образом коэффициент газоотдачи будет близок к конечному. Следует, однако, иметь в виду, что линейная экстраполяция зависимости $p_{пл}$ от $Q_{гн}$ справедлива не для всех периодов разработки. В поздней стадии разработки удельная добыча газа (на единицу падения давления) может заметно снижаться, так как по мере снижения пластового давления (при давлениях менее 5 МПа) увеличиваются потери защемленного газа из-за геолого-физической неоднородности пласта. Кроме того, даже при небольшом содержании конденсата в газе выпадение его в пласте при значительном снижении пластового давления также может привести к уменьшению удельной добычи продукции.

Оценить возможные изменения удельной добычи газа на поздних стадиях эксплуатации можно по данным разработки истощенных газовых залежей с аналогичной геологопромысловой характеристикой.

Для оценки коэффициента газоотдачи пользуются зависимостью между текущим отбором газа (обычно годовая добыча) и накопленной добычей газа на ту же дату. Названные показатели рассчитывают в процентах от начальных геологических запасов. Экстраполируя эту зависимость в период падающей добычи до мини-

мально рентабельных значений годовой добычи газа (обычно порядка 0,1 %), можно получить значение конечной газоотдачи.

Как показала практика разработки, достоверная оценка газоотдачи по зависимостям $r_{пл}$ от $Q_{нак}$, $Q_{тек}$ от $Q_{нак}$ возможна лишь после достаточно длительной разработки, когда тенденция в изменении $r_{пл}$ и $Q_{тек}$ уже определилась.

Оценка коэффициента газоотдачи по указанным зависимостям возможна и при газоводонапорном режиме. Однако в этом случае возникают дополнительные трудности, связанные с определением заводненного объема, добычи газа за счет вытеснения его водой, потерь заземленного газа в зонах повышенной геолого-физической неоднородности.

§ 3. ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ И ПОВЫШЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ

По результатам геологопромыслового анализа разработки намечаются и осуществляются различные геолого-технологические мероприятия, направленные на интенсификацию нефтегазодобычи из скважин, улучшение состояния продукции, увеличение охвата объекта разработкой в целом, повышение коэффициента нефтеотдачи.

К мероприятиям по интенсификации нефтегазодобычи из скважин относятся различные способы физико-химического воздействия на призабойную зону пласта в добывающих скважинах (термохимические обработки, гидроразрыв, обработка ПАВ и другими реагентами), форсирование отборов жидкости.

Мероприятия по улучшению состояния продукции—это в основном изоляционные работы по борьбе с преждевременным обводнением, загазовыванием скважин, регулирование закачки и отбора жидкости, газа для борьбы с обводнением, дегазацией нефти, выносом твердых частиц (разрушением призабойной зоны), гидратообразованием и т. п.

К мероприятиям по увеличению охвата пласта разработкой относятся: ввод новых добывающих (нагнетательных) скважин, подключение в разработку ранее неперфорированных интервалов разреза, увеличение перепадов давления между нагнетательными и добывающими скважинами, переход на импульсный (циклический) режим нагнетания, регулирование профилей приемистости и притока (изменение репрессий и депрессий на пласт, обработка его химическими реагентами и др.).

Эффективность мероприятий по интенсификации нефтегазодобычи из скважин оценивается сравнением дебитов нефти, газа и коэффициентов продуктивности до и после физико-химического воздействия на призабойную зону.

При осуществлении форсированного отбора жидкости необходимо кроме прироста добычи учитывать изменение обводненности, темпов обводнения и возможное увеличение коэффициента нефте-

отдачи. Так, если прирост добычи нефти в результате форсированного отбора сопровождался значительным увеличением темпов роста обводненности продукции, эффект от форсирования может рассматриваться как временный.

Эффективность мероприятий по улучшению состояния продукции оценивается по тому, как изменились обводненность продукции, газовый фактор, дебит нефти и газа. При этом, если уменьшение обводненности и газового фактора не привело к уменьшению дебита нефти и коэффициента продуктивности по нефти, можно говорить о положительном эффекте того или иного мероприятия. Мероприятия по борьбе с выносом твердых частиц, гидратообразованием, регулированию отбора жидкости, газа, обработке химическими реагентами считаются эффективными, если после их проведения уменьшились вынос твердых частиц и выпадение гидратов.

Увеличение охвата пласта разработкой вводом новых добывающих скважин оценивается по приросту добычи нефти, газа и величине коэффициента нефтегазоотдачи, полученной в этих скважинах. При этом следует иметь в виду две группы добывающих скважин:

1) скважины, вскрывшие ранее не охваченные сеткой скважин участки пласта (линзы, тупиковые, застойные зоны). Вся добыча нефти (газа) из этих скважин учитывается как чистый прирост добычи нефти, газа (нефтегазоотдачи);

2) скважины, вскрывшие участки пласта, гидродинамически связанные с соседними разрабатываемыми участками. Дополнительная добыча нефти, газа, прирост нефтегазоотдачи рассчитываются с учетом интерференции с соседними скважинами, вступившими в эксплуатацию ранее. При падении или увеличении темпа падения добычи (дебита) нефти и газа в соседних скважинах необходимо из объема добычи по новым скважинам вычесть долю добычи, на которую она снизилась в соседних скважинах. Если дебит или темп падения дебитов соседних скважин не изменились, т. е. интерференции нет, добыча по новым скважинам рассматривается как чистый прирост нефтегазодобычи (коэффициента нефтегазоотдачи).

Ввод нагнетательных скважин, увеличение перепада давления между нагнетательными и добывающими скважинами, переход на импульсный (циклический) режим закачки считаются эффективными, если в результате этого дебиты нефти, коэффициенты продуктивности соседних добывающих скважин повысились (или снизился темп их падения).

Эффективность регулирования профилей притока в добывающих скважинах и профилей приемистости в нагнетательных скважинах определяется увеличением работающей мощности пласта, дебитов нефти (газа), коэффициентов продуктивности в этих скважинах, снижением темпов роста обводненности.

Если рассмотренных выше мероприятий по регулированию разработки нефтяных залежей недостаточно для существенного

улучшения ее состояния, может возникнуть необходимость применения новых методов воздействия на пласт.

К новым методам воздействия на пласт для интенсификации его разработки и повышения коэффициента нефтеотдачи относятся:

термические (закачка горячей воды, пара, создание внутрипластового очага горения);

химические (закачка воды обработанной различными химическими реагентами, улучшающими вытеснение нефти);

закачка газа под высоким давлением (углеводородные газы, CO_2 и др.).

Целесообразность применения того или иного метода повышения коэффициента нефтеотдачи определяется на основе детального изучения геологопромысловой характеристики эксплуатационного объекта, геологопромыслового анализа его разработки за предшествующий период.

Для увеличения коэффициента конденсатоотдачи могут быть также использованы методы воздействия на пласт, ибо потери конденсата в недрах при обычных способах разработки газовых и газоконденсатных залежей достигают 0,5—0,6.

Наиболее распространенный ныне метод повышения коэффициента конденсатоотдачи — обратная закачка добываемого газа в пласт для поддержания пластового давления на уровне, обеспечивающем максимальное извлечение конденсата.

Применение новых методов воздействия на пласт, и особенно термохимических методов повышения нефтеотдачи, во многих случаях требует использования специальной технологии бурения скважин (главным образом специального стойкого к термохимическому воздействию подземного и наземного оборудования скважин и цемента).

Глава XII

ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЕ ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЦИАЛИСТИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

Совершенствование планирования должно опираться на хорошо обоснованную научную методологию, обеспечивать быстрое внедрение достижений науки и техники, пропорциональность в развитии различных отраслей народного хозяйства, повышение производительности труда и максимума продукции при наименьших затратах материально-технических ресурсов и рабочей силы.

Планирование добычи нефти и газа базируется на наличии месторождений и перспективных площадей с разной степенью

геологической изученности. При планировании учитываются извлекаемые запасы.

Различают два вида планирования: текущее (на год, квартал, месяц) и перспективное (на пятилетку и на более длительные периоды). Для социалистического принципа планирования характерна неразрывная связь перспективного и текущего планирования.

Перспективное планирование осуществляется в определенной последовательности. Сначала на основе информации о добычных возможностях открытых месторождений, прогноза прироста новых запасов, потребности в нефти и газе, наличия материально-технических ресурсов Госплана СССР, Миннефтепром, Мингазпром определяют контрольные цифры по добыче нефти, газа на планируемый период.

Миннефтепром, Мингазпром задают по отраслям в целом уровни добычи нефти, газа и определяют задания по добыче по различным нефтегазодобывающим районам.

На нефтегазодобывающих предприятиях задания по добыче (контрольные цифры) уточняют и обосновывают по технико-экономическим показателям и создают проекты планов добычи. Планы добычи по району, группам месторождений устанавливают суммированием этого показателя по отдельным месторождениям и эксплуатационным объектам.

После взаимной увязки проектов планов и контрольных цифр Госплан СССР совместно с министерствами составляет проект плана развития отраслей в целом и представляет на утверждение в Верховный Совет СССР. Утвержденный Верховным Советом СССР проект плана развития имеет силу закона и обязателен для выполнения министерствами и их предприятиями.

§ 2. ТЕКУЩЕЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

Текущее планирование в нефтегазодобывающих районах осуществляется в целях уточнения заданий пятилетнего плана на текущий год (квартал, месяц) исходя из дополнительной информации, полученной в ходе реализации пятилетнего плана.

Текущее планирование добычи нефти и газа базируется на запасах разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений (эксплуатационных объектов).

Плановую добычу рассчитывают по каждому эксплуатационному объекту отдельно, затем результаты суммируют. Расчет добычи ведут по трем категориям скважин — переходящим, введенным из бездействия, новым. Первые две категории относятся к старым скважинам.

Формула расчета имеет общий вид: $Q_{\text{год (квартал, месяц)}} = Q_{\text{пер}} + Q_{\text{безд}} + Q_{\text{нов}}$. В этой формуле $Q_{\text{пер}}$ — добыча из переходящих скважин, $Q_{\text{пер}} = Q_{\text{тек}} K_{\text{изм}}$, где $Q_{\text{тек}}$ — добыча текущего года; $K_{\text{изм}}$ — отношение уровня добычи последующего года к уровню добычи предыдущего года; $K_{\text{изм}}$ получают по кривым его дина-

мики за предыдущий период разработки (в соответствии с проектом разработки); $Q_{\text{безд}}$ — ожидаемая добыча из скважин бездействующего фонда, $Q_{\text{безд}} = N_{\text{безд}} g_{\text{безд}} \cdot 165 K_3$, где $N_{\text{безд}}$ — количество бездействующих скважин, вводимых в эксплуатацию; $g_{\text{безд}}$ — ожидаемый средний дебит на одну бездействующую скважину; 165 — среднее число дней работы скважины; K_3 — коэффициент эксплуатации, т. е. отношение числящегося времени к отработанному; $Q_{\text{нов}}$ — ожидаемая добыча из новых скважин (в соответствии с проектом разработки), $Q_{\text{нов}} = N_{\text{нов}} g_{\text{нов}} \cdot 165 K_3$, где $N_{\text{нов}}$ — количество новых скважин (в соответствии с проектом разработки); $g_{\text{нов}}$ — ожидаемый средний дебит новых скважин (в соответствии с проектом и фактическим состоянием разработки участка, где вводятся новые скважины).

Таким образом, основные показатели текущего плана устанавливаются в соответствии с проектом разработки.

Если при реализации проекта разработки наблюдается значительное (и длительное) отклонение фактических показателей разработки от проектных, необходимо установить причины этого и на этой основе составить и утвердить новый проект разработки (доработки). Новый проект разработки ляжет в основу планирования на последующие сроки.

§ 3. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

Перспективное планирование определяет перспективы развития нефтегазодобывающей промышленности на 10 и более лет. Геологическое обоснование перспективного плана на 10, 15 лет и более содержит следующие показатели.

1. Состояние фондов, находящихся в разработке (запасы объектов, размеры площадей, число добывающих, нагнетательных скважин, средние дебиты скважин и др.).

2. Состояние разведанных фондов (объектов, мощностей), подготовленных к разработке (число объектов, запасы, продуктивность и др.).

3. Характеристика площадей (объектов), где ведутся разведочные работы (состояние разведки, объем необходимого разведочного бурения, ожидаемые результаты и сроки окончания разведочных работ).

4. Состояние геологопоисковых и геофизических работ по отдельным площадям, районам и планы дальнейших геологопоисковых и разведочных работ.

5. План геологопоисковых работ, обеспечивающий необходимые темпы развития нефтегазодобычи на длительные сроки.

В плане должны быть предусмотрены усовершенствование и создание новых методов (комплексов) геофизических, геологических, гидрогеологических, геохимических исследований для повышения эффективности поисково-разведочных работ.

Перспективные планы обычно бывают пятилетними и долгосрочными (на несколько пятилеток). Пятилетний план базируется на детальном технико-экономическом расчете. Долгосрочное

планирование определяет основные направления развития отрасли и научно-технического прогресса и ориентировочные размеры необходимых капитальных вложений. Определение уровней добычи нефти и газа по отрасли в целом и по отдельным районам зависит от прогноза прироста запасов нефти и газа.

При прогнозе прироста запасов, планировании нефтегазодобычи выделяют следующие категории месторождений: разрабатываемые; открытые, но не введенные в разработку; которые еще не открыты, но в соответствии с прогнозом должны быть открыты и введены в разработку в планируемый период.

По разрабатываемым месторождениям добычи нефти и газа бурение скважин и другие работы планируют в соответствии с проектами, генеральными схемами разработки. Принципы перспективного планирования на пятилетку те же, что и при текущем планировании.

Среди месторождений объектов открытых, но не введенных в разработку, различают две категории:

1) подготовленные к разработке; планирование ведется в соответствии с утвержденными технологическими схемами;

2) открытые, но не достаточно разведанные для проектирования разработки; показатели разработки планируются по аналогии с близкими по геологическому строению разрабатываемыми месторождениями. Пятилетний план добычи составляется по открытым месторождениям рассмотренных выше групп (категорий).

Планирование на длительную перспективу (10—15 лет и более) ведется по всем трем группам месторождений, т. е. разрабатываемым, открытым, но не введенным в разработку, неоткрытым.

Очевидно, что наибольшие трудности представляет планирование добычи по неоткрытым месторождениям. Планирование по этой группе осуществляют исходя из: прогноза прироста запасов нефти и газа в отдельных районах; возможного времени начала освоения запасов; реальных возможностей темпов освоения этих запасов.

В последнее время выполнен ряд исследований по обобщению опыта разработки длительно эксплуатируемых залежей нефти в различных районах нашей страны. Так, группой ученых МИНХ и ГП под руководством проф. М. М. Ивановой получены интересные результаты по влиянию основных геологических (и технологических) факторов на показатели разработки и величины коэффициента конечной нефтеотдачи. Определена оптимальная динамика добычи нефти (жидкости) в зависимости от геологопромысловой характеристики (в основном относительной вязкости нефти и степени геологической неоднородности) залежей. Результаты этих работ могут быть успешно использованы при перспективном планировании добычи нефти на открытых, но еще не достаточно разведанных месторождениях, а также на еще не открытых месторождениях.

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В условиях научно-технического прогресса, способствующего быстрому развитию нефтегазодобывающей промышленности, все более возрастает влияние человеческой деятельности на недра нашей планеты и окружающую среду. Все острее становится проблема охраны недр. Решение этой проблемы в нефтегазодобывающей промышленности приобретает особую важность, поскольку такие природные богатства, как нефть и газ, не бесконечны.

Охране недр нефтяных и газовых месторождений в нашей стране придается весьма важное значение. В числе первых декретов Советской власти был декрет о национализации земли и недр нашей страны, подписанный В. И. Лениным в январе 1918 г. Национализация недр в Советской России позволила впервые в мире вести плановое изучение, разработку, охрану недр и окружающей среды нефтяных и газовых месторождений и обеспечивать таким образом условия для эффективного использования запасов нефти и газа, бурного роста социалистической экономики в целом.

Социалистический принцип владения недрами позволяет проводить систематические и плановые геологические исследования, обосновывать и осуществлять меры по эффективному использованию запасов нефти, газа, охране недр в масштабах всего месторождения (объекта), всей нефтегазодобывающей промышленности с учетом долговременных перспектив развития советской экономики и общества.

В материалах XXIV, XXV, XXVI съездов КПСС, в новой Конституции СССР, в законах и постановлениях ЦК КПСС и Советского правительства предусматриваются конкретные крупные мероприятия по усилению борьбы за комплексное, эффективное использование запасов недр нефтяных и газовых месторождений, охране недр и окружающей среды при освоении этих месторождений.

Разработка месторождения нефти и газа, как и других полезных ископаемых, допускается при наличии горного отвода, утвержденного Госгортехнадзором СССР, союзных республик. Горный отвод — это часть земных недр, предоставляемая предприятию для промышленной разработки содержащихся в ней залежей полезных ископаемых, размеры горного отвода определяются границами разведанного месторождения.

Для получения горного отвода предприятие, которому предстоит вести разработку месторождения, должно представить в управление округа Госгортехнадзора СССР проект горного отвода.

Проект горного отвода содержит: а) краткую геологическую характеристику месторождения, данные о запасах, сведения о смежных горных отводах, о застроенности территорий, об исполь-

зовании земельных участков над горным отводом, о других полезных ископаемых, находящихся в недрах горного отвода, сообщения о комплексном использовании запасов всех полезных ископаемых и др.; б) копию топографического плана поверхности в границах горного отвода и копии структурных карт в масштабе не мельче 1 : 25 000 с указанием залежей, а также увязанные со структурной картой геологические профили, на которых указываются глубины залегания продуктивных интервалов.

Правилами по охране недр при разработке месторождений нефти и газа предусматривается:

применение наиболее рациональных и эффективных методов добычи для наиболее полного извлечения нефти, газа при данных геологических и технико-экономических условиях разработки;

недопущение сверхнормативных потерь нефти, газа, конденсата в недрах, а также выборочной разработки наиболее продуктивных участков залежи, приводящей к резкому ухудшению показателей разработки всей залежи и к снижению уровня кондиционности оставшихся запасов; осуществление доразведки месторождения, перевод всех разрабатываемых и дополнительно подготовленных к разработке запасов в высокие категории;

состояние и движение запасов;

недопущение порчи запасов разрабатываемых и соседних месторождений;

наиболее полное извлечение из недр попутных полезных ископаемых и компонентов, содержащихся в основных полезных ископаемых;

охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, пожаров и других факторов, снижающих промышленную ценность месторождения;

безопасное ведение всех работ и охрана окружающей среды.

§ 1. ОХРАНА НЕДР ПРИ РАЗБУРИВАНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для выполнения требований по охране недр при разбурировании нефтяных и газовых месторождений должны быть соблюдены следующие основные условия:

применение технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов, поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;

опробование промежуточных (непроектных) интервалов при наличии нефтегазопроявлений, благоприятных данных промысловой геофизики, керна, шлама для более полной оценки нефтегазоносности всего разреза;

вскрытие продуктивных интервалов с применением промысловых жидкостей, обеспечивающих минимально возможное загрязнение призабойной зоны и уменьшение продуктивности скважины;

выбор конструкции скважины, оборудования фильтра, обеспечивающих безаварийную и эффективную эксплуатацию (в соответствии с проектными данными);

обеспечение надежной изоляции всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизации заколонного пространства (при цементировании эксплуатационной колонны) для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков флюидов и создания хорошей связи скважины и пласта через перфорационные отверстия;

выбор способа вскрытия пласта (перфорации эксплуатационной колонны после цементирования), обеспечивающего максимальный (в соответствии с проектом) дебит скважины и ее хорошее техническое состояние;

выбор интервала перфорации, обеспечивающий максимальное (по мощности) вскрытие продуктивного интервала при условии предотвращения преждевременного обводнения подошвенными водами и прорыва газа из газовой шапки;

выбор способа освоения скважины, обеспечивающего максимальный (проектный) ее дебит, предотвращение открытого фонтанирования и других аварийных ситуаций (разрушения призабойной зоны, смятия колонны и др.);

проведение комплекса глубинных исследований при опробовании скважины и пробной эксплуатации для получения необходимого объема информации о геолого-физических свойствах объекта опробования, свойствах пластовых флюидов, пластовых условиях, продуктивности и др. с целью лучшего обоснования схемы, проекта разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации).

§ 2. ОХРАНА НЕДР ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Правила охраны недр в процессе промышленной эксплуатации предусматривают неукоснительное выполнение положений проекта разработки. Для выполнения проектных решений необходимо осуществлять эффективный геологопромысловый контроль и гибкое регулирование разработки. Контроль и регулирование разработки должны обеспечить эффективное использование пластовой энергии, системы воздействия на пласт, фонда скважин, мер по интенсификации нефтегазодобычи из этих скважин для поддержания проектных (плановых) темпов добычи нефти, газа и достижения максимально возможной в данных геолого-технологических условиях величин коэффициента нефтегазоконденсатаотдачи.

Чтобы решить эти задачи, необходимо:

поддерживать пластовое давление на уровне, обеспечивающем эффективную эксплуатацию фонда скважин;

не допускать закачку излишне больших объемов воды и соответственно чрезмерный рост пластового давления, который мо-

жет существенно затруднить бурение новых скважин (особенно на участках, где пластовое давление превышает первоначальный уровень);

распределять объемы закачки по участкам залежи в строгом соответствии с отборами жидкости на этих участках;

осуществлять (особенно на поздних стадиях разработки) меры по изменению направлений фильтрационных потоков, переход на циклическое заводнение на участках, не охваченных или слабо охваченных разработкой;

максимально использовать пластовую (попутно добываемую) воду при заводнении для повышения полноты нефтевытеснения;

не допускать излишне высокие отборы жидкости, особенно по скважинам, расположенным вблизи контуров водоносности, газоносности, нагнетательных рядов, чтобы максимально предотвратить преждевременное обводнение, загазовывание, уменьшение влияния закачки в скважинах внутренних рядов;

принимать своевременные меры по вводу в эксплуатацию скважин бездействующего фонда, увеличению сроков межремонтной работы скважин, своевременному переходу на механизированные способы эксплуатации, изменению режима работы оборудования для подъема жидкости в целях более полного использования пробуренного фонда скважин, равномерного распределения отборов и закачки по площади залежи;

при резком уменьшении продуктивности, увеличении обводненности, прорывах газа принимать своевременные меры по интенсификации нефтегазодобычи, изоляции вод, загазованных интервалов;

при проведении работ по повышению продуктивности скважин ограничивать давление закачки (солянокислотная обработка и др.), интервалы и интенсивность обработки (гидропескоструйная перфорация, гидроразрыв) вблизи ВНК, ГВК, ГНК, чтобы не произошло преждевременного подтягивания воды или прорыва газа в обрабатываемой скважине.

Одна из главных задач охраны недр нефтяных и газовых месторождений — максимальное использование запасов нефти и газа с соблюдением условий, при которых не было бы вредных последствий для окружающей подземной среды.

Технология разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласт заводнением позволила существенно повысить степень извлечения запасов нефти (по сравнению с разработкой при природном режиме коэффициенты нефтеотдачи выросли вдвое). Таким образом, в решении основной задачи охраны недр нефтяных месторождений — повышении нефтеотдачи — были достигнуты серьезные успехи. Вместе с тем эффективность извлечения запасов нефти пока еще не полностью удовлетворяет растущим потребностям экономики СССР. В условиях применения прогрессивного метода заводнения, обеспечившего значительный прирост коэффициента нефтеотдачи, почти половина запасов нефти все еще остается в недрах. Между тем, уве-

личение коэффициента нефтеотдачи уже на несколько процентов равносильно открытию новых крупных и крупнейших нефтяных месторождений в уже освоенных нефтяных районах СССР.

Газоконденсатные месторождения у нас в стране пока еще разрабатываются без воздействия на пласт. По расчетам специалистов это может привести к значительным потерям конденсата в недрах (до 40 % и более). Использование активных методов разработки газоконденсатных месторождений сулит значительный прирост добычи конденсата и более полное извлечение его из недр. Поэтому в ближайшие годы необходимо принимать экономически и технологически целесообразные меры воздействия на газоконденсатные залежи.

В последнее время разрабатываются проекты эксплуатации крупных газовых и газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт, что позволит существенно уменьшить потери конденсата в пластах, в частности в районах Западной Сибири.

Таким образом, применение новых методов воздействия на пласт — это основной путь повышения эффективности использования запасов недр нефтяных и газовых месторождений.

Между тем процессы, происходящие в недрах нефтегазовых месторождений при осуществлении новых методов воздействия на пласт, изучены еще далеко не полно. Отсюда очевидно, что необходимо широкое развитие методики и практики геолого-промысловых исследований для познания новых внутрипластовых процессов, для обоснования эффективного внедрения этих процессов в различных геологических условиях и мер по охране недр.

§ 3. ВРЕМЕННАЯ КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

К категории скважин, которые могут быть временно законсервированы, относятся:

разведочные, давшие промышленную нефть или газ на разведочных площадях или на новых участках месторождения до окончания их обустройства и ввода в промышленную или опытно-эксплуатацию;

разведочные, пробуренные за контуром нефтегазоносности, если их можно использовать как нагнетательные (или пьезометрические) при разработке месторождения;

нефтяные и газовые, эксплуатация которых временно прекращена, чтобы не вызвать дегазацию или преждевременное обводнение залежи;

нефтяные, давшие нефть низкого качества при ограничении ее добычи на данном участке;

нефтяные и газовые, эксплуатация которых прекращена в целях соблюдения требований противопожарной и санитарной охраны, а также скважины, расположенные в пределах населенных пунктов;

нефтяные и газовые, обводнившиеся в процессе эксплуатации, если они будут использованы в качестве нагнетательных (пьезометрических) при дальнейшей разработке месторождения;

высокообводненные и малодобитные, эксплуатация которых в настоящее время невыгодна, при условии, что временная консервация не повлечет ухудшения состояния разработки в целом.

§ 4. ПЕРЕВОД СКВАЖИН НА ДРУГИЕ ОБЪЕКТЫ

Перевод скважин на другие объекты осуществляется лишь в тех случаях, если доказана нецелесообразность (или техническая невозможность) их использования в качестве нагнетательных, пьезометрических, контрольных, наблюдательных для данного объекта.

Основные технологические причины, вынуждающие перевести скважины на другой объект, — это высокая обводненность продукции, малые дебиты скважины. Добывающая скважина считается выполнившей свое проектное назначение для данного объекта, если продукция ее обводнилась до величины, соответствующей максимальной проектной обводненности, или дебит нефти снизился до минимально рентабельного проектного уровня. Нагнетательную скважину переводят на другие объекты тогда, когда закачка воды в нее не оказывает влияния на окружающие участки разработки данного объекта по геолого-технологическим причинам. Переводу на другие горизонты подлежат также скважины, где газовый фактор выше установленной для данного объекта нормы, соответствующей оптимальным условиям эксплуатации.

Перевод скважин на другие объекты по техническим причинам допускается: при отсутствии возможности проведения изоляционных работ в скважинах с целью прекращения притока «чужих» вод; когда скважину нельзя эксплуатировать из-за поломки обсадных колонн (при отсутствии технических возможностей для их исправления); если имеют место сложные технические аварии скважин (поломка и прихват насосно-компрессорных труб и т. п.), устранить которые нельзя.

Перевод скважин на другие объекты осуществляется после согласования с компетентными органами Госгортехнадзора СССР. При переводе скважин на вышележащий объект, разрабатываемый объект необходимо изолировать посредством установки цементного стакана (пробки).

§ 5. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

При разработке нефтяных и газовых месторождений ликвидации подлежат:

разведочные, оценочные скважины, выполнившие свое назначение и оказавшиеся после бурения непродуктивными;

скважины, не доведенные до проектной глубины и не вскрывшие проектный интервал по геологическим и техническим причинам;

добывающие, нагнетательные и наблюдательные скважины, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях (т. е.

там, где продуктивный объект отсутствует или представлен плохими коллекторами);

скважины, запланированные как разведочные или добывающие, но не подлежащие ликвидации по техническим причинам из-за низкого качества проводки или аварий в процессе бурения;

скважины, обводнившиеся до проектного уровня, или скважины, дебит нефти которых снизился до минимальной (проектной) величины, когда их нельзя использовать как нагнетательные, пьезометрические или добывающие на другом объекте;

нагнетательные и наблюдательные скважины, если их дальнейшее использование невозможно или нецелесообразно по геологическим и техническим причинам.

Скважины, вскрывшие нефтегазоносные интервалы и подлежащие ликвидации по техническим причинам, ликвидируются только после согласования с территориальным управлением Госгортехнадзора СССР.

Ликвидации скважин должны предшествовать необходимые изоляционные работы с целью соблюдения требований охраны недр. Скважины всех рассмотренных категорий, исключая непродуктивные разведочные, поисковые, параметрические и опорные, обсаженные трубами и вскрывшие в разрезе водоносные пласты, ликвидируют путем извлечения обсадной колонны (там, где это технически осуществимо) с последующей заливкой ствола скважины цементным или глинистым раствором и обязательным цементированием устья скважины.

§ 6. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Разработка нефтяных и газовых месторождений оказывает значительное влияние не только на недра, но и на окружающую природную среду. Так, при разбуривании и эксплуатации месторождений под строительство скважин, коммуникаций, промысловых объектов занимают значительные участки земной поверхности (сельскохозяйственные, лесные угодья и др.). Возникают потребности в водоснабжении, которые в большинстве случаев покрываются за счет наземных источников. Создаются условия для загрязнения водных бассейнов, грунтовых вод, воздушного бассейна при бурении, освоении, эксплуатации скважин, нарушения почвенного и растительного покрова, оседания земной поверхности и др.

Поэтому при разбуривании и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений необходимо осуществлять следующие основные меры:

сокращать размеры земельных угодий для промысловых сооружений; осуществлять рекультивацию почвы после (или, если возможно, во время) использования этих угодий;

предотвращать загрязнение атмосферы, земной поверхности, естественных водоемов, грунтовых вод газами, нефтью, пласто-

вой водой, химреагентами и другими отходами нефтегазового производства;

сокращать потребление вод естественных водоемов, переходить на водооборотную систему водоснабжения;

контролировать и предотвращать оседание земной поверхности. Разрушение нефтяных и газовых месторождений наиболее ощутимо влияет на состояние почвы, сельскохозяйственных и лесных угодий. Почва, растительный (и животный) мир — наиболее ранимые элементы природной экологической системы при разрушении нефтяных и газовых месторождений. Хотя почва, так же как животный и растительный мир, кислород атмосферы и вода, относится к группе естественно самовозобновляющихся ресурсов, при современном уровне деятельности человека она теряет свои компенсационные способности самовоспроизводства в необходимых для общества масштабах.

Большой урон наносится почве промышленной деятельностью человека. Почва загрязняется химическими и другими отходами производства, разрушается в процессе горных работ и т. п. Потери плодородных земель особенно ощутимы в связи с тем, что существующие резервы неиспользуемых плодородных земель постоянно сокращаются.

Сохранность земли как ценнейшего богатства нашей страны — одна из главных задач, которую решало первое в мире социалистическое государство рабочих и крестьян с первых дней его образования.

В декабре 1968 г. Верховным Советом СССР были утверждены «Основы земельного законодательства Союза ССР и союзных республик», определившие правила землепользования в нашей стране.

Земля является главным средством производства в сельском хозяйстве и площадным базисом размещения и развития всех отраслей народного хозяйства. Научно обоснованное, рациональное использование всех земель, охрана их и всемерное повышение плодородия почв — общенародная задача.

Непосредственное отношение к предприятиям министерств геологии, нефтяной и газовой промышленности имеют статьи Основ земельного законодательства, посвященные срокам землепользования, где говорится, что земля предоставляется в бессрочное или временное пользование.

Бессрочным (постоянным) признается землепользование без заранее установленного срока. Земля, занимаемая колхозами, закрепляется за ними в бессрочное пользование, т. е. навечно.

Временное пользование землей промышленными предприятиями может быть краткосрочным — до трех лет и долгосрочным — от трех до десяти лет. В случае производственной необходимости эти сроки могут быть продлены на период, не превышающий сроков краткосрочного и долгосрочного временного пользования.

Предприятия, разрабатывающие месторождения полезных ископаемых открытым или подземным способом, проводящие

геологоразведочные, строительные или иные работы на предоставленных им во временное пользование сельскохозяйственных землях или лесных угодьях, обязаны за свой счет приводить эти земельные участки в состояние, пригодное для использования в сельском, лесном или рыбном хозяйстве, а при производстве указанных работ на других землях — в состояние, пригодное для использования их по назначению. Земельные участки должны приводиться в пригодное состояние в ходе работ или не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Промышленные и строительные предприятия обязаны не допускать загрязнения сельскохозяйственных и других земель производственными и другими отходами, а также сточными водами. Они обязаны также снимать, хранить и наносить плодородный слой почвы на рекультивируемые земли, а при экономической целесообразности и на малопродуктивные угодья.

В июне 1976 г. Советом Министров СССР было принято постановление «О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геологоразведочных, строительных и других работ».

Мероприятия по восстановлению плодородия рекультивируемых земель для использования в сельском или лесном хозяйстве (внесение удобрений, известкование и другие работы) осуществляются землепользователями, которым передаются (возвращаются) земли, за счет средств предприятий и учреждений, проводивших на этих землях работы, связанные с нарушением почвенного покрова.

Условия приведения земель, почвенный покров которых нарушен при разработке месторождений полезных ископаемых и других работ, в состояние, пригодное для использования в сельском, лесном и рыбном хозяйстве, а также порядок использования снимаемого при проведении указанных работ плодородного слоя почвы устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, предоставляющими земельные участки в пользование.

В районах Крайнего Севера, пустынных районах и необжитых отдаленных местностях условия проведения указанных работ определяются в каждом конкретном случае советом министров союзной республики совместно с Министерством сельского хозяйства СССР, а также с Государственным комитетом лесного хозяйства (Совета Министров СССР) и министерством или ведомством, которому предоставляются земельные участки в пользование.

Отвод земельных участков, занятых сельскохозяйственными угодьями, под разработку месторождений полезных ископаемых и добычу торфа действующим предприятиям, организациям и учреждениям производится с учетом времени, необходимого для проведения соответствующих подготовительных работ, как правило, после осуществления ими рекультивации ранее отведенных земельных участков, в которых отпала надобность, и передачи

этих участков соответствующим землепользователям, либо нанесения плодородного слоя почвы на малопродуктивных угодьях.

Затраты по рекультивации земель, по восстановлению плодородия рекультивируемых земель, а также снятию плодородного слоя почвы, хранению и нанесению его на рекультивируемые земли или малопродуктивные угодья относятся:

при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа — на себестоимость продукции предприятия;

при строительстве предприятий, зданий и сооружений — на стоимость этих объектов;

при проведении геологоразведочных, геологосъемочных, поисковых, геодезических и других работ — на стоимость этих работ.

Министерство геологии СССР должно обеспечить при проведении детальных разведочных работ на месторождениях полезных ископаемых, разработка которых связана с нарушением земной поверхности, исследование физико-механических и химических свойств вмещающих пород и передачу соответствующих данных заинтересованным проектным организациям для составления проектов разработки месторождений с учетом требований рекультивации земель.

Таблица 4

Норма земельных участков под строительство скважин и сооружений

Разновидность бурения	Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин, км ² , отводимых		
	во временное краткосрочное пользование на период бурения скважин	во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин	
1. При бурении с дизельным приводом: установками грузоподъемностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53 м	0,021	0,0036	
	то же с вышкой высотой 41 м	0,0036	
	установками грузоподъемностью от 75 до 80 т	0,017	0,0036
2. При бурении с электрическим приводом: установками грузоподъемностью от 125 до 200 т с вышкой высотой 53 м	0,02	0,0036	
	то же, с вышкой высотой 41 м	0,018	0,0036
	установками грузоподъемностью от 75 до 80 т	0,016	0,0036
3. При бурении скважин на газовых месторождениях независимо от типа буровой установки и высоты вышки	0,035	0,0036	
4. При бурении куста скважин к размерам земельных участков, приведенных в п. 1, 2, 3, на каждую скважину в кусте, кроме первой, следует добавить	0,02	0,001	

Таблица 5

Ширина полос земли для подземных трубопроводов и дорог, м

Трубопроводы и дороги	Временное краткосрочное пользование на период строительства		Временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин
	без снятия и восстановления плодородного слоя	со снятием и восстановлением плодородного слоя	
1. Нефтепроводы и газопроводы диаметром 150 мм при глубине заложения трубы 1,6 м	17	24	—
2. Нефтепроводы и газопроводы диаметром 500 мм при глубине заложения трубы до 1,6 м	23	32	—
3. Водоводы и трубопроводы агрессивных вод, канализации и глинопроводы диаметром до 500 мм при глубине заложения 2,2 м	27	36	—
4. Дороги для подъезда к скважинам на землях:			
не покрытых лесом	10	10	6
покрытых лесом	6	6	6
5. Временные дороги для перемещения вышки буровой установки:			
не прямых участках трассы при поперечном уклоне местности до 6°	20	20	—
на кривых участках трассы или на прямых участках при поперечном уклоне местности более 6°	50	50	—

Предприятия нефтяной и газовой промышленности под строительство промысловых хозяйств, бурение и эксплуатацию скважин, строительство разного рода коммуникаций занимают значительные площади пахотных и лесных угодий. Для сокращения изъятия земель из сельского хозяйства земельные отводы под строительство различного вида промысловых сооружений в настоящее время строго регламентированы (табл. 4 и 5).

Одновременно с разработкой проекта горного отвода составляется проект отвода земельного участка (земельный отвод) для строительства горного предприятия и разработки месторождения ископаемого.

Земельный отвод оформляется и утверждается республиканскими, городскими или районными Советами депутатов трудящихся в установленном порядке, после оформления горного отвода.

Предприятия обязаны вести горные работы в соответствии с утвержденным проектом, а также охранять от вредного влияния горных разработок все подземные и наземные сооружения и сооружения на континентальном шельфе СССР и, кроме того,

природные объекты в пределах горного отвода и на его территории.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений почва загрязняется нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Загрязнения приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почвы. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. В результате загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, загрязняет подземные воды. Плодородный слой земли самостоятельно не восстанавливается после воздействия нефти в течение длительного периода времени. Объясняется это тем, что из грунта вытесняется кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов. Почва самоочищается путем биологического разложения нефти очень медленно.

В процессе буровых работ почва может загрязняться глинистым раствором, химическими веществами сточных и промывочных жидкостей, а также шламом. Наличие органических реагентов в сточных водах способствует образованию стойких, неотстаивающихся суспензий.

Немалый ущерб растительному покрову и поверхностному слою почвы наносится при перетаскивании тракторами буровых вышек и оборудования на новые точки. Особенно заметный ущерб растительному и почвенному покрову наносится в районах развития вечномерзлых пород. Здесь на всем протяжении пути тракторов остается широкая полоса земли, на которой отсутствует какая-либо растительность. Протаивание мерзлых грунтов на полосе приводит к образованию болот, а вымывание оттаявшей почвы — к образованию провалов и оврагов.

Добываемые пластовые и сточные воды, содержащие различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т. п.), из-за токсичности отрицательно воздействуют на живые организмы и растительный мир. После разлива высокоминерализованных вод на плодородный слой земли период полного восстановления почвы составляет около 20 лет.

Нарушение природного равновесия в районах добычи нефти и газа наблюдается при обустройстве промыслов и нередко сопровождается нарушением растительного покрова и почвы, особенно при строительстве трубопроводов, временных дорог, линий электропередач, водоводов, площадок под будущие поселки и т. п. Заметные нарушения почвы происходят при бессистемном передвижении по территории промыслов транспортных машин, тракторов, тягачей и землеройной техники.

Большой вред природе наносится при попадании нефти и отработанного глинистого раствора в реки и водоемы. Установле-

но, что повышение количества углеводов в водах рек и озер губительно действует на гидрохимический режим, а при достижении их концентрации в воде выше 0,05 г/л наступают необратимые последствия, приводящие к гибели обитателей водоемов, уничтожению нерестилищ ценных рыб.

Вредное воздействие на окружающую природную среду может оказывать и извлекаемый вместе с нефтью растворенный в ней газ. В газе содержится повышенное содержание легких углеводов. При сжигании этого газа в факелах образуются различные химические соединения, длительное время сохраняющиеся в воздухе во взвешенном состоянии. Так, время осаждения некоторых из образующихся соединений следующее: двуокись серы — 6 дней, двуокись азота — 7 дней, двуокись углерода — год и более, окись углерода — год и более.

Наиболее вредные последствия наступают при сжигании в факелах нефтяного газа, содержащего сероводород. Образующаяся при этом двуокись серы способствует накоплению в атмосфере аэрозолей серной кислоты и сернокислого аммония, которые сохраняются во взвешенном состоянии длительное время. Окисляясь до сульфатов эти ядовитые соединения могут выпадать вместе с дождем и отравлять живые организмы.

Открытые выбросы газа в атмосферу при разработке газовых месторождений также оказывают вредное воздействие на состояние воздушного бассейна, особенно если в газе содержатся сероводород, углекислый газ.

При разбурировании и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений для предотвращения загрязнения почвы и сохранения растительности необходимо обеспечивать: внедрение эффективных методов и средств отделения шлама от буровых сточных вод и вывоза его в специально отведенные места, уменьшение объемов воды для приготовления промывочных растворов за счет повторного использования буровых сточных вод, улучшения техники и технологии их очистки; закачку отходов бурения и эксплуатации в поглощающие пласты; применение пневматических устройств для передвижения буровых вышек; строительство дорог с учетом особенностей северных районов; строгое регламентирование передвижения транспортных средств в зонах промышленных и сельскохозяйственных земель; полную герметизацию системы сбора и подготовки нефти, и др.

Длительная разработка месторождений нефти и газа в отдельных случаях может вызывать опускание поверхности на десятки сантиметров и даже несколько метров на площади в десятки и сотни квадратных километров, что, в свою очередь, может привести к изменению гидрогеологического режима, заболачиванию или затоплению земель и выводу из сельскохозяйственного оборота ценных пахотных площадей.

На месторождениях, где могут ожидать подобные явления, для своевременного принятия мер защиты от них должен быть организован контроль за оседанием поверхности с применением

наиболее совершенных методов наблюдений: фотограмметрии, светодальномеров и лазерных визиров. Предотвращению указанных явлений при разработке нефтяных месторождений способствует широкое применение методов искусственного заводнения.

§ 7. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА БУРОВЫХ И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Геологическая служба выполняет следующие основные функции.

1. Обеспечивает подготовку точек для бурения новых скважин, для этого составляет планы разведочного и эксплуатационного бурения; подготавливает соответствующую геологическую документацию (геологические, структурные и другие карты, профили, акты о заложении скважин, геологические отчеты и т. п.); обеспечивает (согласует) отвод земли для благоустройства скважин.

2. Осуществляет топо-геодезические и маркшейдерские работы (определяет плано-высотное положение точек геологических, геофизических и других исследований; составляет маркшейдерские планы месторождения и планы горных и земельных отводов); проводит съемку стволов скважин; анализирует данные бурения скважин, ведет геодезические наблюдения за оседанием поверхности над разрабатываемыми залежами, за просадками вокруг скважин, оползневыми явлениями в зоне промысловых сооружений.

3. Обеспечивает геологический контроль за бурением и освоением скважин.

4. Осуществляет оперативный контроль за изменением запасов нефти и газа при разработке.

5. Участвует в составлении проектов разработки (доработки) и контролирует их реализацию, т. е. осуществляет геологопромысловый контроль за разработкой.

6. Подготавливает геолого-промысловые данные для планирования добычи нефти, газа и участвует в планировании.

7. Осуществляет комплексное изучение месторождений, выявление и оценку практического значения как основных так и совместно с ними залегающих (попутных) полезных ископаемых и заключенных в них ценных компонентов, устанавливает возможности наиболее полного использования минерального сырья на экономически рациональной основе.

8. Осуществляет мероприятия по охране недр и окружающей среды. В целях обеспечения эффективной реализации требований «Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах» типовым «Положением о ведомственной геологической службе», утвержденным Постановлением Совета Министров СССР от 27 октября 1981 г., на геологические службы министерств, деятельность которых связана с использованием недр, возлагается осуществление ведомственного контроля за соблюде-

нием установленного порядка пользования недрами, правильного ведения работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и других правил и норм, определяющих деятельность геологической службы. Основы законодательства о недрах предусматривают расширение прав органов Госгортехнадзора СССР, на которые возложен контроль за строгим соблюдением предприятиями законодательства о недрах и правил их охраны, комплексного использования месторождений полезных ископаемых.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаттенбергер Ю. П., Дьяконов В. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1979.
2. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа М., Недра, 1982.
3. Жданов М. А., Гординский Е. В., Ованесов М. Г. Основы промысловой геологии газа и нефти. М., Недра, 1975.
4. Иванова М. М. Динамика добычи нефти из залежей. М., Недра, 1974.
5. Карцев А. А., Никаноров А. М. Нефтегазопромысловая гидрогеология. М., Недра, 1983.
6. Нефтегазопромысловая геология. Терминологический справочник. М., Недра, 1983.
7. Справочник по нефтепромысловой геологии. М., Недра, 1981.
8. Шугрин В. П. Нефтегазопромысловая гидрогеология. М., Недра, 1973.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Геологопромысловое изучение нефтяных и газовых месторождений в процессе их промышленного освоения	5
§ 1. Основные этапы и стадии геологоразведочных работ на нефтяных и газовых месторождениях	5
§ 2. Основные категории и группы скважин при бурении на нефть и газ	6
§ 3. Геологическое изучение месторождений в процессе проектирования разработки и эксплуатационного бурения	8
Глава II. Геологопромысловая информация о продуктивных пластах и первичная геологическая документация	10
§ 1. Методы изучения нефтяных и газовых залежей	10
§ 2. Геолого-технический наряд и первичная геологическая документация	19
Глава III. Методы геологической обработки материалов бурения скважин	22
§ 1. Методы корреляции разрезов скважин	22
§ 2. Общая корреляция	24
§ 3. Детальная (зональная) корреляция	24
§ 4. Составление корреляционных схем	26
§ 5. Составление нормального, типового, сводного и среднего нормального разрезов	29
§ 6. Региональная корреляция	31
§ 7. Составление геологических профилей	32
§ 8. Построение структурных карт	35
§ 9. Построение карт мощностей	39
Глава IV. Коллекторские свойства продуктивных пластов	40
§ 1. Пористость	40
§ 2. Проницаемость	42
§ 3. Гранулометрический состав	44
§ 4. Оценка промышленных (кондиционных) свойств	44
§ 5. Геологическая неоднородность отложений	46
Глава V. Условия залегания нефти, газа и воды и их свойства	48
§ 1. Нефте-, газо- и водонасыщенность	48
§ 2. Свойства природных газов	50
§ 3. Свойства нефти	52
§ 4. Свойства природных вод	55
Глава VI. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений	61
§ 1. Природные водонапорные системы	61
§ 2. Характеристика вод нефтяных и газовых месторождений	66
§ 3. Оценка нефтегазоносности по геохимическим показателям	74
§ 4. Геохимическая характеристика вод основных нефтегазоносных артезианских бассейнов СССР	78
§ 5. Геологические исследования при разведке и разработке месторождений	121

Глава VII. Энергетическая характеристика залежей нефти и газа . . .	134
§ 1. Пластовое давление	134
§ 2. Пластовая температура	136
§ 3. Режимы нефтяных и газовых залежей	137
Глава VIII. Геологическое обоснование вскрытия продуктивных пластов, освоения и опробования скважин	147
§ 1. Вскрытие продуктивных пластов	147
§ 2. Конструкция скважин, спуск обсадных колонн и цементирование	148
§ 3. Перфорация скважин	150
§ 4. Освоение скважин	152
§ 5. Опробование скважин	153
Глава IX. Подсчет запасов нефти и газа	154
§ 1. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов	154
§ 2. Оформление материалов подсчета запасов	161
§ 3. Методы подсчета запасов нефти	162
§ 4. Методы подсчета запасов газа	167
§ 5. Подсчет запасов попутных полезных ископаемых	169
Глава X. Геологопромысловые основы разработки нефтяных и газовых месторождений	179
§ 1. Понятие о разработке и системах разработки	179
§ 2. Пробная (опытная) эксплуатация	180
§ 3. Системы разработки многопластовых месторождений	181
§ 4. Оценка возможности объединения нескольких пластов для совместной эксплуатации	184
§ 5. Основные стадии разработки и их характеристика	187
§ 6. Обоснование систем разработки нефтяных и нефтегазовых залежей	188
§ 7. Геологопромысловые особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей	195
Глава XI. Геологопромысловые исследования при разработке залежей нефти, газа, газоконденсата	200
§ 1. Геологопромысловый контроль за разработкой	200
§ 2. Геологопромысловый анализ разработки	206
§ 3. Геолого-технологические мероприятия по регулированию разработки и повышению коэффициента нефтеотдачи	224
Глава XII. Геологопромысловые основы планирования добычи нефти и газа	226
§ 1. Основные принципы социалистического планирования	226
§ 2. Текущее планирование	227
§ 3. Перспективное планирование	228
Глава XIII. Охрана недр и окружающей среды	230
§ 1. Охрана недр при разбуривании нефтяных и газовых месторождений	231
§ 2. Охрана недр при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений	232
§ 3. Временная консервация скважин	234
§ 4. Перевод скважин на другие объекты	235
§ 5. Ликвидация скважин	235
§ 6. Охрана окружающей среды	236
§ 7. Геологическая служба буровых и нефтегазодобывающих предприятий	243
Список литературы	245

ВАЛЕНТИН ГРИГОРЬЕВИЧ КАНАЛИН, МИХАИЛ ГУРГЕНОВИЧ ОВАНЕСОВ,
ВАЛЕРИЙ ПЕТРОВИЧ ШУГРИН

НЕФТЕГАЗПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Редактор издательства *Н. А. Тарусова*
Технические редакторы *А. В. Трофимов, Л. Н. Шиманова*
Корректор *И. Ю. Каменская*

ИБ № 5227

Сдано в набор 24.10.84.	Формат 60 × 90 ^{1/16}	Подписано в печать 09.01.85
T-25219	Печать высокая	Бумага книжно-журнальная
Гарнитура «Литературная»	Усл. печ. л. 15,5.	Усл. кр-отт. 15,5
Уч.-изд. л. 17,99	Тираж 3800 экз.	Заказ 128/9275-7
		Цена 90 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Московское производственное объединение «Первая Образцовая типография» Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 113054, Москва, Валовая, 28.