

УДК 553.98
Н58

В.Г.Каналин С.Б.Вагин М.А.Токарев

Г.А.Ланчаков В.А.Тимофеев

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ

**ГЕОЛОГИЯ
И
ГИДРОГЕОЛОГИЯ**

Рекомендовано
Министерством общего и профессионального образования
Российской Федерации
в качестве учебника для студентов высших учебных заведений,
негеологических специальностей

Фонд изданий
№ 6
ИМ. АКАД. И. М. ГУБКИНА



Москва ОАО "Издательство "Недра" 1997

УДК 550.8:553.98(075.8)
ББК 33.36
К 19

Рецензенты:

кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений
Уфимского государственного нефтяного технического
университета;
д-р геол.-минер. наук, профессор Ф.З. Хафизов

Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А., Ланчаков Г.А., Тимофеев В.А.

К 19 Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология:
Учеб. для вузов. – М.: ОАО "Издательство "Недра",
1997. – 366 с: ил.
ISBN 5-247-03761-8

Описаны условия залегания нефти и газа в недрах, комплекс геологопромысловых исследований в процессе бурения скважин и методы обработки получаемых материалов. Изложены геологопромысловые методы проектирования, разработки, обоснования выбора систем разработки, исследования скважин в процессе разработки. Описано использование гидрогеологических данных при разведке, проектировании и контроле разработки месторождений. Рассмотрены мероприятия по охране труда и окружающей среды.

Для студентов нефтегазовых вузов, обучающихся по негеологическим специальностям.

Табл. – 25, ил. – 84, список лит. – 19 назв.

ISBN 5-247-03761-8

© В.Г. Каналин, С.Б. Вагин,
М.А. Токарев, Г.А. Ланчаков,
В.А. Тимофеев, 1997
© Оформление. ОАО "Издательство
"Недра", 1997

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	9
Раздел I	
Методы получения геологопромысловой информации о продуктивных пластах.....	13
Глава 1	
Геологопромысловое изучение нефтяных и газовых месторождений в процессе геологоразведочных работ	13
1.1. Основные понятия о залежах нефти и газа	13
1.2. Основные этапы и стадии геологоразведочных работ на нефтяных и газовых месторождениях.....	17
1.3. Основные категории и группы скважин при бурении на нефть и газ	19
1.4. Методы геологического изучения месторождений нефти и газа в процессе поисково-разведочных работ	22
1.5. Геологическая служба буровых и нефтегазодобывающих предприятий.....	23
Глава 2	
Методы получения геологопромысловой информации о залежах и первичная геологическая документация.....	25
2.1. Методы изучения нефтяных и газовых залежей и обобщения геологопромысловой информации	25
2.2. Геологическое обоснование проекта бурения скважин, геологический контроль за режимом их проводки и операций по спуску обсадных колонн и их цементированию.....	40

2.3. Геологическое обоснование мероприятий по вскрытию продуктивных пластов, перфорации, освоению и опробованию скважин	47
2.4. Геологическая документация в процессе бурения и освоения скважин	54

Глава 3

Методы геологической обработки материалов бурения скважин	56
3.1. Методы корреляции разрезов скважин	56
3.2. Общая корреляция	59
3.3. Детальная (зональная) корреляция	60
3.4. Составление корреляционных схем	62
3.5. Составление нормального, типового, сводного и среднего нормального разрезов	64
3.6. Региональная корреляция	67
3.7. Составление геологических разрезов	69
3.8. Построение структурных карт	71
3.9. Построение карт мощностей (толщин)	75

Раздел II

Геологопромысловая характеристика залежей углеводородов	77
---	----

Глава 4

Геологопромысловое изучение пород-коллекторов	77
4.1. Гранулометрический состав	78
4.2. Пористость	80
4.3. Проницаемость	84
4.4. Геологическая неоднородность объектов разработки	86
4.5. Оценка промышленных (кондиционных) свойств коллекторов	100

Глава 5

Условия залегания нефти, газа и воды и их свойства	102
5.1. Нефте-, газо- и водонасыщенность	102
5.2. Свойства природных углеводородных газов	105

5.3. Свойства нефти	110
5.4. Свойства пластовых вод	117
5.5. Изучение водонефтяного, газовойодяного и газонефтяного контактов	120

Глава 6

Энергетическая характеристика залежей нефти и газа	132
6.1. Пластовое давление	132
6.2. Пластовая температура	137
6.3. Режимы нефтяных и газовых залежей	138

Глава 7

Подсчет запасов нефти и газа	151
7.1. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов	152
7.2. Оформление материалов подсчета запасов	159
7.3. Методы подсчета запасов нефти	161
7.4. Методы подсчета запасов газа	171
7.5. Требования, предъявляемые к разведочному бурению для получения качественных материалов для подсчета запасов и подготовки залежей нефти и газа к разработке	174

Раздел III

Нефтегазовая гидрогеология	177
----------------------------------	-----

Глава 8

Воды нефтяных и газовых месторождений в системе природных вод	178
8.1. Виды вод и условия их залегания	178
8.2. Основы гидрогеохимии	187
8.3. Основы гидрогеомеханики	198
8.4. Основы гидрогеотермии	204
8.5. Движение вод в нефтегазоносных бассейнах	213
8.6. Формирование вод в нефтегазоносных бассейнах	220

Глава 9

Нефтегазопроисковая гидрогеология	228
9.1. Гидрогеологические условия формирования, сохранения и разрушения залежей нефти и газа	228
9.2. Нефтегазопроисковые гидрогеологические показатели	233

Глава 10

Нефтегазопромысловая гидрогеология	238
10.1. Промысловая классификация вод	238
10.2. Гидрогеологические наблюдения при бурении и опробовании водоносных горизонтов	240
10.3. Гидрогеологические основы прогнозирования условий проводки скважин	243
10.4. Гидрогеологические условия проявления различных режимов нефтегазоносных пластов	247
10.5. Использование гидрогеологических данных для проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений	250
10.6. Гидрогеологические данные и методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений	256
10.7. Гидрогеологические основы подземного хранения газа и захоронения промышленных стоков	261

Раздел IV

Геологические основы проектирования, контроля и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений	266
---	-----

Глава 11

Геологическое обоснование систем разработки нефтяных и газовых залежей	266
11.1. Понятие о разработке и системе разработки	266
11.2. Пробная (опытная) эксплуатация нефтяных залежей	267
11.3. Составление геологической основы документов по проектированию разработки	269

11.4. Основные стадии разработки и их характеристика	271
11.5. Системы разработки многопластовых месторождений	273
11.6. Оценка возможности объединения нескольких пластов для совместной эксплуатации	276
11.7. Геологическое обоснование систем разработки нефтяных и газовых залежей	281

Глава 12

Геологические особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей	301
12.1. Особенности разработки газовых залежей	301
12.2. Особенности разработки газоконденсатных залежей	306
12.3. Учет геологических данных при разработке газовых и газоконденсатных залежей	307

Глава 13

Геологические методы контроля и регулирования разработки залежей нефти и газа	311
13.1. Методы контроля за разработкой эксплуатационных объектов	312
13.2. Геологический анализ состояния разработки эксплуатационного объекта	327
13.3. Контроль за заводнением и охватом эксплуатационного объекта процессом вытеснения	334
13.4. Методы регулирования разработки эксплуатационных объектов	337
13.5. Влияние геологической характеристики объектов разработки на выбор метода повышения нефтеотдачи	339

Раздел V

Экологические аспекты разведки и разработки месторождений нефти и газа	351
--	-----

Глава 14

Охрана недр	351
14.1. Охрана недр при разбуривании нефтяных и газовых месторождений	353

14.2. Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений	354
14.3. Временная консервация и ликвидация скважин	357

Глава 15

Охрана окружающей среды	360
Список литературы	366

Посвящается памяти
 профессора
МИХАИЛА АЛЕКСЕЕВИЧА ЖДАНОВА,
 видного ученого и педагога

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазопромысловая геология - это наука о способах и методах изучения нефтяных и газовых залежей по данным бурения и эксплуатации скважин с целью максимального извлечения этих флюидов из недр.

Нефтегазовая промышленность - одна из основных отраслей народного хозяйства. Её ведущая роль определяется широким использованием нефти и газа в различных отраслях народного хозяйства.

1. В топливном балансе страны нефть и газ составляют в среднем 65-70 %. Главные потребители бензина и керосина - авиация, автотранспорт, морские и речные суда. Лишь небольшая часть мазута применяется для сжигания в топках котельных. Газ по газопроводам подаётся в топки ТЭЦ, мартеновские и доменные печи, широко используется населением в быту.

2. В нефтехимической промышленности из нефти и газа в настоящее время изготавливают более 4000 различных видов синтетических товаров, например, из нефти - искусственный каучук, лаки, пластмассы, из которых вырабатываются тысячи различных товаров, необходимых как в народном хозяйстве, так и в быту.

3. Нефть широко используется в медицине. Например, нафталанской нефтью с незапамятных времён лечили кожные заболевания, ревматизм и т.д. В медицине широко применяются различные вазелины, мази, парафин. Для лечения различных заболеваний используются бальнеологические минеральные воды, имеющие непосредственный контакт с нефтью.

4. В наше время из нефти производят белковые массы путём депарафинизации нефтепродуктов микробиологическими методами.

5. Из нефтепродуктов вырабатываются различные виды масел, необходимых для смазки трущихся поверхностей всех машин (авиация, автотранспорт, станочный парк, космическая техника).

6. Нефть и нефтепродукты, полученные из неё, широко применяются в строительстве (битум, асфальт, лаки, краски). Из нефтяного кокса изготавливаются электроды, а из бензола и толуола различные взрывчатые вещества.

Широкое использование нефти и газа в народном хозяйстве страны определяет необходимость дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности, которое в настоящее время характеризуется ускоренным вовлечением в разработку новых месторождений Западной Сибири, Урало-Поволжья и других регионов, а также повышением эффективности разработки нефтяных и газовых залежей, находящихся на различных стадиях эксплуатации. Эффективность же разработки достигается детальным изучением геологопромысловых особенностей залежей нефти или газа. Лишь на этой основе возможны обоснованное внедрение систем разработки для каждой конкретной залежи и повышение коэффициента нефтегазоотдачи, т.е. достижение максимального извлечения нефти и газа из недр.

Следовательно, нефтегазопромысловая геология должна обеспечить более полное извлечение нефти и газа из недр на основе совершенствования геологопромысловых исследований, учёта получаемой информации как на стадии подсчёта запасов и проектирования разработки, так и на стадии анализа осуществляемой системы разработки с учётом новейших достижений науки и техники. Естественно, что при этом должен быть учтён весь опыт, накопленный с начала существования нефтяной и газовой промышленности.

Начало развития нефтяной и газовой промышленности датируется 1848 г., когда в Азербайджане была построена первая скважина, которая бурилась ударным способом. Нефтяные залежи изучали с целью оценки литологического состава, коллекторских свойств, их геометризации. Уже к 70-80-м годам прошлого века относятся работы, посвящённые подсчёту запасов нефти объёмным методом и по кривым падения дебита. В 1925 г. на вооружении геологов и буровиков появляются вращательное бурение, метод электрического каротажа скважин. С 1932 г. курс нефтепромысловой геологии стал включаться в учебные планы.

В разработку курса нефтегазопромысловой геологии большой вклад внесли отечественные и зарубежные учёные, среди которых следует отметить М.А. Абрамовича, А.А. Бакирова, В.Н. Дахнова, Л.Ф. Дементьева, В.А. Долицкого, М.А. Жданова, М.М. Иванову, М.И. Максимова, М.Ф. Мирчинка, А.Н. Снарского, Ф.А. Требина, И.А. Чарского, В.Н. Щелкачёва и др. Среди зарубежных исследователей можно назвать имена Амикса, Крафта, Маскета, Пирсона, Смита, Хабберта, Хокинса и др.

Современные научные основы разработки нефтяных и газовых месторождений базируются на комплексном изучении целого ряда дисциплин, в ряду которых важное место занимают нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. Учитывая, что

объективные тенденции развития нефтяной и газовой промышленности (рост глубин залегания залежей, сложность коллекторов, повышение доли трудноизвлекаемых запасов нефти на уже разрабатываемых месторождениях и т.д.) требует все более детального промыслового изучения и применения новейших методов, это предполагает высокий уровень профессиональных знаний, необходимых не только геологам, но и специалистам, работающим в бурении и освоении нефтяных и газовых месторождений. Поэтому в учебнике рассмотрены вопросы нефтегазопромысловых геологии и гидрогеологии в объеме, необходимом для студентов, обучающихся по специальностям: бурение нефтяных и газовых скважин, а также разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, т.е. студентам негеологического профиля.

Раздел I

Методы получения геологопромысловых информации о продуктивных пластах

Глава 1

Геологопромысловое изучение нефтяных и газовых месторождений в процессе геологоразведочных работ

1.1. Основные понятия о залежах нефти и газа

Нефть и газ в недрах приурочены к породам - коллекторам, которые могут служить вмещителем этих флюидов и в то же время, обладая достаточной проницаемостью, отдавать их при перепаде давления в процессе эксплуатации. В основе этого определения лежат емкостные и фильтрационные свойства пород-коллекторов. Чтобы коллекторы могли удерживать нефть и газ, они должны быть ограничены покровками. Покровками следует называть плохо проницаемые горные породы, перекрывающие и экранирующие скопления нефти и газа. Это глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, известняки, соли, гипсы, ангидриты и т.д. Ловушками нефти и газа называют природные резервуары, в которых создаются условия для скопления этих флюидов. Залежью называют естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под покровкой из непроницаемых пород. Совокупность залежей нефти, газа, газоконденсата в пределах одной площади называют месторождением. Месторождения, состоящие из одной залежи, называют однозалежными, а из нескольких - мнгозалежными.

Газ, нефть, вода в пределах ловушки распределяются под действием гравитационных сил в зависимости от их плотности. Газ как наиболее легкий флюид располагается в верхней части ловушки или залежи над нефтью, внизу под нефтью скапливается вода. В нефтяных залежах наличие газа в сводовой части называется газовой шапкой. Если газовая шапка большая, а скопление нефти - небольшое, его называют нефтяной оторочкой.

Различают следующие типы залежей: 1) пластовые; 2) массивные; 3) литологически ограниченные.

1. Среди пластовых выделяют: а) пластовые сводовые; б) стратиграфически экранированные; в) тектонически экранированные; г) литологически экранированные.

Пластовая сводовая залежь - это залежь, приуроченная к резервуару пластового типа, т.е. ограниченному в кровле и подошве практически непроницаемыми породами и изогнутому в форме свода, которая подпирается водой (рис. 1).

Пластовая стратиграфически экранированная залежь ограничена непроницаемыми породами по поверхности стратиграфического несогласия (рис. 2).

Пластовой тектонически экранированной залежью называют залежь в пласте, ограниченном сверху по его наклону разрывом, приводящим пласт в соприкосновение со слабопроницаемыми породами (рис. 3).

Пластовая литологически экранированная залежь приурочена к ловушке, обусловленной выклиниванием пласта-коллектора или ухудшением его коллекторских свойств вверх по восстанию (рис. 4).

2. Массивные залежи - это скопления углеводородов в ловушке, образованной мощным выступом однородных или различных по составу, но проницаемых для нефти (газа) пород, чаще карбонатных; в кровле такие залежи ограничиваются непроницаемыми породами, а в подошве - водой, заполняющей большую часть природного резервуара; при этом водонефтяной или газовой контакту сечет массив по всей площади залежи независимо от характера напластования пород. Среди массивных различают залежи: а) в структурном выступе; б) в эрозионном выступе; в) в биогеомном выступе.

Массивные залежи в структурном выступе - это залежи в выступе пород тектонического происхождения, образованном или антиклинальным изгибом пластов, или крупными дизъюнктивными нарушениями (рис. 5).

Массивные залежи в эрозионном выступе - это залежи, приуроченные к возвышающемуся выступу дислоцированных пород, образовавшемуся в результате эрозии - размыва и под толщей более молодых малопроницаемых отложений (рис. 6).

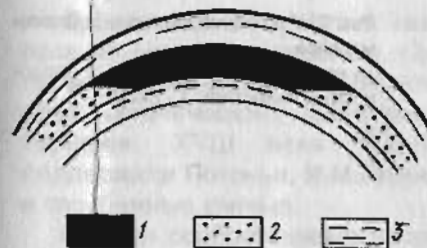


Рис. 1. Пластовая сводовая залежь:
1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина

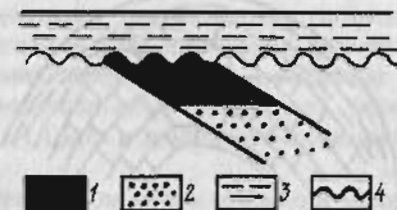


Рис. 2. Пластовая стратиграфически экранированная залежь:
1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина; 4 - линия размыва

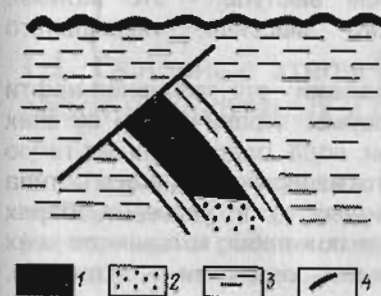


Рис. 3. Пластовая тектонически экранированная залежь:
1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина; 4 - тектоническое нарушение

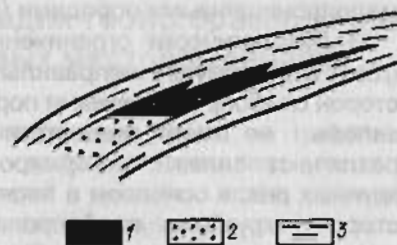


Рис. 4. Пластовая литологически экранированная залежь:
1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина

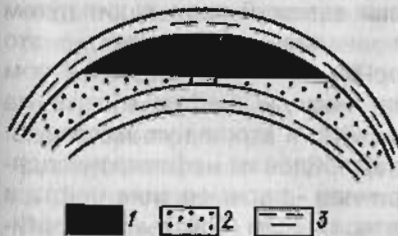


Рис. 5. Массивная залежь в антиклинальной складке:
1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина

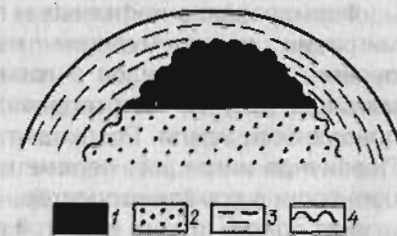


Рис. 6. Массивная залежь в эрозионном выступе:
1 - нефть; 2 - вода; 3 - глина; 4 - линия размыва

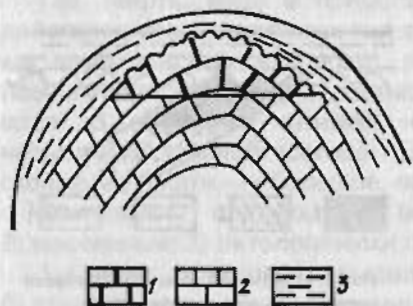


Рис. 7. Массивная залежь в рифовом массиве:
1 - нефтеносный известняк; 2 - водоносный известняк; 3 - глина

Массивные залежи в биогермном выступе - это залежи, связанные с вершиной рифового массива, перекрытого малопроницаемыми породами (рис. 7).

3. Литологически ограниченные залежи - это скопления нефти (газа) в резервуаре неправильной формы, ограниченном со всех сторон слабопроницаемыми породами; вода, подстилающая такую залежь, не имеет гидростатического напора. Среди этого типа различают залежи, сформировавшиеся: а) в устьевых барах крупных рек, в основном в песчаных отложениях, которые со всех сторон окружены слабопроницаемыми осадками - глинами, плотными алевролитами; б) в пределах устьевых потоков в песчаных телах, которые окружены слабопроницаемыми осадками; в) в пределах крупных дельтовых потоков крупных рек в основном в песчаных отложениях, окруженных слабопроницаемыми глинистыми и алевролитовыми осадками.

Формирование нефтяных и газовых залежей происходит путем миграции и аккумуляции нефти и газа. Миграция - это перемещение флюидов в толще горных пород. Доказательством миграции служат нефтепроявления, выходы нефти и газа на поверхности земли. Различают первичную и вторичную миграцию. Первичная миграция - перемещение флюидов из нефтепроизводящих толщ в породу-коллектор, вторичная - перемещение нефти и газа из одного пласта в другой по латеральным (боковым) и вертикальным каналам.

Разрушение нефтяных и газовых залежей происходит в результате следующих факторов: а) физических; б) химических; в) биохимических. Физические факторы - тектоническая деятельность земли, образование сбросов, взбросов, надвигов, деятельность вулканов и т.д.; химические - различные химические реакции, за счет которых теряются легкие компоненты и нефть превращается в твердые битумы; биохимические - деятельность бактерий, которые разлагают углеводороды.

Происхождение нефти и газа - одна из наиболее сложных и пока не решенных проблем. Существуют две основные гипотезы происхождения нефти - органическая и неорганическая. Впервые идея органического происхождения нефти была высказана в середине XVIII века М.В. Ломоносовым, которую затем поддержали Потонье, И.М. Губкин, П. Траск и другие отечественные и зарубежные ученые.

Первые соображения о неорганическом происхождении нефти были выдвинуты А. Гумбольдом, затем поддержаны Д.И. Менделеевым, В.Д. Соколовым, а позже Н.А. Кудрявцевым, В.Б. Порфирьевым и другими отечественными и зарубежными учеными.

1.2. 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, позволяющий 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. Проводимый на месторождении комплекс геологоразведочных работ отражается в их определенной последовательности, т.е. стадийности. На каждой стадии решаются определенные геологические задачи, которые ставятся в процессе изучения того или иного месторождения.

В соответствии с "Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ" в практике геологоразведочных работ установилась определенная их последовательность. В процессе этих работ на нефть и газ выделяется три этапа: региональный, поисковый и разведочный. Региональный этап включает две стадии: прогноз нефтегазоносности; оценка зон нефтегазоаккумуляции. Основным объектом исследования на стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны и их части. На этой стадии обосновываются наиболее перспективные направления и выбор первоочередных объектов дальнейших исследований. Комплекс региональных работ включает: дешифрирование материалов аэрофотосъемок и космических съемок; региональные геофизические исследования; бурение опорных и параметрических скважин. Цели и задачи работ на первой стадии - выявление

литолого-стратиграфических комплексов, зон возможного нефтегазонакопления, оценка перспектив нефтегазоносности, здесь оцениваются запасы категории D_2 и частично D_1 .

На стадии оценки зон нефтегазонакопления основными объектами исследований являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления. На этой стадии проводится примерно такой же комплекс работ, что и на предыдущей, но в более укрупненном масштабе, причем ведущее место занимает сейсморазведка. Основные задачи этой стадии - определение соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, выделение наиболее крупных ловушек, количественная оценка перспектив нефтегазоносности, выбор районов и установление их очередности к поисковому бурению, запасы готовятся категории D_1 и частично D_2 .

Поисковый этап разделяется на две стадии: выявление и подготовка объектов к поисковому бурению; поиск месторождений (залежей). Цель поисков - обнаружение месторождений нефти и газа или залежей на ранее открытых месторождениях с оценкой их запасов по категориям C_3 и частично C_2 и C_1 и выбор первоочередных объектов для разведки.

Стадия выявления и подготовки объектов к поисковому бурению подразделяется на две подстадии: выявление объектов; и подготовка их к поисковому бурению. На обеих подстадиях основными задачами являются изучение условий залегания нефтегазоперспективных комплексов и перспективных ловушек, выбор мест заложения поисковых скважин, определение очередности ввода объектов в поисковое бурение.

Стадия поиска месторождений (залежей) включает: бурение, геолого-геофизические исследования, опробование и испытание поисковых скважин; определение положения контуров залежей. Стадия поиска месторождений (залежей) завершается получением первого промышленного притока нефти (газа) или обоснованием бесперспективности изучаемого объекта.

Разведочный этап разделяется на две стадии: оценка месторождений (залежей); подготовка месторождений (залежей) к разработке. Цель разведочных работ - подготовка объекта (месторождения, залежи) к разработке, подсчет и дифференциация его запасов применительно к методам их извлечения.

На стадии оценки месторождений (залежей) устанавливают основные геологопромысловые характеристики, подсчитывают запасы, дифференцируют залежи на промышленные

(кондиционные) и непромышленные (некондиционные), выделяют объекты и этажи разведки, а также определяют очередность их ввода в разведку и опытно-промышленную эксплуатацию. На этой стадии подготавливаются запасы категорий C_1 и C_2 .

На стадии подготовки месторождений (залежей) к разработке осуществляют их геометризацию и оценку достоверности подсчетных и фильтрационных параметров, подсчитывают запасы и определяют коэффициент извлечения, устанавливают мероприятия по доизучению залежей и месторождений в процессе разработки. Основная цель этой стадии - изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа. В процессе этой стадии геологоразведочных работ готовят запасы категорий C_1 и частично C_2 . Количество разведочных скважин и расстояния между ними определяются особенностями геологического строения месторождений (залежей).

1.3. Основные категории и группы скважин при бурении на нефть и газ

В соответствии с "Классификацией скважин, буримых при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)" все скважины подразделяются на следующие категории и группы:

<i>Категории</i>	<i>Группы первая, вторая</i>
Опорные Параметрические Структурные Поисковые Разведочные Эксплуатационные	оценочные, добывающие, нагнетательные, наблюдательные
Специальные	для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, целей подземного хранения газа, на техническую воду

Цель бурения опорных скважин - изучение геологического строения и гидрогеологических условий крупных геоструктурных элементов (регионов), определение 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 подразделяются 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 осуществляется комплекс геологофизических и лабораторных исследований, предусмотренный соответствующей инструкцией.

Вторая группа - скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего исследования нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазонакопления района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. Комплекс исследований этой группы скважин определяется проектом. Для неизученной части разреза комплекс исследований устанавливается 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 используются для подсчета прогнозных запасов нефти и газа.

Цель бурения параметрических скважин - изучение глубинного геологического строения, сравнительная оценка перспектив нефтегазонакопления возможных зон нефтегазонакопления, выявление 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 бурят: 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 пород, а также для получения данных об их физических параметрах, проверки положения опорных горизонтов, выделенных по данным геофизических исследований. Скважины этой категории, как правило, бурят до маркирующих горизонтов, по которым строятся структурные карты.

Поисковые скважины закладывают на площадях, подготовленных геологопоисковыми работами (геологической съёмкой, структурным бурением, геофизическими и геохимическими исследованиями или комплексом этих методов) с целью открытия новых месторождений нефти и газа, а также и на ранее открытых месторождениях с целью 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, заложенные на новой площади, до получения первого промышленного притока нефти или газа из данного горизонта, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах месторождения, - также до получения первых промышленных притоков нефти и газа.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазонакопительностью с целью 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.

Цель бурения эксплуатационных скважин - разработка и эксплуатация залежей нефти и газа. В эту категорию входят оценочные, добывающие, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

Оценочные скважины бурят на разрабатываемую или подготавливаемую к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи.

Добывающие скважины бурят 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, положением водонефтяного, газодняного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации пласта.

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

1.4. Методы геологического изучения месторождений нефти и газа в процессе поисково-разведочных работ

После получения на новом месторождении промышленных притоков нефти проводят следующее:

- 1) намечают геологоразведочные работы для оценки в целом всего месторождения;
- 2) планируют работы по оконтуриванию данного продуктивного пласта;
- 3) составляют план изучения данных бурения скважин и исходных геологопромысловых данных по данному пласту с целью проектирования его разработки.

При планировании геологоразведочных работ решаются две важные задачи:

- 1) выявление новых полей и участков в пределах уже выявленных нефтяных и газовых залежей;
- 2) разведка и установление новых нефтеносных свит и горизонтов, которые обычно залегают ниже разведанных нефтяных и газовых залежей, в пределах которых уже планируется эксплуатационное бурение.

В последнем случае нефтяные или газовые залежи могут смещаться по нижележащим горизонтам за счет следующих факторов: 1) наклона оси складки; 2) наличия опрокинутых складок; 3) наличия тектонических нарушений; 4) перерывов в осадконакоплении; 5) наличия биогермных сооружений (риффов).

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

1. Вкрест простирания залежи, т.е. по профилям. Скважины при этом способе планируют последовательно - "от известного к

неизвестному". Обычно этот способ применяется для узких брахиантиклинальных структур. Недостатком профильного расположения скважин является отсутствие геологопромысловой информации между профилями, что затем отрицательно сказывается на выборе систем размещения эксплуатационных скважин.

2. Треугольная система, которая применяется обычно для пологих структур, ширина которых превышает 5-6 км. Последовательность бурения скважин также "от известного к неизвестному".

3. Оконтуривающие скважины проектируются по кольцу. Данная система размещения скважин планируется для овальных изометрических структур. В случае больших размеров залежи проектируется несколько "колец" скважин. Недостаток данной системы также заключается в отсутствии информации между системами скважин.

4. Квадратная система, при которой последовательность скважин бурения также зависит от получения необходимой геологопромысловой информации. Преимущество рассматриваемой системы заключается в получении равномерной информации по той или иной залежи.

В процессе разведки газовых месторождений расстояния между разведочными скважинами могут быть несколько увеличены по сравнению с таковыми для нефтяных залежей, возможно увеличение в 1,5 раза. Однако, как показывает практика разработки газовых залежей, за счет уменьшения количества разведочных скважин (и соответственно сокращения геологопромысловой информации) значительно уменьшается конечный коэффициент газоотдачи, который колеблется от 0,75 до 0,95.

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

1.5. Геологическая служба буровых и нефтегазодобывающих предприятий

В соответствии с типовым "Положением о ведомственной геологической службе" геологическая служба выполняет следующий комплекс работ.

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 топогеодезические и маркшейдерские работы (определяет плановысотное 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 контроль за состоянием сырьевой базы и обеспеченностью предприятий запасами нефти и газа, анализирует эти данные и разрабатывает мероприятия по обеспеченности предприятий запасами, проводит доразведку месторождений с целью уточнения количества и качества запасов.

5. Изучает геологические, горнотехнические, гидро-геологические условия разработки месторождений, участвует в составлении документов по проектированию разработки, контролирует их реализацию, т.е. осуществляет геологопромысловый контроль за разработкой.

6. Подготавливает геологопромысловые данные для планирования добычи нефти и газа и участвует в планировании.

7. Осуществляет комплексное изучение месторождений, оценивает практическое значение 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. Обеспечивает сохранность всей полученной геологической документации, керна, шлама, проб флюидов.

9. Разрабатывает предложения по совершенствованию методов геологического изучения разрабатываемых месторождений, проводит контроль за сохранностью скважин, устанавливает порядок их ликвидации.

10. Осуществляет контроль за выполнением требований по охране недр, за наиболее полным извлечением флюидов.

11. Выполняет контроль за охраной окружающей среды.

12. Проводит лицензирование на право разработки нефтяных и газовых месторождений.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 1)

1. Какие типы залежей существуют, в чем их отличие?
2. Какие выделяются стадии и этапы геологоразведочных работ на нефть и газ?
3. На какие категории подразделяются скважины при геологоразведочных работах и при разработке месторождений углеводородов?
4. Какие задачи решаются при бурении опорных и параметрических скважин?
5. Для каких целей бурятся специальные скважины?

Глава 2

Методы получения геологопромысловой информации о залежах и первичная геологическая документация

2.1. Методы изучения нефтяных и газовых залежей и обобщения геологопромысловой информации

От качества и полноты получаемой геологопромысловой информации зависят правильность и объективная оценка запасов нефти и газа, правильность составления документов по проектированию разработки, 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.

1. Методы, основанные на изучении залежей продуктивных пластов непосредственно по образцам горных пород и пробам нефти, газа, воды, отбираемым из скважин.

2. Геофизические методы изучения разрезов скважин, продуктивных пластов.

3. Гидродинамические методы изучения скважин, нефтяных (газовых) залежей.

4. Методы изучения разрезов скважин с помощью дебитомеров и расходомеров.

5. Геохимические методы изучения продуктивных пластов.

6. Методы изучения разрезов скважин по буримости пород.

7. Термометрические методы изучения нефтяных (газовых) залежей.

8. Методы получения информации на основе анализа материалов эксплуатации добывающих скважин в процессе разработки нефтяных залежей.

9. Геологопромысловые методы, позволяющие на основе обобщения комплекса всех получаемых материалов приобретать соответствующую информацию о нефтяной залежи.

Рассмотрим каждую группу методов более подробно.

2.1.1. Методы, основанные на изучении залежей 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. Эти методы позволяют получить наиболее объективную характеристику о залежах продуктивных пластов.

Разрезы скважин, продуктивных пластов изучают по образцам горных пород - керну и шламу, которые извлекаются 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

определяются гранулометрический состав пород, пористость, проницаемость.

Комплексная обработка результатов лабораторных определений позволяет рассчитать коэффициенты однородности, сортировки, медианный диаметр зерен. В значения пористости и проницаемости вводятся соответствующие поправочные коэффициенты, установленные В.М. Добрыниным для больших давлений и высоких температур на больших глубинах. Параллельно по другой части образцов определяются эффективная (фазовая) и относительная проницаемости, водонасыщенность, нефтегазонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения.

Кроме того, в процессе бурения, опытной и промышленной эксплуатации нефтяных месторождений отбирают пробы нефти и пластовой воды, которые также направляют в лабораторию, где оценивают плотность и вязкость нефти в поверхностных и пластовых условиях, объемный, пересчетный коэффициенты, коэффициент усадки, поверхностное натяжение. По пробам пластовой воды определяют ее химическую характеристику, плотность, удельный объем, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, вязкость, поверхностное натяжение.

Устанавливается отношение вязкости воды к вязкости нефти, а также плотность воды к плотности пластовой нефти.

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

2.1.2. Геофизические методы изучения разрезов скважин

Геофизические исследования можно разделить на пять групп: 1) изучение разрезов скважин и последовательности напластования; 2) изучение характера нефтегазонасыщенности продуктивных пластов; 3) определение коллекторских свойств пластов; 4) контроль за состоянием разработки нефтяных и газовых залежей; 5) определение технического состояния скважин. Геофизические методы включают электрический, радиоактивный, акустический каротаж, а также другие специальные виды исследования скважин.

Геофизические исследования проводятся практически во всех пробуренных скважинах. Регистрируемые при каротаже изменения

геофизических параметров с глубиной дают объективную, а также непрерывную характеристику пройденных скважиной пород. Это позволяет получить разностороннюю информацию о геологическом строении как в целом всего разреза, так и отдельных продуктивных пластов.

В процессе геологической интерпретации геофизических исследований устанавливают такие важные характеристики как литологическое строение продуктивных пластов, их границы (кровля и подошва), общую и эффективную толщины пластов, последовательность напластования, коллекторские свойства (пористость, проницаемость), глинистость, нефтегазонасыщенность, разделы газ-вода (ГКВ), вода-нефть (ВНК), газ-нефть (ГНК). Кроме того, осуществляют контроль за разработкой залежей.

При изучении последовательности напластования могут быть отмечены следующие случаи.

1. Нормальное залегание пластов. При этом в каждой скважине будет наблюдаться повторение максимумов и минимумов кривой КС, соответствующих тем или иным пластам при горизонтальном или моноклиналином их залегании.

2. Наличие в разрезе тектонического нарушения - сброса.

В этом случае на каротажной диаграмме в скважине, вскрывшей сброс, будет наблюдаться выпадение ряда пластов за счёт их опускания по плоскости сбрасывателя по сравнению с разрезами соседних скважин, где данное нарушение отсутствует.

3. Наличие в разрезе тектонического нарушения - взброса.

На каротажной диаграмме скважины, вскрывшей взброс, отмечается повторение части разреза за счёт его подъёма 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. Наличие фациальных замещений продуктивных пластов. В процессе детальной корреляции разрезов скважин на основе сопоставления комплекса промыслово-геофизических материалов устанавливается степень замещения продуктивных пластов глинистыми, плотными породами. На основе анализа получаемых результатов делается вывод о макронеоднородности пластов. При этом продуктивный пласт может: а) расслаиваться глинистыми породами на ряд проницаемых пластов и пропластков; б) частично замещаться плотными породами в кровельной и подошвенной частях; в) полностью замещаться плотными породами на

небольших локальных участках. Кроме того, по положению относительно залежи нефти выделяются следующие неоднородности: а) краевые; б) центральные; в) площадные, расположенные локально по всей площади залежи.

6. Наличие размывов и перерывов в осадконакоплении. Для количественной оценки неоднородности рассчитываются коэффициенты, характеризующие выдержанность пласта, его расчлененность, литологическую связанность и песчанистость. Основой для расчета служат материалы детальной корреляции, литолого-фациальные и зональные карты.

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.

Для решения этих задач используются расходомеры, дебитомеры, резистивиметры, плотностномеры, влагомеры, термометрия, ИННК, локатор муфт и т.д.

Таким образом, косвенные геофизические методы позволяют получить весьма обширную информацию о залежах продуктивных пластов.

2.1.3. Гидродинамические методы

Гидродинамические исследования пластов и скважин по сравнению с прямыми и геофизическими исследованиями позволяют изучить гораздо большую часть нефтяных залежей. Объём исследованной части пласта по лабораторным анализам образцов керна, по данным М.Н. Кочетова, колеблется от 0,00004 до 0,00016 %, геофизическим данным от 0,022 до 0,088 %, гидродинамическими исследованиями - от 35,3 до 70,6-100 %.

Среди гидродинамических исследований пластов и скважин выделяются методы установившихся и неуставившихся отборов, гидропрослушивания и самопрослушивания скважин. Технология и методика проведения этих исследований подробно описаны в соответствующей литературе.

Метод установившихся отборов заключается в том, что на каждом режиме эксплуатации скважины (при изменении диаметра штуцера) должны быть доведены до постоянной величины забойное давление ($p_{заб}$) и дебит нефти (Q), которые постоянно

фиксируются на каждом режиме. Для каждого режима рассчитывается депрессия $\Delta p = (P_{пл} - P_{заб})$, затем в координатах $\Delta p, Q$ строится индикаторная кривая, по прямолинейному участку рассчитывается коэффициент продуктивности (K).

Затем определяются фильтрационные характеристики ближайшей к скважине зоны пласта: проницаемость ($k_{пр}$), гидропроводность (KH/μ), проводимость ($k_{пр}H$), подвижность ($k_{пр}/\mu$) на основе формулы Дююи для установившегося радиального притока однородной жидкости:

$$k_{пр} = \frac{K \cdot \mu \left(\ln \frac{R}{r} + C \right)}{2\pi H}, \quad (2.1)$$

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

Следует заметить, что определяемый по индикаторным кривым коэффициент продуктивности скважин - весьма важный геологопромысловый параметр. Он количественно характеризует условия фильтрации жидкости в той или иной скважине. Коэффициент продуктивности в последние годы стал широко учитываться при расчётах добычи нефти в процессе проектирования разработки нефтяных месторождений Татарии, Башкирии, Западной Сибири.

Другая группа методов исследования скважин, основанная на теории неустановившейся фильтрации жидкости в залежи, позволяет определять параметры пласта без предварительного учёта радиуса скважины, радиуса дренирования скважины и коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Эти методы предусматривают построение кривых восстановления давления (КВД), которые обрабатываются по методикам, предложенным различными исследователями. По результатам их обработки устанавливаются проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, подвижность, проводимость удалённых зон пласта.

В промысловой практике наиболее часто для обработки КВД используется метод касательной, который позволяет рассчитать

параметры пласта как при $P_{пл} > P_{нас}$, так и при $P_{пл} < P_{нас}$. На кривых восстановления давления, построенных в координатах $\Delta p \mu \lg t$, вначале наблюдается резкое нарастание крутизны, а затем постепенный переход к прямолинейному участку. По углу наклона этой прямой, представляющего тангенс угла прямолинейного участка к оси времени, рассчитывается величина

$$\text{tg } i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}, \quad (2.2)$$

где Δp_2 и Δp_1 - точки значений депрессии на прямолинейном участке кривой; $\lg t_2$ и $\lg t_1$ - соответствующие значения логарифмов времени.

Коэффициент проницаемости

$$k_{пр} = \frac{2,3 \cdot Q \mu}{\text{tg } i \cdot 4\pi H}, \quad (2.3)$$

где Q - суточный дебит нефти в скважине до её остановки, т/сут; μ - вязкость пластовой нефти, мПа·с; H - эффективная толщина пласта, см.

На основании этой формулы (2.3) находится значение гидропроводности ($\epsilon = k_{пр}H/\mu$), подвижности ($k_{пр}/\mu$), проводимости ($k_{пр}H$), пьезопроводности ($\alpha\epsilon$).

При гидропрослушивании выбирают две скважины - возмущающую и реагирующую. В реагирующую скважину опускают глубинный дифференциальный манометр ДГМ-4, с помощью которого улавливается импульс давления от возмущающей скважины. В результате фиксации повышенного импульса давления строится экспериментальная кривая, которая накладывается на теоретическую кривую и совмещается почти до полного совпадения обеих кривых. Затем с помощью палетки определяются фильтрационные параметры наиболее удалённых 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.

Таким образом, гидродинамические методы исследований пластов и скважин позволяют получить весьма значительную геологопромысловую информацию о нефтяных залежах.

2.1.4. Методы изучения разрезов скважин с помощью дебитометров и расходомеров

Установление истинной величины работающей толщины эксплуатационных объектов имеет громадное значение для установления отборов нефти, проектирования систем поддержания пластового давления, т.е. прогнозирования методов регулирования процесса разработки в пределах каждого объекта разработки. Это весьма важно и для вычисления соответствующих параметров (например, послойной неоднородности) при расчёте годовых и накопленных отборов нефти.

Кроме того, комплексная обработка дебитограмм и расходограмм позволяет определить 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 дебитометров: термоэлектрические - СТД-2; гидродинамические РГТ-1, РГД-2М. При интерпретации этих исследований по СТД-2 чётко выделяются работающие интервалы пласта толщиной до 0,4 м, но они не позволяют оценить характер распределения дебита по отдающим пропласткам. Небольшие по толщине участки пласта с высокими дебитами нефти могут быть вообще не зафиксированы.

Приборы типа РГТ-1, наоборот, позволяют получить количественную характеристику профиля притока пластов, но с менее чёткой их фиксацией на диаграмме. Кроме того, эти приборы помогают выявить небольшие по толщине участки пласта с высокими дебитами нефти.

Например, на одном из месторождений Западной Сибири были перфорированы пласты АВ₂, АВ₃, АВ₄₋₅. Как показали исследования дебитометрами, 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 другом месторождении работающая толщина пластов колеблется от 10 до 53 %, составляя в среднем всего 29 %.

Определение профиля притока в нагнетательных скважинах необходимо для установления истинных интервалов перфорации, оценки послойной неоднородности, прогнозирования выработки запасов из залежи, продвижения фронта закачиваемой воды и проектирования всех систем регулирования разработки эксплуатационных объектов. Исследования скважин глубинными расходомерами позволяют определить и сопоставить величины охвата пластов закачкой при нагнетании воды с аналогичными величинами при изучении профилей оттока по ближайшим эксплуатационным скважинам, а также следить за изменением динамики закачки воды во времени.

Например, при исследовании одной из нагнетательных скважин (пласты АВ₂₋₃) расход воды составил 1450 м³/сут; интервал перфорации 1804-1841 м, 1849-1854 м. С помощью магнитного покатора муфт фактический интервал перфорации установлен в интервалах 1804,4-1841,8 м; 1849,6-1854,6 м. По данным РГТ-1 уход воды зафиксирован лишь в интервалах 1836-1837 м; 1837,8-1838,6 м; 1840,2-1841 м. Коэффициент охвата пласта заводнением составляет всего 0,049.

Установить истинную величину работающей мощности помогут новые приборы - дебитометры РГД-4, РН-26, термодебитометры Т-4, СТД-2, комплексные приборы "ПОТОК-5".

Следует заметить, что проводимые исследования профилей отдачи и притока на нефтяных месторождениях нашей страны позволяют сделать вывод о возможности изучения неоднородности нефтяных залежей, ориентировочной оценки рабочей толщины пластов, а также решения отдельных вопросов контроля и регулирования разработки.

2.1.5. Геохимические методы изучения продуктивных пластов

Следует выделить три основных метода:

1) газовый каротаж скважин; 2) люминисцентно-битуминологический анализ; 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 и с этих позиций нами рассматриваться не будут.

Гидрохимический анализ подземных вод заключается в следующем. В процессе опробования скважин отбираются пробы воды из каждого водоносного пласта и водоносных частей продуктивных пластов. Эти пробы направляются в химическую лабораторию, где устанавливаются следующие характеристики:

1) ионно-солевой состав каждой пробы воды, количество воднорастворённых газов;

2) содержание микрокомпонентов в пробах воды (йода, бора, брома, бария, микроэлементов и т.д.);

3) виды и количество воднорастворённых органических веществ;

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

С целью геологической интерпретации результатов анализа строятся типовые гидрогеологические разрезы, где отражается 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 несоответствию показателей ионно-солевого состава вод.

В процессе разработки нефтяных залежей в значительной степени изменяются гидрохимические параметры. Это зависит от продвижения к забою скважин новых порций воды, имеющих несколько иной физико-химический состав. Нередко вследствие нарушения цементного кольца или по тектоническим трещинам происходит обводнение продуктивного пласта пластовой воды из другого водоносного горизонта, имеющего иной гидрохимический состав.

На основе анализа проб воды устанавливаются пути её поступления и принадлежность к тому или иному горизонту (верхние, нижние, промежуточные воды, воды тектонических трещин и т.д.).

Кроме того, в процессе поддержания пластового давления в нефтяную залежь закачиваются пресные, морские воды, а также пластовые воды из выше или ниже лежащего горизонтов. В этом случае состав пластовой воды нефтяной залежи изменяется за

счёт физико-химических процессов, зависящих от содержания кислорода и различных соединений серы. В условиях пласта начинают резко усиливаться окислительно-восстановительные процессы, что приводит к значительному увеличению содержания в пластовой воде сульфатов, сероводорода, угольной кислоты. В целом по этим данным определяют положение фронта закачиваемой воды и языков обводнения.

Большое значение при выборе метода поддержания пластового давления имеет решение вопроса о пригодности и эффективности использования вод различного состава. Практика их закачки 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 щёлочной водой нередко приводит к выпадению в осадок серы и карбонатов кальция. Закачка щёлочных вод в песчано-глинистые пласты нередко приводит к разбуханию глинистых минералов и ухудшению коллекторских свойств. Кроме того, при оценке методов заводнения большое значение имеет вопрос о степени поверхностной активности нефти, которая устанавливается на основе определения в ней органических кислот. С этих позиций выбор поверхностно-активных веществ при закачке воды в залежи с различными нефтями имеет громадное практическое значение.

2.1.6. Метод изучения разрезов скважин по буримости пород

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

В то же время при подсчёте запасов нефти и газа и особенно при проектировании и анализе 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.д. Ответ на эти вопросы может дать рассматриваемый метод в комплексе с другими методами изучения нефтяных и газовых залежей.

2.1.7. Термометрические методы

Термометрические методы исследований пока недостаточно используются на нефтяных промыслах с целью получения информации о геологическом и фильтрационных характеристиках залежей продуктивных пластов. Эти методы можно разделить на пять групп:

- 1) замер температуры пластов;
- 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 установления условий формирования залежей нефти и газа, изучения теплового поля Земли (определения геотермической ступени и геотермического градиента), для определения технических условий при геофизических и тампонажных работах в скважине. Кроме того, данные этих исследований используются при изучении свойств флюидов (нефти, газа, конденсата и воды) в пластовых условиях, при подсчёте 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, указывающие на наличие тектонических нарушений как в пределах структуры, так и в пределах нефтяной или газовой залежи. Эти данные учитываются в процессе разработки залежей, они очень важны при поисках нефти и газа на больших глубинах.

2. Термодинамические методы исследования скважин и пластов эффективны при изучении гидродинамического состояния разрабатываемых залежей нефти и газа. Во многих опубликованных работах рассмотрены термодинамические

процессы при фильтрации нефти, газа и воды в поровом пространстве, показано, что кривая изменения температур на забое, замеренных при работе скважины с постоянным отбором, может быть преобразована в кривую депрессии вокруг скважины. Это позволяет зафиксировать такие фильтрационные параметры как гидропроводность, проводимость, подвижность, пьезопроводность, проницаемость.

Исследование методов теплопередачи в продуктивных пластах позволило изучать значительную часть залежей с точки зрения термо- и гидродинамической их оценки и получать важнейшую геологическую информацию о наиболее активных, пассивных и застойных участках залежи. Построение соответствующих карт или схем дает возможность более дифференцированно подходить к пресектированию или анализу состояния разработки нефтяных и газовых залежей, оценивать степень выработки запасов и конечный коэффициент нефтегазоотдачи.

3. При термографических исследованиях скважин на термограммах выделяются чёткие аномалии, вызванные дроссельным и калориметрическим эффектами. На основании интерпретации этих диаграмм устанавливаются динамическая и эффективная толщины пластов, их продуктивность, перетоки жидкости из одного пласта в другой. В нагнетательных скважинах определяются интервалы водопоглощения, их приёмистость. Кроме того, решаются вопросы технического состояния скважин, нарушения герметичности эксплуатационных колонн.

4. При изучении изменения тепловых полей нефтяных месторождений (Ромашкинское, Самотлорское) при закачке в них холодной воды при внутриконтурном заводнении установлено, что охлаждение нефтяного пласта имеет локальный характер, радиус зоны охлаждения при закачке воды в течение 4-5 лет достигает 200-250 м. Дальнейшая закачка воды и охлаждение пласта приведут к увеличению вязкости нефти, выпадению парафина в условиях пласта, значительному снижению продуктивности скважин.

5. Термометрический контроль осуществляется при следующих видах теплового воздействия на пласт: а) подогреве паром; б) электрическом прогреве призабойной зоны; в) создании движущегося очага горения; г) термокислотном импульсировании на забое и внутри пласта. Термометрический контроль при внедрении этих методов заключается в установлении закономерности продвижения тепловых потоков как в призабойной зоне, так и в пределах всего пласта, изменения физико-химических свойств в нефти, изменения продуктивности скважин.

Таким образом, термометрические методы исследования пластов и скважин в целом позволяют получить весьма обширную геологопромысловую информацию о нефтяных и газовых залежах.

2.1.8. Методы, позволяющие получать информацию на основе анализа эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин

В процессе анализа эксплуатации добывающих скважин по соотношению дебитов можно сделать вывод о характере коллектора, 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 сцементированности. На основании отбора проб нефти на устье каждой добывающей скважины определяется процент воды и делаются выводы относительно характера продвижения контуров нефтеносности, наличия языков обводнения.

Проанализировав характер изменения пластовых давлений по площади и разрезу нефтяных залежей во времени, можно 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 средневзвешенные по площади и объёму залежи пластовые давления в пределах внешних контуров нефтеносности или в пределах зоны отбора. На основе анализа карт изобар осуществляют контроль и регулирование разработки, принимают меры по увеличению или уменьшению объёма закачиваемой воды в пласт, по улучшению состояния разработки каждого эксплуатационного объекта.

Кроме того, по результатам замера пластовых давлений в добывающих и нагнетательных скважинах строят карты разницы пластовых давлений (находится разница между пластовым давлением в одной и той же скважине на текущую дату замера и пластовым давлением на предыдущую дату исследований). По этим картам оценивают эффективность закачки воды в пласт, устанавливают наличие экранов, зон замещения пласта плотными непроницаемыми породами, решают вопрос о переносе закачки воды в другие скважины или другую часть залежи. Например, построение такой карты по тульско-бобриковской залежи на Ярино-

Каменноложском месторождении позволило зафиксировать наличие экранов на западном крыле залежи, ликвидировать здесь закачку воды в законтурные нагнетательные скважины и полностью перенести её на восточное крыло залежи.

2.1.9. Геологопромысловые методы

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

Геологопромысловые особенности нефтяных залежей изучают на основе построения корреляционных схем, геологических разрезов, карт, схем, характеризующих строение продуктивных пластов. На базе комплексной оценки геологопромысловых особенностей залежей продуктивных пластов рассчитывают кондиции и устанавливается конечная нефтеотдача при данной системе разработки.

В целом на этом этапе можно выделить три вида геологопромысловой информации: 1) описательную; 2) качественную; 3) количественную.

Описательная информация включает описание геологического строения как в целом региона, так и конкретного месторождения (геоморфология, история геолого-геофизического изучения, района, его стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, водоносность, полезные ископаемые); качественная информация - схемы корреляции, геологические разрезы, сведения о коллекторских свойствах, продуктивности, термобарических и энергетических характеристиках пласта (залежи); количественная информация - различные карты, характеризующие строение пластов и залежей, а также результаты обработки всей геологопромысловой информации с помощью вероятностно-статистических методов, что позволяет в конечном итоге создать модель залежи нефти (газа).

На следующих этапах изучения нефтяных или газовых залежей отмеченные виды геологопромысловой информации в основном остаются, но они значительно усложняются и дополняются информацией, полученной в процессе пробной или опытно-промышленной эксплуатации изучаемой залежи.

Таким образом, все перечисленные методы получения геологопромысловой информации о залежах позволяют составить объективное представление о всех параметрах, учитываемых при подсчёте запасов, проектировании и анализе состояния разработки.

2.2. Геологическое обоснование проекта бурения скважин, геологический контроль за режимом их проводки и операций по спуску обсадных колонн и их цементированию

2.2.1. Геолого-технический наряд

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

Перед началом пусковой конференции геологическим и техническим отделами составляется геолого-технический наряд на бурение скважины, который утверждается главным инженером и главным геологом конторы бурения, УБР или НГДУ. Геолого-технический наряд является важнейшим документом, в соответствии с которым осуществляется технология проводки каждой скважины. В титульной части проекта указываются: категория скважины (опорная, параметрическая, поисковая, разведочная, эксплуатационная); задачи бурения (установление геологического строения и нефтегазоносности новых территорий, оконтуривание какой-либо залежи и т.д.); проектная глубина скважины (табл. 1).

Геолого-технический наряд на бурение скв. 10 Лукьяновской площади (Усть-Балыкская экспедиция): категория скважины - поисковая; задача бурения - поиски нефти и газа

Геологическая часть									Техническая часть									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Подъем инструмента		
																17	18	19
Глубина в масштабе, м, мощность пород, м	Стратиграфия	Проектный литологический разрез	Фактический литологический разрез	Предполагаемый угол падения пород	Конструкция скважины, способ испытания герметичности, высота подъёма цемента	Интервалы с отбором керна и шлама, м	Интервалы возможных нефте-,газопроявлений, обвалов, нарушенной циркуляции	Качество глинистого раствора	Глубина замера кривизны, комплекс промыслово-геологических исследований	Крепость пород по проекту	Количество долблений, тип и размер долот, механическая скорость (м/ч) по плану	Число оборотов ротора в минуту	Осевая нагрузка на долото, т	Производительность насоса, л/с; предельное давление, МПа	Осадка талей	Скорость, м/ч	Количество свечей	Интервалы и скорость проработки скважины перед спуском колонны, м/ч

Геолого-технический наряд (ГТН) состоит из геологической и технической частей. В геологической части приводятся: стратиграфический разрез; проектная и фактическая литология проходимых пород; предполагаемый угол их падения; интервалы проходки с отбором керна и шлама; интервалы глубин, на которых ожидаются нефтегазоводопроявления, поглощения и потери циркуляции промывочной жидкости, обвалы стенок скважин; качество глинистого раствора; глубина замера кривизны скважины, комплекс промыслово-геофизических исследований; конструкция скважины, места установки центрирующих фонарей, их число, способ испытания скважины на герметичность, высота подъёма

цемента, его количество; интервалы перфорации, её виды, количество отверстий на 1 м скважины.

В технической части указываются: проектная и фактическая крепость пород; проектное и фактическое количество долблений, тип и размер долот, механическая скорость; число оборотов ротора; осевая нагрузка на долото; рабочее давление буровых насосов, их подача, диаметр рубашек, число ходов насоса; оснастка талей; скорость подъёма инструмента, число свечей; интервалы и скорость проработки скважины перед спуском колонны.

Буровая бригада и геологическая служба должны строго соблюдать выполнение всех намеченных геолого-техническим нарядом мероприятий и указаний, что позволит осуществлять правильную с технологической точки зрения проводку скважин.

2.2.2. Контроль за качеством промывочной жидкости

В соответствии с геолого-техническим нарядом геологическая служба наблюдает за качеством промывочной жидкости. Определяются ее плотность, вязкость, толщина глинистой корки, водоотдача. Фиксируется поглощение промывочной жидкости в трещиноватых, кавернозных и крупнопористых породах (иногда до её полного ухода.) При значительном поглощении необходимо перейти на жидкость с меньшей плотностью и большей вязкостью при малой водоотдаче. При полных уходах промывочной жидкости в скважину закачивают шлам, песок, цемент, опилки, часто эти интервалы перекрываются промежуточной технической колонной. При выбросах и аварийном открытом фонтанировании устье скважины оборудуют превентором, а в промывочную жидкость добавляют гематит, барит, магнетит, доводя плотность промывочной жидкости до 1,7 - 2,4 г/см³. При водопроявлениях увеличивают вязкость и плотность промывочной жидкости.

Все интервалы ухода промывочной жидкости и потерь циркуляции фиксируются геологической службой.

2.2.3. Контроль технического состояния скважин

Геологическая служба конторы бурения или промысла полностью отвечает за полноту и качество проводимых в каждой скважине геофизических исследований, комплекс которых

определяется либо проектом поисково-разведочных работ, либо документами по проектированию разработки. При проводке скважины основное внимание уделяется ее техническому состоянию, для изучения которого применяют инклинометрию, кавернометрию, цементометрию. При инклинометрии измеряются угол и азимут искривления, с помощью которых устанавливаются положение скважины в пространстве, её вертикальная глубина, истинная глубина залегания продуктивных пластов и маркирующих горизонтов, положение скважины (проекция проложения устья и забоя скважины). В наклонно-направленных скважинах инклинометрия проводится через 5 - 10 м, в вертикальных - через 20 - 50 м. Большое внимание инклинометрии должно уделяться при бурении горизонтальных скважин. Кавернометрия позволяет определить фактический диаметр скважины, который учитывается при характеристике литологического состава проходимых пород, при авариях и обрыве инструмента, попадании в скважину посторонних предметов и особенно для расчета объема скважины при ее цементировании.

Цементометрия позволяет установить высоту подъёма цемента за колонной, степень его сцепления с пройденными горными породами, а также распределение цемента в затрубном пространстве. Цементометрия осуществляется с помощью акустического, радиоактивного и термического методов.

2.2.4. Конструкция скважин, контроль за спуском обсадных колонн

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 реализации проектной системы разработки; 4) возможность применения запроктированного 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 высоких скоростях газового потока.

Для создания наиболее благоприятных условий притока нефти или газа из пласта в скважины 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, путём 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 зацементированной 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 использовать, если продуктивный пласт представлен устойчивыми породами. В рыхлых неустойчивых породах прострел отверстий способствует выносу песка и образованию пробок в скважине.

В тех случаях, когда значительно снижается производительность 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 её забоем и кровлей продуктивного пласта остаётся 1-3 м. Затем спускают и цементируют обсадную колонну. После этого вскрывают пласт долотом меньшего диаметра. Если пласт представлен плотными породами, ствол скважины можно оставить незакреплённым. Если пласт сложен рыхлыми неустойчивыми породами, 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 используют 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 неё 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.

При проводке скважин геологическая служба должна уделять значительное внимание спуску эксплуатационных колонн. В первую очередь каждую трубу замеряют и рассортировывают их по толщине стенки и марке стали, через каждую трубу пропускают шаблон, края каждой трубы очищают от заусениц (райбируют). При спуске эксплуатационной колонны прежде всего оборудуются её нижняя часть, где навариваются острые режущие края из специальных сталей для среза выступающих горных пород в скважине. На расстоянии 1-1,5 м от низа колонны приваривается кольцо "стоп", которое служит для удержания продавочной пробки при цементировании скважины.

При спуске эксплуатационной колонны на края труб навариваются так называемые направляющие фонари для того, чтобы трубы не касались вплотную стенок скважины при цементировании. В вертикальных скважинах фонари оборудуются через 70-80 м, в наклонно-направленных - через 15-30 м. После спуска эксплуатационной колонны составляется акт о спуске труб в скважину.

2.2.5. Контроль за цементированием скважин

После спуска колонны в скважину производится её промывка, после чего приступают к цементированию. Прежде всего рассчитывают количество цемента, ускорителя затвердевания цементного раствора, устанавливают объём скважины (объём внутриколонной и затрубной её частей). После установления объёма цементного раствора рассчитывают количество цементосмесителей и цементировочных агрегатов.

Цементирование скважины осуществляется тампонажной партией, которая «обвязывает» устье скважины с цементировочными агрегатами и цементосмесителями. В процессе закачки цементного раствора геологическая служба отбирает 3-5 проб цементного раствора для оценки его качества, хронометрирует этот процесс. Окончание закачки цементного раствора определяется по моменту повышения давления на устье скважины (продавочная пробка попадает в кольцо "стоп") и в цементировочных агрегатах. После этого скважину на сутки закрывают для затвердевания цементного камня. По результатам цементирования составляют акт. После окончания затвердевания цементного камня вызывают каротажную партию для определения высоты подъема цемента за колонной и оценки его качества.

2.2.6. Определение герметичности скважин

После оценки качества цементного камня приступают к испытанию скважин на герметичность. Герметичность скважины проверяют двумя методами: 1) опрессовкой на определённое давление; 2) путем снижения уровня в скважине. При опрессовке эксплуатационных колонн 127 и 152,4 мм давление соответственно на устье скважин поднимают до 10 и 8 МПа. Если давление при этом за 30 мин снизится не более, чем на 0,5 МПа, скважина считается герметичной, при большем снижении давления - не герметичной. По второму методу герметичность скважины устанавливают оттартыванием из неё жидкости. Величина понижения уровня жидкости в скважине и максимальный её приток за 8 ч, когда скважина считается герметичной, приведены ниже (табл.2,3).

Таблица 2

Величина понижения уровня жидкости в скважинах с различной глубиной

Глубина скважины, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	> 2000
Величина понижения уровня жидкости в скважине, м	400	500	650	800	1000

Таблица 3

Величина притока жидкости за 8 ч в скважинах различного диаметра

Величина понижения уровня в скважине, м		400	400-600	600-800	800-1000	>1000
Величина притока жидкости, м	127-203,2	0,8	1,1	1,4	1,7	2
Диаметр скважины, мм	>203,2	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5

При проверке герметичности скважины геологическая служба составляет соответствующий акт.

2.3. Геологическое обоснование мероприятий по вскрытию продуктивных пластов, перфорации, освоению и опробованию скважин

2.3.1. Вскрытие продуктивных пластов

Вскрытие нефтяного или газового пласта (пересечения его скважиной в процессе бурения) имеет исключительно важное значение для освоения и последующей эксплуатации скважины. Технологию вскрытия пласта выбирают в соответствии с его геолого-физической характеристикой и физико-химическими свойствами насыщающих этот пласт флюидов.

Вскрываемые скважинами продуктивные пласты можно разделить на две 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 бурение в продуктивном интервале и освоение скважины. Для второй группы пластов особенно важно создать благоприятные условия для притока нефти и газа из пласта в скважину.

При вскрытии продуктивных пластов должны учитываться физико-литологические особенности коллекторов и физико-химические характеристики флюидов. Нередко при бурении скважины наблюдаются признаки нефтегазоносности, нефтегазопроявления, а затем в процессе испытания получают очень незначительные дебиты нефти или газа. Это результат несоответствия методики вскрытия продуктивных пластов характеру проходимого коллектора. Естественно, что это приводит к снижению продуктивности скважин, а затем и технико-экономических показателей разработки.

Наиболее распространенной промывочной жидкостью, применяемой при бурении, является глинистый раствор. Вода из глинистого раствора проникает 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 воздействием 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 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), использованием промывочной жидкости, приготовленной на нефтяной основе, газообразных агентов, двухфазных и трёхфазных 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 бы-

ли 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.

2.3.2. Перфорация скважин

После спуска обсадной колонны и ее цементирования сообщение скважины с пластом, т.е. вторичное вскрытие пласта, осуществляется перфорацией. В этом случае должны быть соблюдены все геологические мероприятия, изложенные в разделе 2.3.1. Перфорация - пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и стенках скважины в заранее заданном интервале глубин. Через перфорационные отверстия происходит приток из пласта в скважину нефти, газа и воды. Перфорация служит также для нагнетания в пласт цемента, нефти, газа, воды или какой-либо другой жидкости. Различают следующие виды перфорации: пулевую, торпедную, кумулятивную, гидropескоструйную.

При пулевой перфорации аппарат (перфоратор) спускают в скважину на необходимую глубину на каротажном кабеле; пороховые заряды приводятся в действие электрическим импульсом.

Торпедная перфорация - разновидность 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. Для предупреждения растрескивания цементного камня рекомендуется проводить перфорацию спустя 6-10 ч после цементирования, пока камень

ещё не приобрёл 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 газов, 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. Он 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, хорошо проницаемыми, 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.

Большое значение имеет точное определение интервала прострела. В результате неточной отбивки глубины намеченной перфорации пласт может оказаться не вскрытым. Точность определения глубины перфорации должна быть не ниже, чем при промыслово-геофизических исследованиях. Допустимая погрешность не должна превышать 1 м при глубинах 2000 м и 1,5 м при глубинах более 2000 м.

Для повышения достоверности установления 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 газонефтяной зоне (газонефтяные, нефтегазовые залежи). Если объект в скважине полностью нефтенасыщен или газонасыщен, 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 нефтегазонасыщенную 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 (Туймазинского, Серафимовского), 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 разрезов в приконтурной части. Так, ухудшение коллекторских свойств, наличие плотных прослоев в приконтурной части разреза позволяют увеличить интервал перфорации за счет этой части.

В нагнетательных скважинах, вскрывших объект в водонефтяной зоне, обычно перфорируют и нефтяную, и водяную части.

2.3.3. Методы вызова притока нефти и газа из пласта (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 добиваются: 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 сцементированностью 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.

2.3.4. 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. Фонтанные скважины рекомендуются испытывать на трех разных режимах с замерами всех необходимых параметров: пластового давления, забойного давления, дебита нефти, газового фактора, процента обводненности, продуктивности, процента песка. Нефонтанирующие скважины обычно исследуются методом прослеживания уровня. Гораздо больший эффект достигается при исследовании таких скважин после установки в них глубинных или электропогружных насосов.

При освоении карбонатных продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами путем снижения уровня в скважине обычно удается получать лишь небольшие притоки нефти или газа. Для увеличения продуктивности таких скважин используют обработку соляной кислотой, либо гидравлический разрыв пласта.

В процессе опробования (и особенно пробной эксплуатации) необходимо отобрать пластовые (герметичные) пробы нефти, газа, воды и определить основные физико-химические свойства

пластовых флюидов: температуру, плотность, вязкость, газосодержание, минерализацию, 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 высокомолекулярных 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. При исследовании химических свойств пластовой воды обращают основное внимание на солевой состав, оценивают содержание йода, брома и других ценных химических элементов (в том числе радиоактивных).

2.4. Геологическая документация в процессе бурения и освоения скважин

Бурение каждой скважины дает обширную геологическую и геологопромысловую информацию о строении недр, нефтегазоносности разреза, строении продуктивных пластов. Однако значительная часть ее будет теряться, если буровой бригадой и геологической службой не будет своевременно вестись первичная геологическая документация. 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 составляется геологический журнал, в котором записываются интервалы долблений, из которых поднят керн, дается первичное его описание, указываются глубины отбора образцов, цель и места отправки их на соответствующий анализ. Большое внимание при этом уделяется описанию и документации образцов, отобранных боковыми грунтоносами. При отборе шлама его также описывают, указывая в процентах наличие той или иной породы. В геологическом журнале фиксируются все интервалы обвалов, провалов инструмента, нарушений циркуляции промывочной жидкости. Особое внимание уделяется тем интервалам, где отмечались нефтегазопроявления. При обильных нефтегазоводопроявлениях отбирают пробы газа, нефти, воды, и в геологический журнал заносят соответствующие их параметры.

При бурении эксплуатационных скважин обычно заводится дело, в котором концентрируются все документы, связанные с проектированием, бурением и испытанием скважин. При передаче скважины в эксплуатацию составляют ее паспорт, в который заносят даты начала и конца бурения, геологический разрез, мощность пластов, конструкцию, интервалы перфорации, результаты испытаний, а также все аварии и осложнения, возникшие в процессе бурения. При эксплуатации скважины в паспорте записывают результаты всех технологических операций, проводимых нефте-газопромыслом, суммарную добычу нефти или газа по скважине, а также все сведения геологического и технического характера.

Обычно в деле скважины концентрируются 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.
 12. Журнал параметров глинистого раствора.
 13. План спуска эксплуатационной колонны с расчетом ее цементирования.
 14. Акт о спуске эксплуатационной (технической) колонны.
 15. Акт о цементировании колонны.
 16. Акт об окончании бурения и результатах проверки колонны на герметичность.
 17. Акт об отбивке цементного кольца за колонной.
 18. Акт о замере расстояния от муфты эксплуатационной колонны 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.
- Перечисленная выше первичная документация заполняется

обычно бурильщиком, бурмастером или инженером по бурению, поэтому необходимо знать значение каждого документа, их содержание. От этого зависят как результаты бурения, так и интерпретация всех получаемых по скважине геологических материалов.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 2)

1. Какие существуют методы получения геологопромысловой информации?
2. Какие методы в нефтепромысловой практике называют прямыми?
3. Каким способом можно установить истинную величину работающей толщины продуктивного пласта?
4. На основе каких материалов составляется геолого-технический наряд и каково его назначение?
5. Какие работы проводятся в скважине при вскрытии продуктивного пласта?

Глава 3

Методы геологической обработки материалов бурения скважин

3.1. Методы корреляции разрезов скважин

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин - один из наиболее важных и ответственных этапов работы геолога. При сопоставлении разрезов в них прежде всего выделяют опорные или маркирующие пласты (горизонты) - такие пласты, которые среди толщи горных пород выделяются по литологическим особенностям, цвету, составу, присутствию каких-либо включений, прослоев или по комплексу органических остатков и сохраняют свои особенности на значительной площади нефтегазоносного района или даже региона, что дает возможность пользоваться ими для прослеживания и сопоставления разрезов скважин. В качестве таких пластов могут быть приняты темные (вплоть до черных) извест-

няки доманикового возраста, характеризующиеся характерным запахом. В Азербайджане в качестве маркирующего горизонта выделяется вулканический пепел в низах ачкагыльского яруса.

Изучение разрезов скважин с помощью электрического и радиоактивного каротажа позволяет выделить так называемые геоэлектрические и георадиоактивные реперы - это максимумы или минимумы на кривых КС, ГК или НГК, прослеживаемые в пределах месторождения или региона и соответствующие тем или иным пластам. Это, например, тутлеймский или абалакский геоэлектрические реперы в Западной Сибири, соответствующие битуминозным глинистым породам.

Корреляция позволяет установить последовательность залегания проходимых скважиной горных пород, выделить одновозрастные пласты, проследить за изменением их мощности, литологического и фациального составов, установить наличие тектонических нарушений, перерывов в осадконакоплении, размывов. На основании обобщения и интерпретации результатов корреляции строят геологические разрезы, структурные карты, карты мощностей, карты неоднородности, с помощью которых изучают продуктивные пласты в пределах нефтяных и газовых залежей, т.е. получают представление об их модели.

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 его сплошного отбора не позволяют осуществить эту операцию. По этой же причине малоэффективны методы корреляции по палеонтологическим остаткам, микрофауне, спорово-пыльцевому анализу и петрографическому составу пород.

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

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 конфигурации сопоставляемых участков каротажной диаграммы является важным признаком тождества сопоставляемых пластов, которые увязываются в разрезах разных скважин.

2. Абсолютные значения изучаемого геофизического параметра для прослеживания пласта в разных скважинах не имеют

существенного значения. Они могут изменяться от ряда факторов, которые не имеют отношения к свойствам пласта (например, различный диаметр скважин, качество и свойства бурового раствора и т.д.). Следовательно, равенство отношений величин одного и того же параметра, свойственное двум соседним пластам, может служить дополнительным признаком тождества этих пластов в разрезе скважин. Например, если отношение кажущихся удельных сопротивлений (КС) двух соседних пластов сохраняется примерно одинаковым в разных скважинах, то это служит подтверждением правильности прослеживания этих пластов по сходству конфигурации каротажных диаграмм.

3. В процессе корреляции необходимо учитывать и еще один признак - сходство изменения комплекса параметров каждого пласта. Это выражается в сходстве конфигурации ряда каротажных диаграмм, каждая из которых изображает изменение одного геофизического параметра. Наиболее распространен метод электрометрии, когда записываются кривые СП и КС. К нему добавляется метод радиометрии (кривые ГК и НГК), а также кавернометрии. Особое значение кавернометрия приобретает в мощных толщах глин, так как в этом случае фиксируются различные диаметры скважины, зависящие от различных по литологии глинистых пород, условий их образования.

Кроме того, необходимо учитывать пласты, которые изменяют физические свойства: насыщенность нефтью, газом, литологический состав за счет фациального замещения и т.д. Однако эти признаки учитываются слабо, хотя они раскрывают большие возможности для геологической службы в процессе корреляции разрезов скважин.

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; искривление скважин учитывается с помощью инклинограмм;

б) увеличением углов падения, особенно на крыльях;

в) изменением условий накоплений осадков (различные скорости опускания дна бассейна, рост структуры одновременно с осадконакоплением; некомпенсированное осадконакопление);

г) пересечение скважиной взброса или надвига;

д) пересечение лежащей складки;

е) пересечение скважиной плоскости сброса;

ж) пересечение поверхности несогласия;

з) региональное уменьшение мощности каждого слоя и пласта.

В нефтяной и нефтепромысловый геологии выделяют три вида корреляции: общую, детальную, региональную.

3.2. Общая корреляция

Общая корреляция - это сопоставление разрезов скважин, пробуренных в пределах какой-либо площади или месторождения. Другими словами, это сопоставление разрезов скважин в пределах месторождения в целом от устьев до забоев с целью выделения одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных горизонтов и пластов, маркирующих горизонтов.

Общая корреляция начинается с выделения и отождествления на каротажных диаграммах опорных маркирующих горизонтов, которые отчетливо прослеживаются по данным керна и промысловой 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 маркирующим горизонтам начинают послойную корреляцию. При этом 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, пласты и горизонты прослеживаются по сходству конфигураций каротажных диаграмм. Границы пластов и пачек проводятся так же, как в первой скважине, при этом каротажные диаграммы передвигаются параллельно друг другу вдоль оси скважин. В процессе их сопоставления возникают случаи, когда корреляция нарушается, т.е. либо изменяется мощность отдельного пласта, либо из разреза какой-то скважины выпадает часть пачек и слоев. В таком 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 выявляется и причина такого нарушения.

После увязки между собой диаграмм стандартного каротажа переходят к сопоставлению данных по литологии пройденных пород и их возрасту, полученных в результате комплексных исследований керна и шлама. Затем выделяют в разрезе

исследуемой скважины стратиграфические подразделения по аналогии с первой разведочной скважиной, которые закрепляются затем на геоэлектрических разрезах коррелируемых скважин.

3.3. Детальная (зональная) корреляция

Детальная корреляция (зональная корреляция, по терминологии М.А.Жданова) - это сопоставление между собой частей разрезов скважин в пределах продуктивных пластов, горизонтов, либо продуктивной нефтегазоносной толщи. Детальная корреляция - это сопоставление в скважинах адекватных пластов, пропластков, зональных интервалов продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) для изучения их фациальной изменчивости, границ выклинивания, распространения по площади.

Детальная корреляция начинается с выделения маркирующих горизонтов (геоэлектрических реперов), залегающих выше или ниже изучаемого пласта. Иногда корреляцию проводят 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 пласта 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 осуществляется послойная корреляция 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.

В процессе детальной (зональной) корреляции выделяются так называемые зональные интервалы (термин предложен М.А. Ждановым), т.е. части разреза пласта, которые по своим литолого-физическим свойствам и положению внутри него отличаются от других интервалов и прослеживаются на большей части его площади. Выделение и прослеживание зональных интервалов имеют громадное практическое значение для изучения геологический особенностей и геологического строения продуктивного пласта, особенно для изучения и расчленения продуктивных пластов крупных месторождений при значительной их фациальной изменчивости в процессе подсчета запасов, проектирования и анализа состояния их разработки (рис.8).

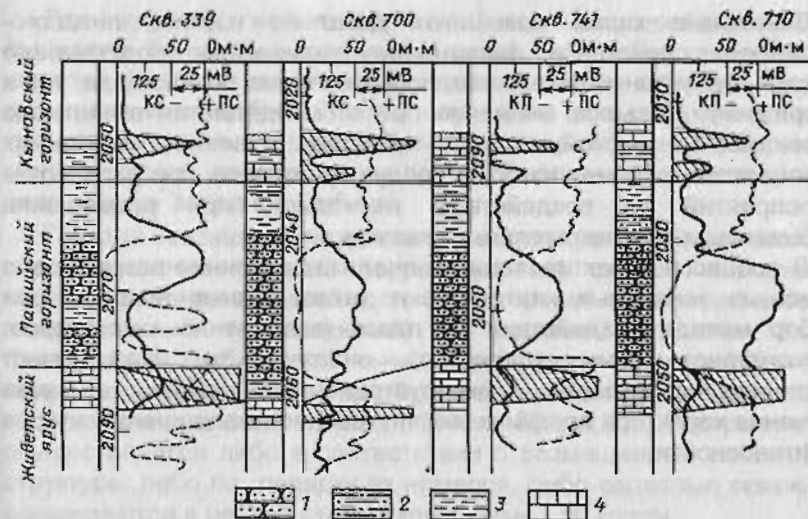
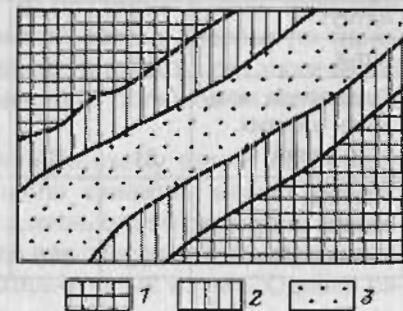


Рис.8. Детальная (зональная) корреляция геолого-геофизических разрезов нижне-франкских отложений Шкаловской площади (по В.А. Долицкому); 1 - песчаник; 2 - алевролиты; 3 - аргиллиты; 4 - известняки

В результате детальной корреляции строится зональная карта (карта распространения коллекторов). По определению М.А. Жданова зональной картой следует называть карту с показом границ развития зональных интервалов и участков их слияния с выше и ниже лежащими интервалами. Методика составления этих карт заключается в следующем. Вначале строятся карты распространения каждого выделенного пронцаемого прослоя. Затем последовательно карты накладывают одну на другую, в результате чего получают зональную карту в целом всего продуктивного пласта или горизонта. На этой карте условными знаками показываются участки: а) развития отдельных пронцаемых прослоев; б) слияния последовательно первого и второго, второго и третьего и т.д. прослоев; в) слияния всех пронцаемых пропластков; г) фациального замещения отдельных пронцаемых прослоев глинистыми плотными породами. (рис.9).

Рис.9. Схема построения зональной карты. 1 и 2 - площадь распространения соответственно 1-го и 2-го зональных интервалов; 3 - площадь слияния 1-го и 2-го зональных интервалов



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

В процессе проектирования и анализа состояния разработки с помощью зональных карт решают такие важные вопросы, как выбор метода воздействия на пласт (заводнение законтурное, приконтурное, внутриконтурное, очаговое и т.д.), мест расположения резервных эксплуатационных скважин, а также изучение характера продвижения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности.

3.4. Составление корреляционных схем

После увязки разрезов по группе скважин результаты работы фиксируют в виде таблиц, где отображают все стратиграфические подразделения, глубины залегания кровли, подошвы, мощности каждой пачки и подпачки (табл.4).

Таблица 4

Мощность аптских отложений площади Корсак (Казахстан)

Слой, пачки, подпачки	Мощность пачек, подпачек, м						
	скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 6	скв. 7
Апт-63	9	20	9	8	17	9	15
Апт-62	12	13	13	13	13	12	13
Апт-61	29	27	27	27	28	29	28
Апт-а	11	12	12	12	12	11	12
Суммарная мощность аптских отложений, м	61	72	61	60	69	61	68
Глубина залегания кровли аптского яруса, м	632	613	625	624	620	620	616

Для крупных нефтяных и газовых месторождений, где выделено большое количество пачек, подпачек, слоев и где имеется большое количество скважин, такие таблицы весьма громоздки и неудобны. В этом случае их можно рекомендовать только для крупных стратиграфических подразделений (например, яснополянские отложения в Урало-Поволжье, нижнемеловые отложения в Западной Сибири).

Гораздо нагляднее результаты корреляции отображаются на корреляционных схемах. Корреляционной схемой называется чертеж, предназначенный для отображения стратиграфических подразделений (соотношений) в разрезах скважин. Здесь фиксируются глубины залегания и мощности стратиграфических подразделений всех пробуренных скважин. Масштабы корреляционных схем 1:2000; 1:1000; 1:500; 1:200. Построение их осуществляется либо в соответствии с размещением скважин по структуре, либо по порядку их номеров, либо сводовые скважины размещаются в центре схем, а крыльевые - по краям.

Одним из основных элементов корреляционных схем является линия сопоставления, которая проводится 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. Линия сопоставления проводится жирной чертой, разрезы всех скважин выравниваются по ней, и изменения мощностей нижележащих пород легко заметны. Границы однообразных слоев соединяются прямыми линиями, границы перерывов - волнистыми.

Поскольку на корреляционных схемах отображаются стратиграфические соотношения, литологический состав пластов можно не показывать. Как отмечает В.А. Долицкий, для более удобного чтения таких чертежей, построенных для сопоставления разрезов скважин в пределах одной площади, желательно изобразить литологический состав разреза по одной из скважин. Кроме того, желательно показать литологический состав отдельных пластов, имеющих большое практическое значение.

В тех случаях, когда 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 са-

мую объективную информацию о результатах корреляции разрезов скважин дают схемы, на которых приводятся геолого-геофизические разрезы (см.рис.8). С их помощью можно получить представление о расчленности пластов, их выдержанности в пределах площади.

Таким образом, корреляционные схемы являются важным геологическим документом, где по данным бурения выясняется последовательность осадконакопления, определяется изменение мощности пластов, их литологического состава и характера фациальной изменчивости, а также выявляются поверхности несогласий. На их основе строятся геологические разрезы, структурные, литолого-фациальные, пластовые карты, а также карты мощностей.

3.5. Составление нормального, типового, сводного и среднего нормального разрезов

В результате корреляции строится нормальный (типовой) разрез месторождения. При составлении нормального разреза учитывается истинная, а типового - вертикальная мощности проходимых пород. Нормальный (типовой) разрез отображает средний разрез месторождения, присущий большинству скважин. При нормальной тектонике составляется обычно один разрез, при блоковой - несколько.

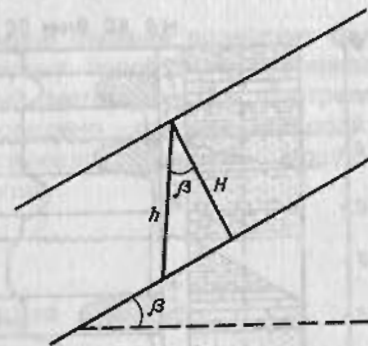
Обычно строится грунтовой (по образцам горных пород), геофизический (по комплексу электро - и радиоактивного каротажа) и совместный геолого-геофизический нормальный (типовой) разрез. В процессе проведения разведочных работ составляется нормальный разрез месторождения, при разбурировании площади эксплуатационными и нагнетательными скважинами - типовой. При необходимости можно всегда пересчитать вертикальную мощность в истинную, и наоборот (рис. 10):

$$H = h \cos \beta$$

$$\frac{H}{h} = \cos \beta, \quad (3.1)$$

где H и h - соответственно истинная и вертикальная мощности пласта, м; β - угол падения пласта.

Рис. 10. Схема определения истинной и вертикальной мощностей пласта



Для составления нормального (типового) разреза следует детально проанализировать разрезы всех пробуренных скважин, выделить маркирующие горизонты, затем основные пласты, провести их корреляцию и на этой основе составить затем средний разрез месторождения (рис. 11).

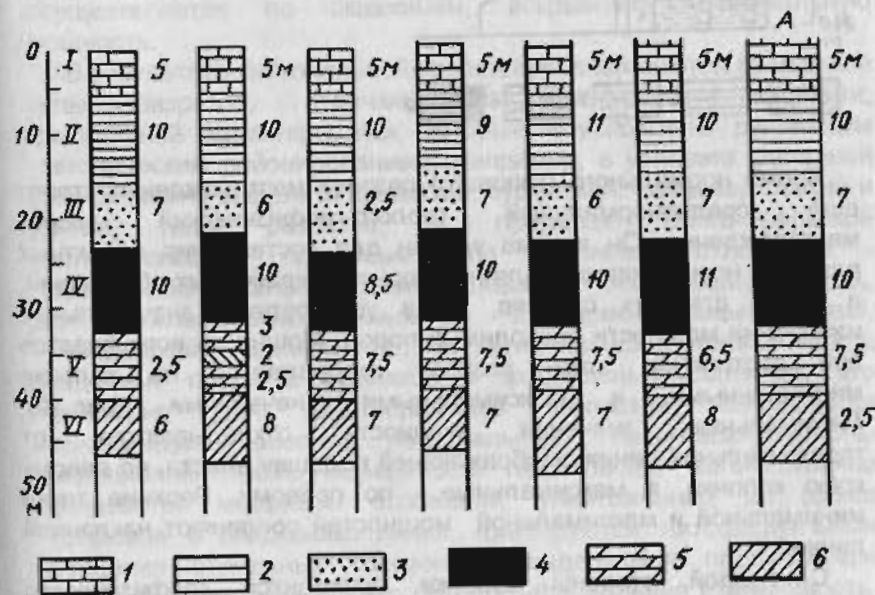


Рис. 11. Схема построения нормального (типового) разреза (А) продуктивной толщи: 1 - известняки; 2 - аргиллиты; 3 - песчаник; 4 - нефть; 5 - доломиты; 6 - мергели

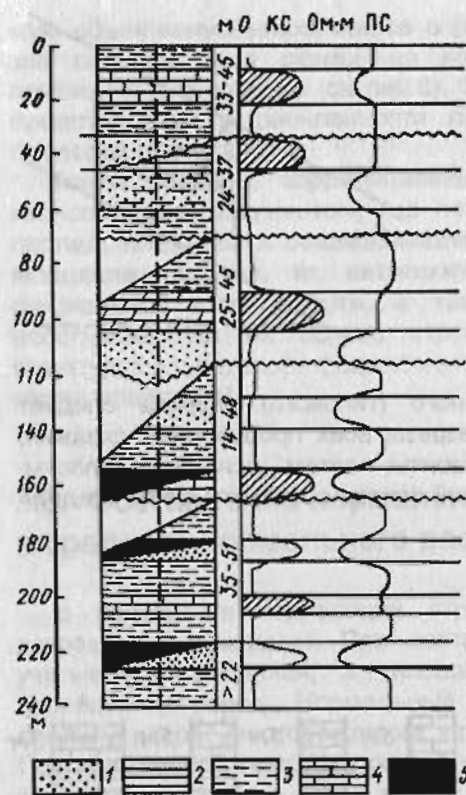


Рис. 12. Схема построения средне-нормального геолого-геофизического разреза месторождения (по В.А. Долицкому):

1 - пески; 2 - аргиллиты; 3 - глина;
4 - известняки; 5 - нефть

Кроме нормального (типового) разреза месторождения строят ещё средне-нормальный геолого-геофизический разрез месторождения. Он весьма удобен для составления проектных разрезов новых скважин, для некоторых межрайонных обобщений, а также для тех случаев, когда установлены значительные изменения мощности проходимых пород. Мощность всех пластов при построении этого разреза изображается на колонке минимальными и максимальными значениями (рис. 12). Минимальные значения мощности откладываются от горизонтальной линии, изображающей подошву пласта, по левому краю колонки, а максимальные - по правому. Верхние точки минимальной и максимальной мощностей соединяют наклонной линией.

С правой стороны колонки приводится геофизическая характеристика всех отложений. С левой стороны указываются участки разреза, охарактеризованные керном или боковым грунтоносом, а точками - наличие образцов с остатками флоры и

фауны. Такое обобщение материалов бурения позволяет более обоснованно отбирать образцы горных пород в тех интервалах разреза, где отсутствует керновый материал. Для построения средне-нормального разреза по середине колонки проводится вертикальная линия, соответствующая средней мощности отложений в пределах месторождения.

3.6. Региональная корреляция

Региональная корреляция - это сопоставление между собой разрезов одновозрастных отложений, вскрытых скважинами на соседних разведочных площадях или месторождениях. Обычно сопоставляются нормальные (типовые) или сводные разрезы, а также разрезы отдельных, пробуренных на различных площадях скважин, которые можно признать в качестве типовых. При небольших изменениях мощности и литофациального состава пород корреляцию обычно проводят с помощью нормальных разрезов, при значительных изменениях мощности корреляция осуществляется по скважинам, вскрывшим максимальную мощность.

В результате региональной корреляции выделяются различные типы разрезов, отличающиеся изменением мощности, фациальной характеристики, которые обусловлены различным тектоническим районированием. Например, в условиях Западной Сибири можно выделить шаймский, сургутский, нижевартовский и другие типы разрезов, в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для девонских отложений - туймазинский, шкаповский, югомашевский, чекмагушевский и др., для нижнекаменноугольных - арланский, манчаровский, туймазинский, пермский, и др. При региональной корреляции толщ осадочных пород с одинаковым фациальным составом, что характерно для платформенных областей, выделяются маркирующие горизонты, региональные несогласия и зоны выклинивания ниже поверхности несогласия, количественно оценивается мощность отложений, уничтоженных во время перерывов в осадконакоплении, фиксируются литофациальные изменения отдельных горизонтов, выделяются продуктивные горизонты и их региональная литолого-фациальная изменчивость. Примером такой корреляции может быть сопоставление разрезов скважин в пределах Локосовского, Северо-Покурского, Ватинского, Мегинского, Саянско-Туркестанского месторождений (Нижевартовский

свод), где довольно уверенно выделяются основные стратиграфические свиты и горизонты, а также все продуктивные пласты.

Корреляцию разнофациальных толщ можно, например, продемонстрировать на примере аккумуляционно-топографических впадин. Такие впадины образуются за счет прогибания дна бассейна, которое не компенсируется осадконакоплением. М.М. Грачевский аккумуляционно-топографическими называет такие впадины, которые образовались вследствие неравномерного и недостаточного накопления осадков. В таких впадинах выделяется три зоны: 1) мелководный шельф; 2) подводный склон впадины; 3) дно впадины. Эти зоны отражены в ископаемых осадках закономерным распространением фациальных комплексов, характерным для каждой из этих зон, что сильно затрудняет их корреляцию. На днищах топографических впадин карбонатные и терригенные пачки сильно утончаются по сравнению со склоном и шельфом, приобретают тонкую слоистость и образуют параллельно напластованные толщи. В заключительной стадии развития аккумуляционно-топографических впадин их внутренняя часть быстро заполняется мощной серией терригенных или галогенных пород.

Примером аккумуляционно-топографических впадин является Камско-Кинельская система прогибов, протягивающаяся из Республики Коми, через Пермскую область, Башкортостан в Куйбышевское Заволжье. К бортам этой системы прогибов приурочены многочисленные нефтяные и нефтегазовые месторождения Урало-Поволжья (Ярино-Каменоложское, Полазненское, Лобановское и др.).

Камско-Кинельская система прогибов зародилась в позднедевонское время (франский и фаменский века), на бортах ее образовались мощные толщи светлых известняков, характерных для рифовых сооружений, которые на склонах и днище быстро замещаются маломощными черными известняками доманикового облика. К концу заволжского времени на дне моря сформировалась мощная впадина, уклон которой составил 4-6°.

Заполнение впадины осадками завершилось лишь в малиновское время, а тульская трансгрессия началась уже на выровненном дне бассейна.

Другими примерами разнофациальных толщ аккумуляционно-топографических впадин могут служить угленосная формация карбона Донецкого бассейна, верхнепермская соленосная толща Оренбургской области, нижнекембрийская соленосная формация Иркутского бассейна. К этим толщам приурочены нефтяные, газовые, угольные и другие месторождения.

3.7. Составление геологических разрезов

По результатам корреляции разрезов разведочных и эксплуатационных скважин строят геологические разрезы нефтяных и газовых месторождений, либо отдельных продуктивных пластов. Геологическим разрезом называется графическое изображение строения недр в вертикальной плоскости, проходящей в определенном направлении через какую-либо геологическую структуру.

Геологический разрез 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.

Геологические разрезы вычерчивают вкрест простирания или по простиранию для уяснения геологического строения и тектоники. Слева на разрезе указывается запад или юг, справа - восток или север. Вертикальный и горизонтальный масштабы должны быть одинаковыми. В целом масштаб геологического разреза выбирают обычно в зависимости от масштаба структурной карты. Для более наглядного отображения особенностей строения залежей масштаб разреза может быть более крупным.

Порядок построения геологического разреза 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 вертикальные линии стволов скважин и откладывают альтитуды устьев скважин или стола ротора, соединяют отметки альтитуд, что дает схематическое представление о рельефе земной поверхности на участке составляемого разреза;

4) проводят вторую линию, параллельную стволу скважины, и вычерчивают литологическую колонку, используя условные знаки горных пород;

5) проводят корреляцию разрезов скважин, соединяют одновозрастные пласты и окончательно вычерчивают геологический разрез.

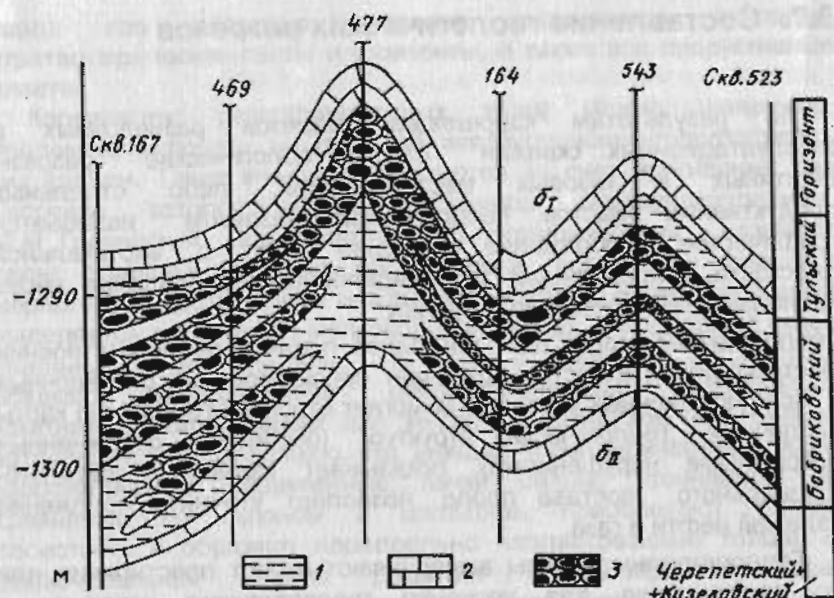


Рис. 13. Схема построения геологического разреза по линии профиля 1-1:
1 - глины; 2 - известняки; 3 - нефтенасыщенный песчаник

Пример построения геологического разреза приведен на рис. 13. Большое внимание при построении геологических разрезов 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. Для изучения литолого-фациальной характеристики пластов и их изменчивости геологические разрезы строят детально, а для уточнения тектоники показывают лишь кровли характерных свит и маркирующих горизонтов.

При построении геологического разреза необходимо учитывать возможность его искажения за счет как неправильного снесения точек скважин на линию профиля, так и искривления скважин в процессе бурения. С целью избежания искажения геологического разреза вводятся соответствующие поправки на снесение точек скважин, не попавших на линию разреза. Кроме того, в процессе бурения искривленных и наклонно-направленных скважин производится регулярный контроль с помощью инклинометра, который позволяет одновременно замерять не только угол, но и азимут искривления. После этого путем специальных расчетов

наклонную скважину пересчитывают на вертикальный ствол и затем эти поправки учитывают при построении геологических разрезов.

3.8. Построение структурных карт

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

Структурные карты позволяют решить следующие вопросы:

- 1) проектировать точное положение разведочных скважин;
- 2) установить положение и количество добывающих и нагнетательных скважин на площади нефтяных или газовых залежей при составлении технологических схем и проектов разработки;
- 3) установить положение нефтяных или газовых залежей в плане (определяется местоположение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности);
- 4) выяснить закономерности изменения свойств продуктивного пласта;
- 5) выявить особенности распределения пластового давления в пределах залежи;
- 6) оценивать запасы нефти и газа, а также их категоричность в пределах залежи;
- 7) установить закономерности продвижения текущих контуров нефтеносности в процессе разработки залежи;
- 8) определить текущую нефтеотдачу вырабатываемых участков залежи.

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, ниже уровня моря - отрицательные. Равные по высоте промежутки между изогипсами называются сечением изогипс. На платформенных пологих структурах сечение изогипс обычно принимается равным 2-5 м, в геосинклинальных условиях и с увеличением угла падения пластов сечение увеличивается до 10-25 м. Масштаб структурных карт зависит от целей построения карты и размеров структуры. Например, для подсчета запасов нефти или газа рекомендуют масштабы 1:50000, реже 1:100000. Для небольших структур масштаб структурных построений несколько увеличивается.

В нефтегазопромысловой геологии обычно применяют два основных способа построения структурных карт: 1) методом треугольников, когда изучаемая структура обычно не имеет тектонических нарушений; 2) с помощью геологических разрезов, применяется только в тех случаях, когда изучаемая структура разбита рядом тектонических нарушений.

3.8.1. Способ треугольников

Перед построением структурной карты составляют план расположения скважин, где указывают номер и абсолютную отметку кровли (подошвы) пласта. В случае искривленной или наклонно-направленной скважины вычисляют поправки на отклонение от вертикальной оси, а затем уже с их учетом находят абсолютную отметку.

Рассматриваемый способ заключается в том, что все точки скважин 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 изолиниями (изогипсами) и получают структурную карту той или иной структуры (рис. 14).

При построении структурной карты этим способом для упрощения рекомендуется пользоваться палеткой, которая называется высотной арфой. Она представляет собой ряд параллельных линий, проведенных на одинаковом расстоянии друг от друга. Высотная арфа вычерчивается 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.

3.8.2. Способ геологических разрезов (профилей)

Описываемый способ применяется для структур, осложненных разрывными нарушениями, а также для узких высокоамплитудных складок.

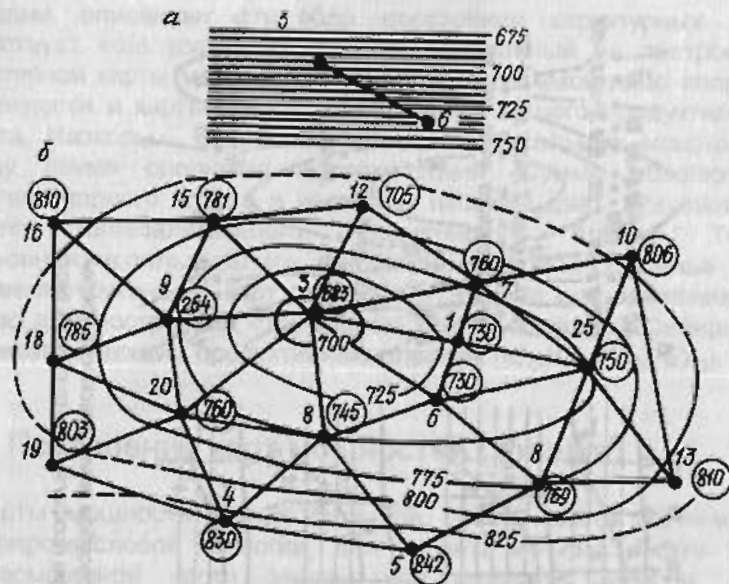


Рис. 14. Схема построения структурной карты способом треугольников: а - высотная арфа; б - структурная карта (цифрами в кружках показаны отметки пласта)

Метод треугольников в этих случаях может привести к существенным ошибкам, так как интерполяция может производиться либо между отдельными тектоническими блоками структуры, либо даже между различными структурами.

Для построения структурной карты рассматриваемым способом в ее масштабе строят ряд поперечных геологических разрезов по линиям профилей, 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 плавными линиями (изогипсами) и получают структурную карту (рис. 15).

Когда структура осложнена разрывными нарушениями, дополнительно находят точки их пересечения с горизонтальными линиями. На плане расположения скважин проводят горизонтали поверхности разрывного нарушения. Затем в пределах висячего и лежащего крыльев вычерчивают изогипсы до пересечения с горизонталями поверхности нарушения.

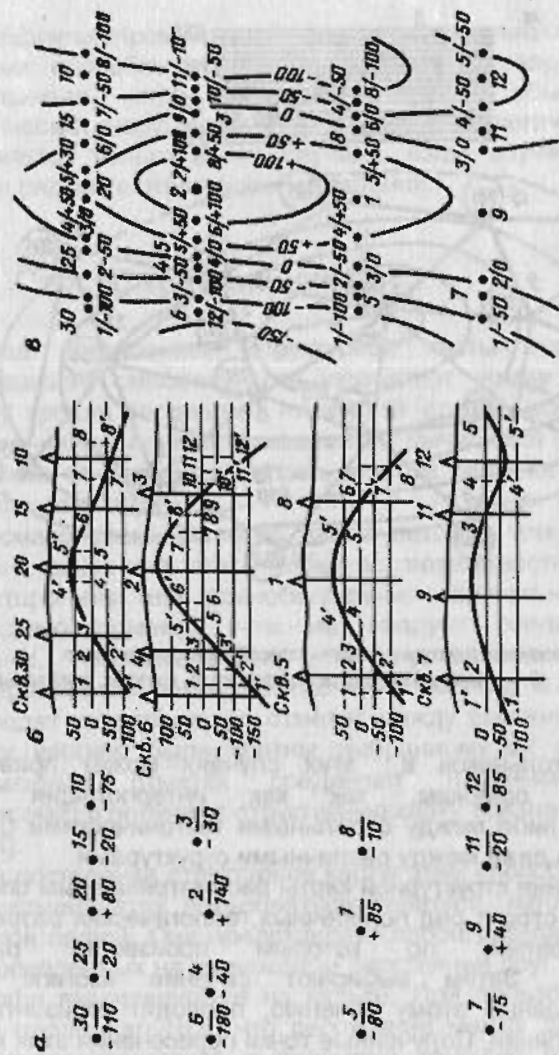


Рис. 15. Схема построения структурной карты способом геологических профилей: а - план расположения скважин; б - геологические профили; в - структурная карта

Кроме описанных способов построения структурных карт существует еще косвенный способ, основанный на построении структурной карты методом треугольников по какой-либо опорной поверхности и карты изохор до нижезалегающего продуктивного пласта. Изохоры - это линии равных вертикальных мощностей между двумя опорными поверхностями. Сумма абсолютной отметки опорного пласта и величины изохоры дает абсолютную отметку нижезалегающего продуктивного пласта. Такие построения использовались, например, в Урало-Поволжье для создания структурных карт по пластам девона или применяются сейчас для построения структурных карт в Западной Сибири по глубокозалегающим продуктивным пластам ($Ю_0, Ю_1, БУ_8, БУ_9$).

3.9. Построение карт мощностей (толщин)

Карты мощности имеют большое практическое значение в нефтепромысловой геологии, для расчета объема нефте- или газонасыщенной части залежи при подсчете запасов, для гидродинамических расчетов при составлении технологических схем и проектов разработки, для размещения добывающих и нагнетательных скважин, для прогнозирования направлений обводнения залежи в процессе поддержания пластового давления путем закачки воды.

Различают карты суммарной, эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной мощностей пласта. Суммарная мощность (или общая мощность пласта) - это мощность пласта от кровли до подошвы, определяется как разница между глубинами залегания подошвы и кровли пласта; эффективная - это мощность пласта от кровли до подошвы за вычетом всех плотных непроницаемых прослоев; эффективная нефтенасыщенная (газонасыщенная) - это эффективная мощность пласта от кровли до поверхности водонефтяного контакта.

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 скважины - в точке пересечения стволом скважины кровли пласта. Около номера скважины указывают значение мощности пласта, определяемое в результате детальной корреляции и обработки комплекса промыслово-геофизических материалов. Затем точки скважин соединяют прямыми линиями с тем, чтобы по возможности получить равносторонние треугольники, значения

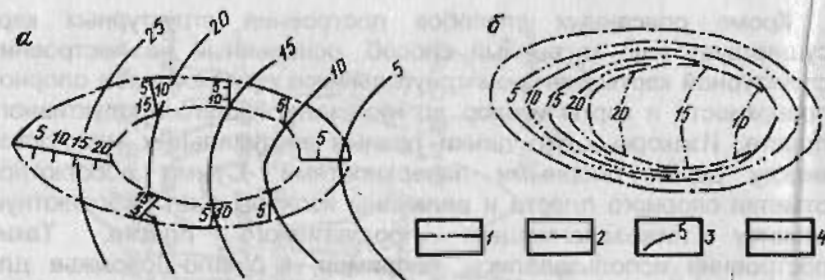


Рис. 16. Схема построения карты эффективных нефтенасыщенных мощностей: а - карта эффективных мощностей с внешним и внутренним контурами нефтеносности; б - карта эффективных нефтенасыщенных мощностей: 1 и 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности; 3 - изопахиты эффективных мощностей; 4 - изопахиты нефтенасыщенных мощностей

мощностей интерполируют между собой. Точки с одинаковыми значениями мощности соединяют плавными линиями, называемыми изопахитами. Поэтому карты мощности называют ещё картами изопахит.

При построении карты эффективных нефтенасыщенных мощностей строят вначале карту эффективных мощностей, которую затем накладывают на карту с внешним и внутренним контурами нефтеносности. В пределах внутреннего контура нефтеносности изопахиты эффективной мощности будут полностью соответствовать эффективной нефтенасыщенной мощности пласта. Между внутренним и внешним контурами нефтеносности изопахиты эффективной нефтенасыщенной мощности проводят путём интерполяции между максимальными значениями мощности на внутреннем и нулевым на внешнем контуре нефтеносности (рис.16). Такие карты необходимы при подсчете запасов, проектировании разработки нефтяных и газовых залежей, размещении добывающих и нагнетательных скважин.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 3)

1. На какие виды подразделяется корреляция разрезов скважин?
2. Какие материалы используются при составлении нормального разреза месторождения?
3. Какие способы геологической интерпретации применяются при построении структурных карт?
4. Какие карты толщин пласта строятся при составлении модели залежи нефти или газа?
6. Какие методы используются при построении профильных разрезов?

Раздел II

Геологопромысловая характеристика залежей углеводородов

Глава 4

Геологопромысловое изучение пород-коллекторов

Горные породы, вмещающие нефть, газ или воду и способные отдавать их при разработке, называются коллекторами. Коллекторы встречаются преимущественно в осадочных терригенно-карбонатных породах, значительно реже в вулканогенных и метаморфических.

Деление осадочных пород на терригенные и карбонатные не всегда отражает их многообразие, особенно это касается пород, сцементированных карбонатным материалом, при этом доля карбонатного цемента часто достигает 50 % и более. Учитывая генетические особенности терригенных пород, следует выделять не только терригенные и карбонатные коллекторы, но и их переходную разновидность, отличающуюся как от терригенных, так и от карбонатных по структурно-текстурным особенностям, минеральному составу и емкостным свойствам.

Терригенные коллекторы представлены песками, песчаниками, алевролитами и их разновидностями. Цемент контактовый, пленочный, реже базальный. Цементирующим материалом чаще всего являются глинистые минералы, кварц и карбонаты.

Терригенно-карбонатные коллекторы чаще всего представлены кварцевыми песчаниками, сцементированными базальным карбонатным материалом.

К карбонатным коллекторам относятся хемогенно-органические, реже обломочные известняки и доломиты.

Основной характеристикой пород-коллекторов являются их коллекторские свойства, определяемые пористостью, проницаемостью и нефтенасыщенностью. На количественные значения коллекторских свойств большое влияние оказывают минеральный состав горных пород и их структурно-текстурные особенности. Породы-коллекторы являются сложными образованиями, при исследовании которых используются геофизические, гидродинамические и петрографические методы, базирующиеся на новейших достижениях науки и техники.

4.1. Гранулометрический состав

Гранулометрический состав пород - важная характеристика терригенных коллекторов. Количественное содержание фракций в значительной мере определяет удельную поверхность пород-коллекторов и как следствие пористость, нефтенасыщенность, проницаемость и продуктивность.

Основными методами определения гранулометрического состава являются ситовой и седиментационный анализы. Фракционный состав породы отражается в таблице (табл. 5.).

Таблица 5

Результаты гранулометрического анализа

Скв. куст	Содержание фракций в % по массе при диаметре зерен в мм									
	Ситовый анализ					Седиментационный анализ				Итого
	0,59	0,42	0,297	0,21	0,149	0,074	0,05	0,01	<0,005	
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	0,42	0,297	0,21	0,149	0,074	0,05	0,01	0,005		
15/2	-	1,5	3,2	19,6	65	5	3	1,5	1,2	100
224/2	1,5	2,0	15,2	20,3	37	16,3	4,5	1,8	1,4	100

По гранулометрическому составу выделяются глины, алевроиты, пески и т.д.

Характеристика пород различного гранулометрического состава зависит от степени их цементации (табл.6.).

Таблица 6
Гранулометрический состав и свойства пород-коллекторов, по Н.В. Логвиненко с изменениями

№ п/п	Размер частиц в мм по выделенным подгруппам	Литифицированные породы (размер частиц, мм)		Сцементированные		Содержание обломков	Преобладающий минеральный состав		Коэффициент фильтрации, м ³ /сут	Максимальная влажность, %	Максимальная высота капиллярного поднятия, м	Общая поверхность частиц, см ²
		Рыхлые	Угловатые	Окатанные	Угловатые							
I	5,0-1,0 Грубо-обломочные псефиты	Гравий мелкий	Древесная мелкая	Гравийный мелкий конгломерат-гравелит	Древесная брекчия мелкая-дресвит	Много, часто до 50 %	Кварц, полевые шпаты, коенолиты	50-100	-	0,06	-	-
II	1,0-0,05 песчаные псаммиты	Песок крупный 1,0-0,5 Песок средний 0,5-0,25 Песок мелкий 0,25-0,05	Древесная мелкая	Песчаник крупный 1,0-0,5 Песчаник средний 0,5-0,25 Песчаник мелкий 0,25-0,05	Древесная брекчия мелкая-дресвит	Обычно мало	Кварц, полевые шпаты, глауконит	2-50	4	1,05	(Ребро кубика 1 мм) 60	
III	0,05-0,005 Пылева-алевроиты	Алевроит крупный 0,05-0,01 Алевроит тонкий 0,01-0,005	Алевроит тонкий	Алевролит грубый 0,05-0,01 Алевролит тонкий 0,01-0,005	Алевролит тонкий	нет	Кварц, полевые шпаты, глауконит	0,1	10	2	(Ребро кубика 0,05 мм) 24000	
IV	0,005-0,001 Глинистые пелиты	Глина грубая 0,005-0,001 Глина тонкая <0,001	Аргиллит тонкий	Аргиллит грубый 0,005-0,001 Аргиллит тонкий <0,001	Аргиллит тонкий	нет	Глинистые минералы, слюда	0,001	44	10	(Ребро кубика 0,005 мм) 2400000	

Реальные продуктивные пласты часто имеют неоднородный состав, тогда различают переходные типы пород: например, песчаник глинистый, алевролит глинистый и т.п. Поэтому для сопоставления характеристик гранулометрического состава кроме абсолютных величин используется коэффициент неоднородности гранулометрического состава $k_{неод}$, под которым понимают отношение диаметра частиц фракции, составляющей 60 % от массы всего песка, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10 % массы песка.

При нахождении $k_{неод}$ гранулометрического состава данные табл.5 наносят на полулогарифмический бланк. Обычно $k_{неод}$ для коллекторов изменяется от 1,1 до 20. Для данных табл.5 по первой и второй скважинам $k_{неод}$ составляет соответственно 2,14 и 2,66.

Данные табл.6 позволяют оценить степень влияния гранулометрического состава на процессы, происходящие в пласте. При уменьшении диаметра зерен породы резко увеличивается удельная поверхность, оказывающая огромное влияние на пористость, проницаемость и начальную нефтенасыщенность пород-коллекторов. С уменьшением диаметра зерен увеличивается высота капиллярного поднятия (всасывания). Это свойство пород-коллекторов определяет величину зоны проникновения при вскрытии коллектора и при остановке скважины в процессе эксплуатации, что, как правило, ухудшает потенциальную продуктивность.

Значительное влияние на процесс разработки оказывает величина глинистой фракции в составе породы-коллектора как терригенного, так и карбонатного, что определяется способностью их набухания и расслоения при контакте с фильтратом бурового раствора и закачиваемыми водами, особенно опресненными.

4.2. Пористость

Пористость пород-коллекторов характеризует их емкостные свойства и определяется объемом свободного от цементации пространства, представленного кавернами, порами и трещинами. Различают полную и открытую пористость. Полная пористость определяется объемом всех пор, открытая - объемом сообщающихся пор. В нефтепромысловой практике используют открытую пористость. Для характеристики различных пород-коллекторов вводится коэффициент открытой пористости m , в дальнейшем просто коэффициент пористости.

Коэффициент открытой пористости в долях единицы определяется отношением суммарного объема открытых пор $V_{п}$ к объему образца породы V_0 :

$$m = (V_{п}/V_0). \quad (4.1)$$

Для сравнения емкостных характеристик пород-коллекторов используется также значение коэффициента пористости в % от объема пород:

$$m = (V_{п}/V_0) \cdot 100 \% \quad (4.2)$$

Пористость породы определяется ее структурно-текстурными особенностями и минеральным составом. Особенно большое влияние на пористость пород оказывают минеральный состав цемента и тип цементации.

По величине поровые каналы подразделяются на группы: 1) сверхкапиллярные - диаметром 2,0-0,508 мм; 2) капиллярные - 0,508-0,0002 мм; 3) субкапиллярные - менее 0,0002 мм.

По крупным (сверхкапиллярным) порам движение нефти и газа происходит свободно, а по капиллярным - при значительном участии капиллярных сил. В субкапиллярных каналах в природных условиях жидкости практически перемещаться не могут. Породы, емкостное пространство которых представлено в основном субкапиллярными каналами и порами, независимо от величины коэффициента пористости, практически непроницаемы для жидкостей и газов, т.е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.).

В нефтепромысловой практике чаще приходится иметь дело с коллекторами порового типа с межзерновой пористостью. Это обломочные, а также карбонатные породы, представленные разномерными доломитами и реже известняками.

Реже наблюдаются коллекторы кавернового и трещинного типов.

Каверновые коллекторы характерны для карбонатных пород.

Трещинные коллекторы в чистом виде встречаются редко, но охватывают самые различные плотные породы: карбонатные и другие хемогенные породы, плотные песчаники, хрупкие сланцы, метаморфизованные и изверженные породы.

Более часто встречаются смешанные типы пород-коллекторов, являющиеся сочетанием трех названных выше.

Емкость коллекторов порового типа изменяется от 10 до 50 % от объема пород и наиболее часто составляет 16 - 25 %. Емкость коллекторов трещинного типа изменяется от 0,1 до 3 % от объема породы. Емкость пород с двойной пористостью определяется в основном межзерновой пористостью.

В табл.7 приведены величины пористости пород-коллекторов по некоторым месторождениям России. Песчаные коллекторы имеют тенденцию к некоторому снижению пористости с глубиной залегания. В карбонатных коллекторах нижняя граница пористости значительно меньше, чем в терригенных, что объясняется наличием трещиноватости. При незначительной трещинной пористости эти коллекторы обладают значительной проницаемостью и способны отдавать углеводороды при разработке.

Таблица 7

Пористость пород-коллекторов некоторых месторождений России

Месторождение, вид коллектора	Глубина залегания, м	Пределы изменения пористости, %
Терригенные коллекторы		
Туймазинское,	1650	11-21
Туймазинское,	1100	18,8 - 23,9
Арланское,	1200	16 - 27,5
Самотлорское,	1640	19 - 27,5
Самотлорское,	2100	17,9 - 25,4
Варьеганское,	2100	18,9 - 23,7
Уренгойское,	2500	16,1 - 19,9
Усть-Балыкское,	2100	22,2 - 23,8
Ромашкинское,	1750	11,7 - 22,6
Карбонатные коллекторы		
Малгобек-Вознесенское,	2300	3,0 - 6,7
Ишимбайское,	700	5 - 35
Коробковское,	1550	1,5 - 10,0
Яблоновское	490	3,4 - 31,6

Пористость естественных песков и песчаников тем больше, чем резче форма их зерен отличается от шарообразной. Таким образом, величина и форма зерен являются важнейшими факторами, от которых зависит пористость.

Относительно высокая пористость коллекторов часто сохраняется и при значительном их погружении. Песчаники даже при сильной нагрузке могут сохранять первоначальную пористость, если они не заполнены вторичными образованиями.

Трещиновидные поры подразделяют на микротрещины с

раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм и макротрещины с раскрытостью больше 0,1 мм.

Наиболее распространено изучение трещинной пористости в шлифах под микроскопом.

Для подсчета трещинной пористости пользуются формулой:

$$m_T = \frac{bl}{F}, \quad (4.3)$$

где m_T - трещинная пористость; b - раскрытость трещин; l - длина всех трещин в шлифе; F - площадь шлифа.

До начала разбуривания и разработки породы-коллекторы находятся в статическом состоянии. Однако после их вскрытия возможны необратимые изменения коллекторских свойств. Отбор флюидов при больших депрессиях на пласт может нарушить равновесное состояние зерен скелета в общей флюидо-породной системе. По данным Р.С.Сахибгареева, это приводит к образованию цемента уплотнения за счет необратимых деформаций сильно глинизированных компонентов скелета пород с необратимым уменьшением их емкости с самого начала разработки или даже во время вскрытия пластов. Условия для данного явления имеются по месторождениям Среднего Приобья.

Изменение термобарических условий в трещинных коллекторах может привести к уменьшению раскрытости трещин. При этом незначительно уменьшается трещинная пористость и значительно уменьшаются проницаемость и продуктивность.

Обычно применяется следующая схема изучения пористости коллекторов. Первоначально по новому объекту разработки пористость определяют по данным лабораторных исследований керна продуктивных интервалов. Одновременно для этих же интервалов по геофизическим данным производится определение петрофизических характеристик коллектора. Затем строятся графическая зависимость пористость - петрофизический параметр или многомерная аналитическая модель пористость - петрофизические параметры. Количество определений пористости по керну должно позволить получить статистически значимые зависимости. После получения таких зависимостей можно значительно сократить отбор керна и перейти к так называемому "бескерновому бурению". При дальнейшем разбуривании пористость коллекторов определяется по геофизическим данным с использованием полученных петрофизических зависимостей. Данная схема наиболее применима при исследовании крупных месторождений.

4.3. Проницаемость

Проницаемость пористой среды определяется ее способностью пропускать жидкость или газ при перепаде давления. Проницаемость зависит от размеров и формы открытых пор горной породы и не зависит от свойств фильтруемых жидкостей или газов.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, согласно которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k_{пр} \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L}, \quad (4.4)$$

где v - скорость линейной фильтрации, м/с; Q - объемный расход жидкости в единицу времени, м³/с; F - площадь сечения образца, м²; Δp - перепад давлений, создаваемых на торцах испытуемого образца, Па; L - длина образца, м; μ - абсолютная вязкость жидкости, Па·с; $k_{пр}$ - коэффициент проницаемости, м².

По равенству (4.4) находят коэффициент проницаемости в лабораторных условиях:

$$k_{пр} = \frac{Q \mu L}{F \Delta p}. \quad (4.5)$$

За единицу измерения проницаемости принимают м². Это соответствует расходу за 1 с 1 м³ жидкости вязкостью в 1 Па·с в образце с поперечным сечением 1 м² при перепаде давлений на протяжении 1 м в 1 Па.

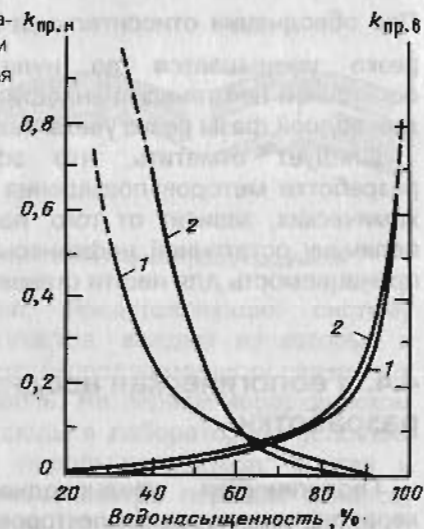
Ранее у нефтяников была принята единица Дарси (Д): 1Д $\approx 1,02 \cdot 10^{-12}$ м²; 1мД $\approx 1,02 \cdot 10^{-15}$ м².

В общем случае не существует прямой зависимости пористости и проницаемости пород-коллекторов.

В порах горных пород одновременно может находиться многофазная среда (вода, газ, нефть; вода, нефть; вода, газ), поэтому для характеристики проницаемости в общем случае различают абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную проницаемость.

Абсолютной проницаемостью называется проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между ними и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью.

Рис. 17. Кривые относительных проницаемостей для песчаников пластов АВ₂₋₃ (1) и БВ₈ (2) Самотлорского месторождения (по А.Г. Ковалеву)



Эффективной (фазовой) проницаемостью называется проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы - жидкой или газообразной.

Относительная проницаемость выражается отношением эффективной (фазовой) проницаемости к однофазной проницаемости образца породы, ее величина изменяется от 0 до 1.

Эффективная проницаемость породы для любой из насыщающих ее сред меньше абсолютной проницаемости и зависит от нефте-, газо- и водонасыщенности породы.

Распределение и подвижность фаз в поровой системе породы зависят от проницаемости и от смачивающих свойств соответствующих фаз. В отношении смачиваемости порода может быть гидрофильной или гидрофобной.

Большинство пород-коллекторов гидрофильны. В гидрофильных породах остаточная вода избирательно лучше смачивает стенки пор породы, чем нефть.

Смачивающая жидкость при низкой проницаемости породы обладает малой подвижностью. Несмачивающая фаза, занимающая остальное пространство в поровых каналах, обладает большей подвижностью. Определение насыщенности ядра фазами флюидов - одна из наиболее трудоемких задач, которые приходится решать при лабораторном определении эффективной проницаемости.

На рис. 17 показаны кривые относительной проницаемости для песчаников пластов АВ₂₋₃ и БВ₈ Самотлорского месторождения.

При обводнении относительная проницаемость для нефти $k_{пр.н}$ резко уменьшается до нуля при значительной величине остаточной нефтенасыщенности, а относительная проницаемость для водной фазы резко увеличивается почти до единицы.

Следует отметить, что эффективность применения при разработке методов повышения нефтеотдачи, особенно физико-химических, зависит от того, насколько ими удастся уменьшить величину остаточной нефтенасыщенности, при которой фазовая проницаемость для нефти становится равной нулю.

4.4. Геологическая неоднородность объектов разработки

Геологическая неоднородность - одна из важнейших характеристик пород-коллекторов. Ее изучение позволяет уточнить геологическую модель пласта, залежи или объекта разработки. Необходимость введения понятия геологической неоднородности возникла в начале 60-х годов ввиду того, что проектные показатели разработки, полученные с помощью гидродинамических моделей, отличались от фактических.

Проведение анализа разработки, выбор методов повышения нефтеотдачи и другие мероприятия с нефтяным объектом невозможны без знания его геологической неоднородности.

Следует отметить, что в специальной литературе часто применяется подразделение геологической неоднородности на микронеоднородность и макронеоднородность. При этом характеристики микронеоднородности соответствуют рассматриваемому ниже первому структурному уровню, а макронеоднородность - остальным трем структурным уровням.

При системно-структурном анализе геологическую неоднородность следует рассматривать на различных иерархических уровнях. При выделении иерархических структур терригенных нефтяных пластов будем придерживаться системы, состоящей из четырех структурных уровней (рис. 18):

I - уровень элементарного объема породы с оценкой минерального состава скелета и количества цементирующего вещества;

II - уровень геологических тел, сложенных единым литологическим типом пород, в данном случае уровень песчаных пропластков;

III - уровень геологических тел, представляющих систему гидродинамически связанных пропластков;

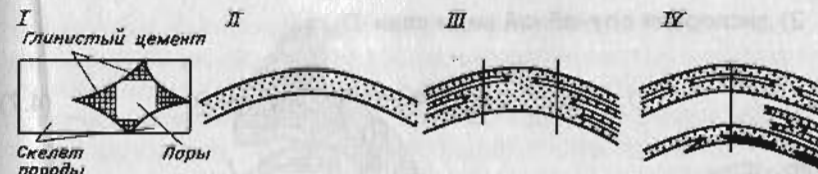


Рис. 18. Схема выделения структурных уровней геологической неоднородности

IV-уровень геологических тел, представляющих систему гидродинамически несвязанных пластов, каждый из которых в общем случае представляет систему гидродинамически связанных пропластков. I иерархический уровень. На первом иерархическом уровне (см. рис. 18) на образце породы в лабораторных условиях исследуют минеральный состав породы-коллектора, состав и структуру цемента, распределение диаметра поровых каналов, пористость (m), нефтенасыщенность (β) и проницаемость ($k_{пр}$) коллектора.

Получаемые на I иерархическом уровне характеристики обуславливают поведение породы при разработке, особенно с применением заводнения, поведение характеристик фазовой проницаемости и коэффициента вытеснения. Полученные данные позволяют получить представление о потенциальной величине нефтеотдачи породы-коллектора, достижение которой при разработке будет в значительной мере зависеть от сложности объекта на следующих иерархических уровнях.

Замеренные в лабораторных условиях значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости являются случайными дискретными величинами.

Статистическая обработка полученных материалов позволяет достаточно объективно оценить различие в геологической неоднородности пластов или залежей на I иерархическом уровне.

Наиболее часто используются следующие статистические характеристики:

1) среднее значение или математическое ожидание случайной величины:

$$M[x] = \sum_{i=1}^n x_i \cdot P_i, \quad (4.6)$$

где $M[x]$ - математическое ожидание случайной величины; количество выделяемых классов случайных величин от $i=1$ до n ; x_i - среднее значение случайной величины i -го класса; P_i - вероятность встречи случайной величины i -го класса;

2) дисперсия случайной величины D_x :

$$D_x = M[(x_i - M[x])^2] = \sum_{i=1}^n (x_i - M[x])^2 P_i \quad (4.7)$$

3) среднее квадратичное отклонение случайной величины σ :

$$\sigma = \sqrt{D(x)}; \quad (4.8)$$

4) коэффициент вариации случайной величины W :

$$W = \frac{\sigma}{M} \cdot 100\% \quad (4.9)$$

Необходимость в определении нескольких статистических характеристик обуславливается тем, что средние значения параметров по ряду объектов могут быть практически равны, а по дисперсиям и коэффициентам вариации значительно отличаться. Ввиду того, что значения коэффициентов вариации безразмерны, они хорошо отражают геологическую неоднородность на данном иерархическом уровне. Чем выше коэффициент вариации, тем выше неоднородность по анализируемому параметру.

II иерархический уровень. Этот уровень соответствует нерасчлененному пласту. Некоторые особо однородные объекты разработки могут соответствовать II иерархическому уровню. Все параметры геологической неоднородности на II иерархическом уровне определяются с помощью промыслово-геофизических методов, наиболее надежно - толщина пласта (пропластка), пористость, нефтенасыщенность, а также глинистость. Практически интерпретация всех геофизических методов привязывается к определенному песчаному пропластку, т.е. производится на II иерархическом уровне.

По определяемым параметрам также находятся их статистические характеристики: математическое ожидание, дисперсия, стандартное отклонение, коэффициент вариации.

Весьма информативным параметром геологической неоднородности на I и II иерархическом уровнях является глинистость породы-коллектора.

Ко II иерархическому уровню близки такие объекты разработки, как XVI пласт Октябрьского, пласт Д_{II} Константиновского, пласт Д_I Бавлинского месторождений и др.

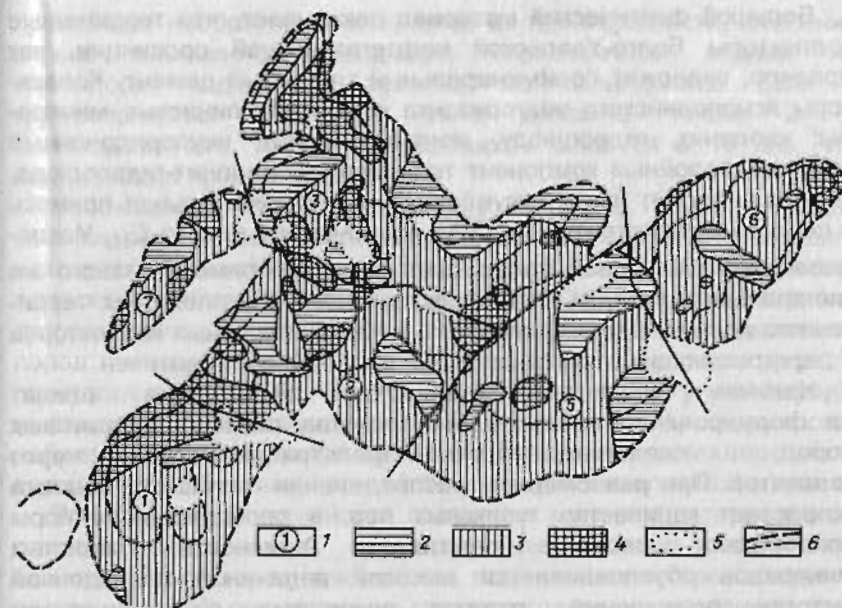


Рис.19. Схема изменения относительной $C'_{гп}$ глинистости по пласту Д_I Серафимовского месторождения:

1 - номер расчетного участка; 2 - неглинистые зоны, $C'_{гп} = 0,0 - 0,05$; 3 - малоглинистые зоны, $C'_{гп} = 0,05 - 0,15$; 4 - глинистые зоны, $C'_{гп} = 0,15 - 0,5$; 5 - зоны отсутствия коллекторов; 6 - первоначальные внешний и внутренний контуры нефтеносности

По диаграммам гамма-метода находят массовую глинистость с использованием зависимости относительной гамма-активности ΔJ_{γ} от массовой глинистости $C_{гп}$.

Исследования распределения глинистости по объему пласта свидетельствуют о бессистемном изменении этого параметра. Однако карты глинистости, построенные по средневзвешенным по толщине пласта значениям относительной глинистости, хорошо характеризуют степень его неоднородности (рис. 19).

Для изучения связи коллекторских свойств пласта и его продуктивности с глинистостью предпочтительнее использовать относительную глинистость:

$$C'_{гп} = \frac{C_{гп} (1 - m)}{C_{гп} (1 - m) + m}, \quad (4.1)$$

где $C_{гп}$ - массовая глинистость; m - коэффициент пористости песчаников.

Большой фактический материал показывает, что терригенные коллекторы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, как правило, содержат полиминеральный глинистый цемент. Коллекторы яснополянского надгоризонта включают глинистые минералы: каолинит, гидрослюда, монтмориллонит, неупорядоченный смешанно-слоистый компонент типа монтмориллонит-гидрослюда. Монтмориллонит присутствует лишь как незначительная примесь в породах тульского горизонта за исключением пласта С_{II}. Исследования Т.Т.Клубовой показывают наличие примерно такого же минерального состава глинистых примесей в коллекторах терригенного девона. Состав глинистого цемента песчаных коллекторов и перекрывающих глинистых пород, как правило, идентичен.

Наличие глинистых минералов значительно влияет на формирование порового пространства песчано-алевритовых пород, а следовательно, на фильтрацию нефти через коллектор. При равномерном распределении глинистого цемента возрастает количество тупиковых пор, а сообщающиеся поры приобретают сложные очертания. Активность глинистых минералов обуславливается высокой величиной приведенной емкости поглощения, которая возрастает с увеличением дисперсности глинистых минералов. Величина приведенной емкости поглощения возрастает от каолинитовых к монтмориллонитовым глинам. От величины приведенной емкости поглощения зависят сорбционные и каталитические свойства минералов, которые в конечном счете определяют фильтрационные возможности коллектора.

Механизм влияния глинистых минералов и свойств вытесняющих агентов на фильтрацию изучали М.А.Цветкова, А.С.Жакен, Т.Т.Клубова и др.

Каталитические свойства минералов обуславливают сорбцию органических ионов активными участками поверхности минерала. Между сорбированными органическими ионами и глинистым минералом возникает связь, прочность которой изменяется в широких пределах в зависимости от размера органических ионов. Чем крупнее органические ионы, тем сильнее они адсорбируются поверхностью глинистого минерала, так как эти ионы, кроме кулоновских сил, удерживаются еще дополнительно силами Ван-дер-Ваальса, которые увеличиваются с увеличением размера органического иона.

Многие глинистые минералы изменяют свои свойства при заводнении коллекторов. Многочисленные опыты, проведенные С.Жакеном на искусственных образцах пород с различной глинистостью, показали, что при снижении минерализации насыщающей воды ниже определенного критического значения

происходит необратимое изменение их проницаемости. Особенно сильно сказывается заводнение опресненными водами на коллекторы, содержащие примесь монтмориллонита. Если в крупнозернистый кварцевый песок добавить только 2 % монтмориллонита, то его проницаемость снизится в 10 раз, что подтверждает промысловый опыт.

Необходимо иметь в виду, что вредное влияние воды, закачиваемой в пласт коллектор, в поровом пространстве которого находятся глинистые минералы, способные к внутрикристаллическому набуханию (монтмориллонит и в различной степени деградированные гидрослюды), на фильтрационные возможности пород тем меньше, чем более высокомолекулярные углеводороды содержатся в нефти. Эти высокомолекулярные углеводороды нефти, прочно закрепившись на обменных позициях, создают своеобразное защитное покрытие на глинистых минералах, препятствующее их разбуханию под действием воды, нагнетаемой в пласт.

Ввиду высокой активности глинистых минералов терригенных пластов, оказывающих преобладающее влияние на многие свойства коллекторов, глинистость пластов-коллекторов входит в состав моделей, оценивающих как петрографические зависимости, например, электропроводность горных пород, пористость, проницаемость, водонасыщенность, так и в модели, оценивающие добычные характеристики пласта, например, абсолютно свободный дебит и продуктивность.

Коллекторские свойства: пористость, нефтенасыщенность и проницаемость - имеют тесные связи с глинистостью, которые могут быть достаточно надежно аппроксимированы линейными зависимостями. Толщина песчаных прослоев связана с относительной глинистостью менее тесно.

Таким образом, имеются тесные связи между активным компонентом коллектора - глинистым цементом, определяемым на I иерархическом уровне, и коллекторскими свойствами пласта, определяемыми на II иерархическом уровне. Наличие таких связей позволяет по массовой $C_{ГЛ}$ и относительной $C'_{ГЛ}$ глинистости определить пористость, нефтенасыщенность и проницаемость пласта. Исходя из этого, геологическую неоднородность песчаного пропластка в конкретной точке можно отождествить с его глинистостью.

III иерархический уровень. Это уровень гидродинамически связанного пласта. Во многих случаях соответствует эксплуатационному объекту. Эффективность параметров геологической неоднородности, определяемых на этом уровне, оценивается теснотой связи с показателями разработки.

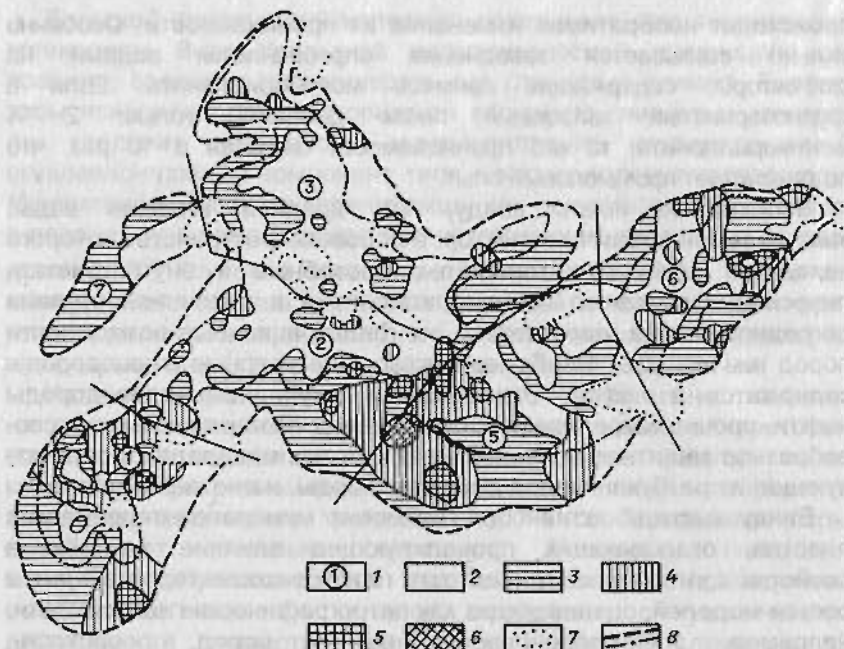


Рис. 20. Схема расчлененности пласта Д₁ Серафимовского месторождения:
 1 - номер расчетного участка; зоны развития песчаных прослоев: 2 - одного; 3 - двух;
 4 - трех; 5 - четырех; 6 - пяти; 7 - зона отсутствия коллекторов; 8 - внешний и внутренний
 контуры нефтеносности

Гидродинамически связанный пласт состоит из сложного сочетания песчаных пропластков, сливающихся между собой, расчленяющихся и выклинивающих как по толщине, так и по площади (рис. 20).

Анализ связи средневзвешенной по пласту глинистости с толщиной пласта показал, что они значимы, а их распределение по площади можно отобразить при помощи карт глинистости.

К III иерархическому уровню относится громадное количество объектов разработки, например, таких известных, как пласт Д₁ Туймазинского месторождения, пласты Д₁ и Д_{IV} Шкаповского, пласт Д₁ Серафимовского месторождений и др.

Первые характеристики геологической неоднородности, широко используемые до настоящего времени, были получены в основном для объектов разработки III иерархического уровня. К ним относятся коэффициент песчаности $K_{п}$, коэффициент расчлененности $K_{р}$, коэффициент литологической связанности $K_{св}$, коэффициент литологической выдержанности $K_{лв}$.

Под коэффициентом относительной песчаности $K_{п}$ понимается отношение эффективной мощности $H_{эф}$ к общей мощности объекта $H_{общ}$:

$$K_{п} = \frac{H_{эф}}{H_{общ}} \quad (4.11)$$

Коэффициент относительной песчаности показывает, таким образом, соотношение коллекторских и неколлекторских пород в объеме эксплуатационного объекта.

Под коэффициентом расчлененности эксплуатационного объекта $K_{р}$ понимается отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам $\sum N_{просл}$, к общему количеству скважин $\sum N_{скв}$.

Таким образом, $K_{р}$ характеризует среднее количество песчаных прослоев в разрезе объекта:

$$K_{р} = \frac{\sum N_{просл}}{\sum N_{скв}} \quad (4.12)$$

В том случае, когда эксплуатационный объект представлен пластом песчаника, $K_{р}=1$.

Под коэффициентом литологической связанности $K_{св}$ понимается отношение площади участков слияния пластов и пропластков $S_{св}$ к общей площади залежи S :

$$K_{св} = \frac{S_{св}}{S} \quad (4.13)$$

Чем больше $K_{св}$, тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по вертикали. Для выявления участков литологической связи пластов необходимо построение карты зональных интервалов. При равномерном расположении скважин по площади $K_{св}$ примерно соответствует отношению числа скважин, в которых установлена литологическая связь пластов $n_{св}$, к общему количеству скважин $\sum N_{скв}$:

$$K_{св} = \frac{n_{св}}{\sum N_{скв}} \quad (4.14)$$

Непроницаемые слои при эксплуатации залежи препятствуют фильтрации жидкости в вертикальном направлении. В ряде случаев это положительным образом влияет на процесс разработки, затрудняя, например, поступление воды в скважину из обводненной части пласта.

Под коэффициентом литологической выдержанности $K_{л.в.}$ понимается отношение площади распространения коллекторов пласта S_k к общей площади залежи S :

$$K_{л.в.} = \frac{S_k}{S} \quad (4.15)$$

Чем больше $K_{л.в.}$, тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по горизонтам. При вычислении $K_{л.в.}$ необходимо построение карт распространения коллекторов. Коэффициент литологической выдержанности характеризует охват пласта воздействием по площади.

Необходимо отметить, что в случае многопластового месторождения с гидродинамически изолированными пластами, т.е. на IV иерархическом уровне, вычисление коэффициентов связанности и литологической выдержанности имеет смысл только по отдельно взятому пласту.

Иногда по ряду коэффициентов и параметров, характеризующих как макро-, так и микронеоднородность пласта, трудно однозначно оценить неоднородность различных объектов. По одним параметрам один и тот же объект может казаться более однородным, по другим неоднородным. Устранение этого препятствия возможно с применением комплексного показателя неоднородности.

При подборе комплексного показателя неоднородности исходили из следующих условий: 1) в него должны входить параметры, имеющие генетическую связь с условиями образования коллекторов; 2) эти параметры можно определить на стадии проектирования системы разработки месторождений, а сам комплексный показатель должен быть тесно связан с основными показателями разработки.

При оценке неоднородности пласта, с учетом поставленных условий были использованы главным образом параметры, входящие в объемную формулу подсчета запасов: пористость, нефтенасыщенность, эффективная нефтенасыщенная толщина, толщина пропластков.

Изменчивость средних значений нефтенасыщенных толщин и толщин пропластков достигает 100 %, а сопоставление их средних

значений с соответствующими величинами вариаций показывает отсутствие между ними корреляционной связи, поэтому для расчета комплексного показателя принимали средние значения нефтенасыщенных толщин. Коэффициент проницаемости пласта, который является важнейшим в гидродинамических расчетах, не учитывали, так как по залежи, как правило, его можно определять ограниченное число раз. По многим пластопересечениям этот параметр нельзя найти, так как геофизические методы определения проницаемости дают большие погрешности. Кроме того установлено, что коэффициенты проницаемости, нефтенасыщенности и пористости связаны с условиями образования пласта и, следовательно, при оценке геологической неоднородности можно брать любые из этих параметров.

Аналитическое выражение комплексного показателя неоднородности имеет вид:

$$K_{неод} = \frac{W_m W_{k_{II}}}{M(h_{эф}) M(h_{пр})} \quad (4.16)$$

где W_m , $W_{k_{II}}$ - коэффициенты вариации соответственно пористости и нефтенасыщенности; $M(h_{эф})$, $M(h_{пр})$ - математическое ожидание соответственно нефтенасыщенной толщины и толщины пропластков.

Параметры, входящие в комплексный показатель неоднородности, рассчитывают по формулам математической статистики.

В предложенном показателе неоднородности числитель характеризует изменчивость емкостной характеристики пласта-коллектора, а знаменатель - изменчивость пласта, определяемую прерывистостью, расчлененностью и выклиниванием, а также с уменьшением толщины на участках - обширными водонефтяными зонами (ВНЗ).

Таким образом, числитель комплексного показателя геологической неоднородности характеризуется параметрами II иерархического уровня, а знаменатель - параметрами III иерархического уровня. Оба уровня тесно взаимосвязаны. При макрооднородности пласта (пласт выдержан и не расчленен) комплексный показатель неоднородности изменяется за счет изменения числителя, что, в свою очередь, обусловлено особенностями образования пласта-коллектора. Увеличение макрооднородности, связанное с расчленением пласта, замещением отдельных пропластков, уменьшением толщины пласта с приближением к контуру нефтеносности, особенно в обширных ВНЗ, как правило, приводит к увеличению числителя в формуле (4.16).

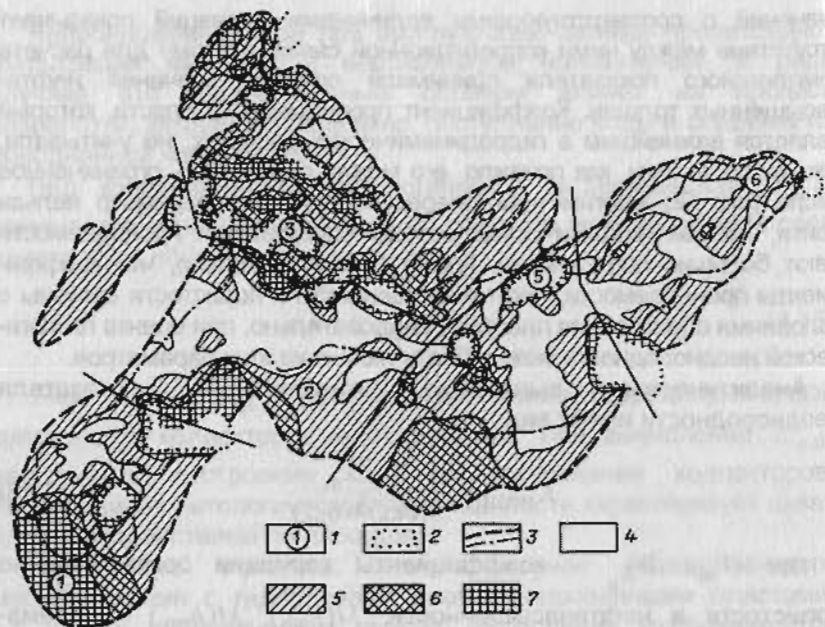


Рис.21. Схематическая карта изменения $K_{неод}$ по скважинам D_1 Серафимовского месторождения: 1 - номер расчетного участка; 2 - зоны отсутствия коллекторов; 3 - первоначальные внутренний и внешний контуры нефтеносности; 4 - $K_{неод} < 1$; 5 - $K_{неод} = 1 \div 5$; 6 - $K_{неод} = 5 \div 10$; 7 - $K_{неод} > 10$

Важную роль в комплексном показателе неоднородности $K_{неод}$ играет толщина пропластков. Средняя толщина пропластков заменяет такой показатель геологической неоднородности, как расчлененность пласта. Как было показано, коэффициент расчлененности пласта, характеризующая его геологическую неоднородность, часто становится формальным показателем. Так, при большей расчлененности пласт может быть более однородным, если имеет большую нефтенасыщенную толщину. Этот пример становится более наглядным и понятным при сопоставлении схемы расчлененности и схемы изменения $K_{неод}$ по пласту D_1 Серафимовского месторождения (см. рис.21, 22). На схеме расчлененности второй и третий расчетные участки выглядят как довольно однородные. Второй участок - действительно однородный, что подтверждает и схема изменения $K_{неод}$ (см. рис.21), третий - весьма неоднородный, а его кажущаяся однородность по схеме (см. рис.21)

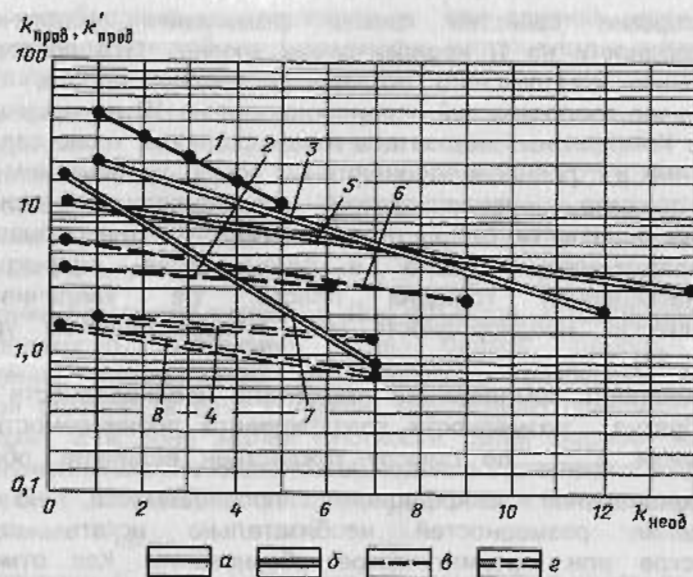


Рис.22. Зависимость коэффициентов продуктивности $K_{прод}$ и удельной продуктивности $K'_{прод}$ от $K_{неод}$ для первой и второй групп объектов:

а, б - продуктивность соответственно по первой и второй группам объектов; в, г - удельная продуктивность соответственно по первой и второй группам объектов; 1, 2 - объект 14; 3, 4 - пласт C_1 Новохазинской площади; 5 - объект 43; 6 - объект 1; 7, 8 - объект 35

объясняется тем, что пласт D_1 на этом участке часто представлен одним тонким пропластком.

Проведем анализ $K_{неод}$ при условии, что все параметры постоянные, а нефтенасыщенная толщина пропластков $M(h_{пр})$ убывает от значения $M(h_{эф})$ (пласт монолитен) до 1 м. В этом случае комплексный показатель неоднородности возрастает по гиперболическому закону, причем наиболее резко он увеличивается при уменьшении средней толщины пропластка от 5 до 1 м, что как раз соответствует интервалу, в котором наиболее сильно сказывается расчлененность пласта. Таким образом, учет расчлененности становится не формальным и больше отражает реальную неоднородность пласта. При уменьшении толщины пропластков (изменение геологической неоднородности на II иерархическом уровне), как правило, возрастает глинистость пласта (изменение геологической неоднородности на I иерархическом уровне), а, следовательно, ухудшаются

коллекторские свойства пласта (изменение геологической неоднородности на II иерархическом уровне). Это приводит к увеличению комплексного показателя неоднородности, т.е. к увеличению геологической неоднородности на III иерархическом уровне. Комплексный показатель неоднородности тесно связан с размерами и строением водонефтяных зон. С увеличением ВНЗ, как правило, увеличивается коэффициент вариации нефтенасыщенности, т.е. растет геологическая неоднородность на II иерархическом уровне и уменьшается эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, т.е. увеличивается геологическая неоднородность на III иерархическом уровне (см. рис.18).

Размерность комплексного показателя неоднородности $1/m^2$, т.е. обратна размерности коэффициента проницаемости m^2 . Фактически $K_{неод}$ по смыслу тождествен величине, обратно пропорциональной коэффициенту проницаемости, но для совпадения размерностей необязательно искать строгое логическое или математическое обоснование. Как отмечает А.Х.Мирзаджанзаде, применение подобных параметров может быть оправдано практической эффективностью.

Эффективность применения $K_{неод}$ для прогнозирования продуктивности нефтяных и газовых пластов, текущих и конечных значений нефтеотдачи и водонефтяных факторов и для идентификации объектов по геологической неоднородности при анализе разработки доказана на большом числе объектов разработки.

На IV иерархическом уровне неупорядоченность эксплуатационных объектов по геологической неоднородности значительно возрастает из-за большего усложнения системы. На этом уровне $H_{эф}$ может неоднозначно характеризовать геологическую неоднородность и ее рост не всегда определяет снижение этой неоднородности, т.е. $H_{эф}$ становится формальной величиной. На этом уровне рекомендуется использовать $K'_{неод}$, имеющий вид:

$$K'_{неод} = \frac{W_m \cdot W_{k_n}}{M(h_{пр})} \quad (4.17)$$

Как правило, комплексные показатели неоднородности следует определять в тех же геологических границах, что и сопоставляемые с ними показатели разработки. Этого пра-

вила необходимо придерживаться при оценке всех параметров геологической неоднородности, используемых в сравнении с показателями разработки.

Коэффициенты вариации пористости и нефтенасыщенности определяют по геофизическим данным для каждого нефтегазонасыщенного пропластка, ограниченного непроницаемыми границами. Для этих же пропластков находят их математическое ожидание. При равномерном распределении скважин по исследуемому объекту $M(h_{эф})$ определяют с учетом значений по каждой скважине. Для объектов, которые разбурены неравномерно, например, для блоков одного месторождения, центральные зоны которого разбурены плотной сеткой скважин, а ВНЗ - редкой, необходимо привлекать карту изопахит и в зоне малой плотности сетки скважин находить дополнительные значения. Несоблюдение этого правила приводит обычно к завышению толщины пласта, а следовательно, к занижению $K_{неод}$.

Значения $K_{неод}$ и $K'_{неод}$ можно установить в целом по залежи или по отдельным ее частям. Аналогично находят $K_{неод}$ и $K'_{неод}$ по отдельным скважинам при расчлененности пласта на 10-15 пропластков. При малой расчлененности пласта $M(h_{эф})$ и $M(h_{пр})$ определяют по конкретной скважине, а W_{k_n} и W_m - по относительно однородной в геологическом отношении зоне, к которой приурочена данная скважина.

Карты геологической неоднородности, построенные с использованием $K'_{неод}$ для разнородных объектов, позволяют количественно оценить степень геологической неоднородности по различным участкам залежей и ее влияние на дебиты нефти, продуктивность пластов, конечную и текущую нефтеотдачу.

При сопоставлении ранжированных рядов дебитов нефти и соответствующих значений $K_{неод}$ по скважинам в зонах со значительной геологической неоднородностью наблюдаются высокие значения ранговой корреляции R , а в относительно однородных - низкие.

Таким образом, по картам геологической неоднородности можно выделить зоны, увеличение добычи нефти по которым возможно за счет изменения технологических режимов или за счет снижения влияния геологической неоднородности.

4.5. Оценка промышленных (кондиционных) свойств коллекторов

Выделенные в разрезах скважин пласты-коллекторы должны быть кондиционными, т.е. обладать способностью отдавать нефть и газ при разработке в промышленных количествах.

Правильное установление кондиционных значений коллекторских свойств имеет большое значение для оценки объема коллектора при подсчете запасов углеводородов. Основными промысловыми параметрами, позволяющими оценить кондиционные свойства пласта, являются продуктивность $K_{\text{прод}}$ и удельная продуктивность $K'_{\text{прод}}$, оцениваемые соответственно в т/(сут·МПа) и т/(сут·МПа·м).

Анализ данных для оценки кондиционных пределов начинается с исследования первых разведочных скважин по объекту разработки.

Как правило, продуктивный пласт в разведочных скважинах вскрывается на качественном буровом растворе. При опробовании таких скважин пласт достаточно быстро выходит на потенциальную продуктивность. Потенциальная продуктивность пласта определяется всем комплексом присущих ему особенностей в минеральном составе, структурно-текстурных свойствах, емкостных характеристиках, составе и структуре цемента, физико-химических свойствах насыщающих флюидов. Представление о потенциальной продуктивности пласта с данными физико-химическими свойствами флюидов и коллекторскими свойствами позволяет принять решение об освоении этого пласта с целью получения промышленных притоков нефти.

Пласты, определенные по геофизическим данным как коллекторы, нередко при опробовании не дают притоков нефти, что может быть связано с некачественным вскрытием при бурении. Получение в процессе опробования скважины притока нефти при создании минимально возможной депрессии следует считать основным признаком, характеризующим породу как коллектор.

При установлении кондиционных пределов в продуктивных пластах порового типа в процессе опробования определяющими должны быть параметры, характеризующие явно или косвенно фильтрационные свойства опробованного интервала.

Одновременно с установлением продуктивности пласта (объекта) определяются его толщина, проницаемость, пористость и петрофизические характеристики, такие как, $\alpha_{\text{СП}}$, ΔJ_{γ} , $\rho_{\text{МПЗ}}$,

$\rho_{\text{МКЗ}}$. Названные параметры могут служить основой для создания статистических моделей при прогнозе потенциальной продуктивности.

Петрофизические параметры косвенно характеризуют фильтрационные свойства пласта. Относительный параметр $\alpha_{\text{СП}}$ определяется по данным замеров самопроизвольной поляризации (изменяется от 0 до 1) и характеризует емкостные свойства пласта.

Относительный параметр ΔJ_{γ} находится по данным гамма-каротажа и характеризует глинистость пласта. При значении глинистости в 20 весовых единиц или 0,5 относительной единицы глинистости терригенная порода становится неколлектором.

Отношение показаний микропотенциал-зонда $\rho_{\text{МПЗ}}$ и микроградиент-зонда $\rho_{\text{МКЗ}}$ определяет характеристику пласта-коллектора. Чем выше это отношение, тем лучше пласт-коллектор.

Все параметры, характеризующие емкостные и фильтрационные свойства пласта, тесно связаны с толщиной пласта и, как правило, с уменьшением толщины ухудшаются.

По полученным данным удельной продуктивности, петрофизических характеристик и характеристик геологической неоднородности строят зависимости типа:

$$K_{\text{прод}} = f(\alpha_{\text{СП}}); K'_{\text{прод}} = f(\Delta J_{\gamma}); K'_{\text{прод}} = f(K_{\text{неод}}).$$

С помощью этих зависимостей находят значения удельной продуктивности пласта. При установлении нижней границы этих значений в расчет принимается минимально рентабельный дебит, который можно получить из этого объекта.

На рис.22 показаны оценочные кривые зависимости $K_{\text{прод}}$ и $K'_{\text{прод}}$ от комплексного показателя неоднородности.

Совместный анализ и использование зависимостей $K_{\text{прод}}$ и $K'_{\text{прод}}$ в функции $K_{\text{неод}}$ и карт геологической неоднородности позволяет прогнозировать зоны с различными кондиционными значениями.

При подсчете запасов с помощью кондиционных значений удельной продуктивности можно оценить соответствующую им толщину пласта. На основе толщин пласта, выделенных с учетом кондиционных пределов, строят карты изопакит.

Следует иметь в виду, что все оценочные зависимости, используемые для установления кондиционных пределов, могут

давать значительные погрешности. Поэтому при оперативной работе обычно проводят опробование продуктивного пласта и устанавливают его кондиционность прямым путем.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 4)

1. Гранулометрический состав пород коллекторов и методы его изучения.
2. Какими факторами определяется величина пористости пород коллекторов?
3. Природа проницаемости пород-коллекторов и влияющие на нее факторы.
4. Глинистость пород-коллекторов, методы ее оценки и ее влияние на коллекторские свойства.
5. Кондиционные свойства коллекторов и методы их оценки.
6. Понятие о геологической неоднородности пласта.
7. Основные виды геологической неоднородности пласта.
8. Понятие об иерархических уровнях изучения объекта разработки.
9. Комплексные показатели неоднородности и их использование.

Глава 5

Условия залегания нефти, газа и воды и их свойства

5.1. Нефте-, газо- и водонасыщенность

Поровое пространство пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений, как правило, заполнено углеводородами частично. Часть порового пространства занимает так называемая связанная вода. Большинство нефтяных и газовых месторождений приурочено к осадочному комплексу пород, сформировавшихся в морских или полуконтинентальных условиях. До появления в этих коллекторах нефти и газа они были полностью или частично

заполнены водой. Процесс формирования залежей углеводородов сопровождался вытеснением воды из пор, каверн и трещин.

Содержание остаточной воды обычно выражают в процентах от суммарной емкости пор. Оно может меняться от первых единиц до 70 % и более. В большинстве хорошо проницаемых песчано-алевритовых коллекторов содержание остаточной воды составляет 15-25 %.

Количество остаточной воды в породах-коллекторах зависит от многих факторов. Важнейшие из них: минеральный состав, структура порового пространства, минеральный состав и количество глинистого цемента, карбонатность терригенных коллекторов, содержание поверхностно-активных веществ в нефтях.

Менее изученными факторами, влияющими на содержание остаточной воды в породах-коллекторах, являются время формирования последних и время образования в них нефтяных и газовых залежей.

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

$$k_H = V_H / V_{II}, \quad k_G = V_G / V_{II}, \quad (5.1)$$

где V_H - объем нефти, содержащейся в порах образца; V_{II} - объем всех пор образца; V_G - объем газа, насыщающего поры образца породы.

В связи с тем, что часть объема пор занята водой, можно, зная коэффициент водонасыщенности (k_B), т.е. отношение объема связанной воды к объему порового пространства, вычислить косвенным путем величину коэффициента нефтенасыщенности (газонасыщенности) по соотношению: $k_H = 1 - k_B$; $k_G = 1 - k_B$.

Существует довольно много способов определения остаточной водонасыщенности породы-коллектора. В лабораторных условиях применяются следующие.

1. Способ, основанный на определении потери массы исследованного образца после экстрагирования и просушки его при температуре 105-107°C и на определении объема отогнанной из него или из смежного образца воды при кипячении их в растворителе с температурой кипения до 110°C. Погрешность метода не превышает 2 %.

2. Способ центрифугирования, при котором экстрагированный и полностью высушенный образец насыщается водой, которую затем вытесняют с помощью центрифуги при частоте вращения 4400-31500 об/мин.

3. Хлоридный метод, основанный на представлении о том, что минерализация погребенной воды в данной нефтяной или газовой залежи постоянна. Исходя из этого, зная минерализацию керна, т.е. содержание в нем хлоридов, можно установить истинную его водонасыщенность.

4. Метод полупроницаемой мембраны, основанный на отжати свободной воды силами капиллярного давления с сохранением в образце породы остаточной воды.

5. Метод ртутной капиллярметрии, который заключается в нагнетании ртути в керн с одновременным измерением капиллярных давлений.

Применяются также и многие другие лабораторные методы.

В промышленных условиях для определения остаточной водонасыщенности широко распространен метод низкочастотной электрометрии, или электрический каротаж. Метод основан на том, что электропроводность породы коллектора зависит от количества и минерализации насыщающей его воды. По результатам геофизических исследований против испытываемых пластов определяют петрофизическую характеристику, например, удельное электрическое сопротивление пласта ρ_{II} или параметр насыщенности P_H , представляющий собой отношение сопротивления полностью нефтенасыщенного пласта R_{HII} к сопротивлению полностью водонасыщенного пласта R_{BII} . Используя данные лабораторных определений остаточной водонасыщенности керна и петрофизические характеристики породы-коллектора, для этих же интервалов строят оценочные зависимости, с помощью которых далее находят остаточную водонасыщенность (нефтенасыщенность), используя только результаты геофизических исследований.

При обобщении результатов исследования величины остаточной водонасыщенности обычно сопоставляют с проницаемостью как с параметром, наиболее полно отражающим влияние гранулометрического состава и текстурно-структурных свойств породы коллектора.

П.Джонс для ориентировочного представления о содержании связанной воды рекомендует пользоваться графиком (рис. 23).

Для конкретных пород коллекторов с межзерновой пористостью можно пользоваться зависимостью между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Для различных отложений она различна (рис. 24).

Оба примера показывают, что при меньших значениях абсолютной проницаемости наблюдается наибольшая остаточная водонасыщенность, и наоборот.

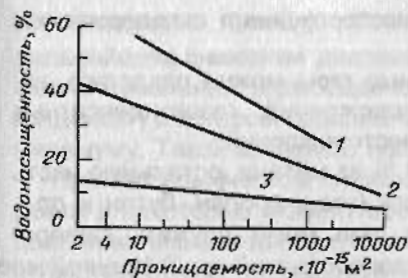


Рис. 23. Зависимость между остаточной водонасыщенностью и проницаемостью для пород-коллекторов различного типа (по Джонсу, 1946):

1 - пески мелкозернистые; 2 - пески среднезернистые; 3 - пески крупнозернистые, известняки и доломиты

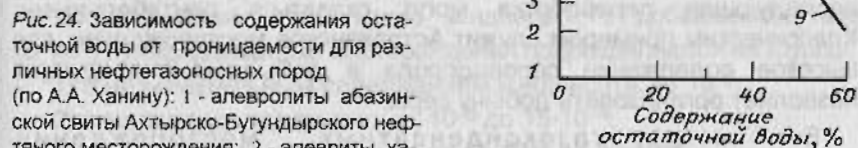


Рис. 24. Зависимость содержания остаточной воды от проницаемости для различных нефтегазоносных пород (по А.А. Ханину): 1 - алевролиты абазинской свиты Ахтырско-Бугундырского нефтяного месторождения; 2 - алевролиты хадумского продуктивного горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения; 3 - песчаники угерской свиты газовых месторождений Угерско и Бильче-Волица; 4 - модели песков кварцевых; 5 - алевролиты свиты медистых песчаников Шебелинского газового месторождения; 6 - песчаники мелкозернистые продуктивных горизонтов мела Газлинского газового месторождения; 7 - песчаники мелкозернистые газоконденсатного месторождения Русский хутор; 8 - песчаники мелкозернистые Усть-Балыкского и Мегионского нефтяных месторождений; 9 - песчаники мелкозернистые мотской свиты Марковского газоконденсатного месторождения; 10 - песчаники средне- и мелкозернистые газовых месторождений Байрамали и Майского; 11 - рифовые пермские газонасыщенные известняки ишимбайского типа

Для практической цели удобны статистические зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности от величины относительной глинистости $C_{гг}$. Величину относительной глинистости можно определить на любой стадии разработки месторождения, а следовательно, на любой стадии можно найти остаточную водонасыщенность и начальную нефтегазонасыщенность коллектора.

5.2. Свойства природных углеводородных газов

Природные углеводородные газы состоят в основном из гомологов метана (предельных углеводородов), имеющих общую формулу C_nH_{2n+2} . Чем легче газ, тем больше его содержание в

смеси. Так, встречаются газовые месторождения с содержанием метана CH_4 до 98 %.

По условиям залегания природные газы можно разделить на: сухие; попутные нефтяных месторождений; газоконденсатных месторождений; каменноугольных месторождений.

Сухие газы состоят на 97 - 98 % из метана, остальную часть составляют более тяжелые гомологи (этан, пропан, бутан и др.). Примерами месторождений сухого газа могут служить Северо-Ставропольско-Пелагиадинское (Ставропольский край), Уренгойское (Тюменская область), Байрамали (Туркмения).

Попутный газ представляет собой более жирную смесь предельных углеводородов. Доля этана, пропана, бутана составляет уже от 10 до 50 %. Кроме того, возможно присутствие углекислого газа, азота, гелия, аргона, сероводорода, водорода. При достаточно высокой концентрации редких или других сопутствующих газов их добыча из природного газа и последующая переработка могут оказаться рентабельными. Классическим примером служит Астраханское месторождение, где высокое содержание сероводорода в добываемой продукции позволяет организовать добычу серы.

В газах газоконденсатных месторождений содержание тяжелых предельных углеводородов составляет около 10 %. Причем это соотношение может изменяться в ходе разработки месторождения по мере изменения термобарических условий (как правило, снижается концентрация тяжелых углеводородов в добываемой продукции вследствие падения давления в залежи).

Газы каменноугольных месторождений состоят преимущественно из метана, азота и углекислого газа. Присутствие азота и углекислого газа объясняется сообщением угольной шахты с атмосферой.

Основными физическими свойствами углеводородных газов являются плотность, молекулярная масса, вязкость, растворимость в нефти или воде.

Углеводородные газы химически инертны, они не реагируют со щелочами и слабыми кислотами, но хорошо растворяются в органических растворителях (нефтях).

Конденсат. В отличие от нефти и газа в природе не существует чисто конденсатных месторождений, так как конденсат может образоваться только в результате сепарации газовой смеси, когда по мере снижения пластового давления или температуры происходит конденсация углеводородов.

Различают сырой и стабильный конденсат. Сырой конденсат характеризуется достаточно высоким содержанием легких

углеводородов (до C_5). Состав его может изменяться при дальнейшем снижении давления или температуры. В результате такого изменения термобарических условий может быть получен конденсат, в котором содержание легких углеводородов сводится к минимуму. Такой конденсат называется стабильным.

При изотермическом снижении давления в однофазной газовой смеси в некоторый момент времени начинается конденсация. Это давление называется давлением начала конденсации. Кроме того, существует понятие давления максимальной конденсации. При давлении максимальной конденсации и заданной температуре в жидкой (конденсатной) фазе находится максимальная доля углеводородной смеси.

В природе часто первоначальное пластовое давление газовой залежи совпадает с давлением начала конденсации. В течение разработки месторождения по мере снижения пластового давления происходит конденсация газа в породах-коллекторе.

По содержанию стабильного конденсата в добываемом газе ($\text{м}^3/\text{м}^3$) газоконденсатные месторождения подразделяются на группы:

- 1) с незначительным содержанием конденсата до 10^{-5} ;
- 2) с малым содержанием - от 10^{-5} до $15 \cdot 10^{-4}$;
- 3) со средним содержанием - от $15 \cdot 10^{-4}$ до $30 \cdot 10^{-4}$;
- 4) с высоким содержанием - от $30 \cdot 10^{-4}$ до $60 \cdot 10^{-4}$;
- 5) с очень высоким содержанием - свыше $60 \cdot 10^{-4}$.

По химическому составу конденсат отличается от нефти низким содержанием асфальтенов и смол, значительную его часть составляют пентаны, гексаны и гептаны.

Плотность конденсатов изменяется от 700 до 800 $\text{кг}/\text{м}^3$, молекулярная масса от 80 до 140 $\text{г}/\text{моль}$.

Плотность газа ρ_T - масса m единицы объема газа V , или отношение молекулярной массы газа M к объему моля V_m :

$$\rho_T = m/V = M/V_m = M/22,4.$$

Единица измерения - $\text{кг}/\text{м}^3$. Плотность газа обычно 0,73-1,0 $\text{кг}/\text{м}^3$.

Молекулярная масса вещества - отношение массы молекулы данного вещества к 1/12 массы атома изотопа углерода ^{12}C ; величина безразмерная.

Количество вещества в граммах (килограммах), равное молекулярной массе, называется молем (киломолем). Объем моля для всех газов постоянен и равен при стандартных условиях 22,4 м^3 .

Молекулярная масса природного газа

$$M = \sum M_i x_i, \quad (5.2)$$

где M_i - молекулярная масса i -го компонента; x_i - объемное содержание i -го компонента в долях единицы.

Молекулярная масса природных газов $16 \div 20$.

Относительная плотность природного газа (по воздуху) - отношение плотности газа ρ_r к плотности воздуха ρ_B , взятых при одинаковых температуре и давлении. Плотность воздуха ρ_B при стандартных условиях $1,293 \text{ кг/м}^3$, молекулярная масса 29. С ростом температуры плотность газа уменьшается, а с повышением молекулярной массы и давления - растет.

Вязкость газа μ_i - сила внутреннего трения, возникающая между двумя слоями газа, перемещающимися параллельно друг другу с различными по величине скоростями. Вязкость углеводородных газов незначительная. Вязкость сухого газа при 0°C составляет $13 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$, воздуха $17 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

С увеличением температуры при низких давлениях вязкость газов и воздуха увеличивается; при величине давления до 4 МПа вязкость газов мало зависит от него, при более высоких давлениях - повышается.

Аналитическую зависимость между параметрами (объемом, давлением и температурой) газа, описывающую поведение газа, называют уравнением состояния (идеального или реального) газа. Идеальным называется газ, в котором отсутствуют силы межмолекулярного взаимодействия.

Коэффициент сжимаемости z реальных газов показывает отношение объемов равного числа молей реального V_p и идеального V_n газов при одинаковых давлении и температуре:

$$z = V_p / V_n.$$

Коэффициент z определяет величину отношения объемов реального газа при пластовых $V_{пл}$ и стандартных $V_{ст}$ условиях. При этом он непосредственно зависит от величины пластового давления $p_{пл}$, Па и температуры T , К:

$$z = 0,00289 (p_{пл} / T_{пл}) (V_{пл} / V_{ст}).$$

Коэффициент сжимаемости точно находят экспериментальным путем по пластовым пробам газа.

Приведенные давление $p_{пр}$ и температуру $T_{пр}$ выражают в долях от критического давления $p_{кр}$ и температуры $T_{кр}$ и для однокомпонентного газа рассчитывают из уравнений:

$$p_{пр} = p / p_{кр}, \quad T_{пр} = T / T_{кр},$$

где p и T - конкретные давление и температура, для которых определяется z .

Критическая температура $T_{кр}$ - это такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость, как бы велико ни было давление. Давление, соответствующее точке критической температуры, называется критическим давлением или, иначе говоря, это предельное давление, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние. Для углеводородных газов, представляющих собой смесь отдельных компонентов, величины $p_{кр}$ и $T_{кр}$ находят как средние арифметические из их значений для каждого компонента. Эти средние называют псевдокритическими давлением $p_{пкр}$ и температурой $T_{пкр}$ (табл.8).

Таблица 8

Пример расчета псевдокритических давлений и температур

Компонент	Содержание компонента, %	Критические абсолютные		Псевдокритические	
		давление, МПа	температура, К	давление, МПа	температура, К
Метан	92,6	4,58	190,5	4,240	176,40
Этан	1,6	4,82	305,28	0,077	4,88
Пропан	0,4	4,20	369,78	0,017	1,48
н-Бутан	2,2	3,75	425,0	0,082	9,35
н-Пентан	3,2	3,30	470,2	0,105	15,04
Сумма	100			4,521	207,15

Приведенные давление и температуру смеси углеводородных газов определяют из уравнений: $p_{пр} = p / p_{пкр} = p / \sum p_{кр_i} x_i$; $T_{пр} = T / T_{пкр} = T / \sum T_{кр_i} x_i$, где $p_{кр_i}$ и $T_{кр_i}$ критические давление и температура i -го компонента; x_i - доля i -го компонента в объеме смеси (доли единицы).

Приведенные давление и температуру для смесей газов часто называют псевдоприведенными.

Если известен объем газа V_0 при нормальных условиях (p_0 и T_0), то объем его при других давлениях и температурах (p и T) с учетом сжимаемости можно рассчитать на основе закона Гей-Люссака:

$$V = V_0 z \frac{T p_0}{T_0 p},$$

где T_0 равно 293 К; $p_0 = 0,103$ МПа.

Для перехода от объема, занимаемого газом в нормальных условиях, к объему, занимаемому им в пластовых условиях, пользуются объемным коэффициентом пластового газа, b_T численно равным объему, который занял бы 1 м³ газа в пластовых условиях $V_{пл}$:

$$b_T = V_{пл} / V_0, \quad b_T = z \frac{T_{пл} p_0}{T_0 p} = 0,000378 z \frac{T_{пл}}{p_{пл}},$$

где $p_{пл}$ и $T_{пл}$ - пластовые давление и температура.

Объемный коэффициент газа всегда значительно меньше единицы, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

5.3. Свойства нефти

Нефть - горючее ископаемое, сложная смесь главным образом углеводородов (УВ) с примесью высокомолекулярных органических кислородных, сернистых и азотистых соединений, обычно представляющее собой маслянистую жидкость красно-коричневого, иногда почти черного цвета, существенно изменяющие физические и технологические свойства в зависимости от химического состава.

Высокомолекулярные органические соединения существенно влияют на характер перемещения УВ по пластам в процессе разработки залежей. К ним относятся нафтеновые кислоты с общей формулой $C_n H_{2n-1} COOH$ ($n=5,6,9$), смолы, асфальтены, парафин и др. В виде микрокомпонентов в связанной форме присутствуют хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций,

магний, ванадий, никель, свинец, железо и пр. Всего в нефтях установлено более 40 микроэлементов, общее содержание которых редко превышает 0,02-0,03 %.

Выделенные из различных нефтей УВ относятся к трем главным рядам: метановому, нафтеновому и ароматическому.

По содержанию серы нефти делятся на классы: малосернистые (серы до 0,5 %), сернистые (0,51-2,0 %) и высокосернистые (более 2,0 %); по содержанию смол - на подклассы: малосмолистые (смол менее 18 %), смолистые (18-35 %) и высокосмолистые (более 35 %); по содержанию парафина - на типы: малопарафинистые (парафина менее 1,5 % по массе), парафинистые (1,51-6,0 %) и высокопарафинистые (более 6 %).

При оценке общего содержания парафина в нефти необходимо знать давление и температуру его кристаллизации, так как в процессе разработки при изменении пластовых давления и температуры парафин может выпадать и осаждаться в поровом пространстве, ухудшая фильтрационные свойства пласта-коллектора.

Плотность нефти - масса ее в единице объема V :

$$\rho_H = m/V. \quad (5.3)$$

Единица плотности - кг/м³.

Плотность пластовой нефти - масса нефти, извлеченная на поверхность из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Обычно равна 400-800 кг/м³ и с увеличением содержания газа в нефти и температуры уменьшается против плотности сепарированной нефти на 20-40 % и более.

По плотности пластовые нефти делятся на легкие (менее 0,850 г/см³) и тяжелые (более 0,850 г/см³). Нефти плотностью выше 1 г/см³ называются мальтами.

В России плотность нефтей и нефтепродуктов определяется при температуре 20°C и соотносится с плотностью дистиллированной воды при 4°C (относительная плотность ρ_4^{20}).

Плотность нефти в пластовых условиях приближенно можно оценить по формуле

$$\rho_{пл} = (\rho_{сеп} + 0,5G \rho_T) / b, \quad (5.4)$$

где $\rho_{пл}$ и $\rho_{сеп}$ - плотности пластовой и сепарированной нефти, кг/м³; G - объемное содержание растворенного газа в пластовой нефти, м³/м³; ρ_T - относительная плотность газа; b - объемный коэффициент пластовой нефти.

Вязкость - свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Различают динамическую, кинематическую и относительную (условную) вязкость нефти.

В Международной системе единиц (СИ) динамическая вязкость μ измеряется в Па·с (Паскаль в секунду) и определяется как вязкость среды, в которой при градиенте скорости 1 м/(с·м) на 1 м² слоя действует сила трения 1 Н.

Кинематическая вязкость ν представляет собой отношение динамической вязкости η к плотности ρ . Единица измерения кинематической вязкости - м²/с.

Относительная вязкость выражается отношением абсолютной вязкости жидкости к вязкости дистиллированной воды (вязкость которой при 20°C равна 1,0008 мПа·с). Ее определяют вискозиметром Энглера и измеряют в °ВУ.

По относительной вязкости вычисляют кинематическую ν по формуле Уббелоде:

$$\nu = 0,0713 \cdot \text{°ВУ} \cdot T - 0,0631 \cdot \text{°ВУ} \quad (5.5)$$

Зная плотность нефти, по формуле $\mu = \nu \rho$ находят ее динамическую вязкость при температуре T .

Вязкость пластовой нефти - свойство нефти, определяющее степень ее подвижности в пластовых условиях и значительно влияющее на продуктивность и эффективность разработки залежей.

Вязкость пластовой нефти разных залежей изменяется от 0,2 до 2000 мПа·с и более. Наиболее распространены значения 0,8-50 мПа·с. Вязкость уменьшается с ростом температуры, повышением количества растворенных углеводородных газов, особенно высокомолекулярных; возрастает с увеличением давления, повышением молекулярной массы нефти, с увеличением количества растворенного азота.

Различают нефти: с незначительной вязкостью ($\mu \leq 1$ мПа·с), маловязкие ($1 < \mu \leq 5$ мПа·с), с повышенной вязкостью ($5 < \mu \leq 25$ мПа·с) и высоковязкие ($\mu > 25$ мПа·с).

При фильтрации в пористой среде обычных жидкостей предполагается соблюдение линейного закона трения Ньютона, когда касательные напряжения сдвига прямо пропорциональны градиенту скоростей движения слоев жидкости относительно друг друга. Зависимость скорости фильтрации ν от градиента давления $\text{grad } p$ имеет форму прямой линии, проходящей через начало координат. Жидкости, подчиняющиеся закону Ньютона, называются ньютоновскими.

При разработке многих месторождений СНГ установлено нарушение прямолинейного закона трения Ньютона. Зависимость скорости фильтрации от градиента давления имеет вид выпуклой кривой по отношению к оси градиента давления. Такие жидкости обладают структурно-механическими свойствами и называются вязкопластичными, или неньютоновскими.

Вязкопластичные нефти в состоянии равновесия при малых градиентах давления обладают некоторой пространственной структурой, образованной коллоидными частицами асфальтосмолистых веществ, и способны сопротивляться сдвигающему напряжению. С увеличением градиента давления структура нефтей начинает разрушаться, и при достижении определенного напряжения сдвига они начинают течь, как ньютоновские жидкости.

Вязкопластичные, или неньютоновские, свойства нефти в пласте проявляются при значительном содержании асфальтенов и смол, при начале кристаллизации парафина в нефти (когда пластовая температура близка к температуре начала кристаллизации парафина), при физико-химическом взаимодействии пластовых флюидов с пористой средой.

Структурно-механические свойства нефтей исчезают при их нагревании и увеличении скоростей фильтрации.

Колориметрические свойства нефти определяются содержанием в ней асфальтосмолистых веществ. Качественной характеристикой состава этих веществ в нефти может служить коэффициент светопоглощения. Установлено, что слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях всегда поглощают одну и ту же часть падающего на них светового потока. Зависимость интенсивности I_t прошедшего светового потока от интенсивности I_0 падающего на образец нефти потока описывается уравнением:

$$I_t = I_0 \cdot l^{-K_{\text{сп}} c l} \quad (5.6)$$

$K_{\text{сп}}$ - коэффициент светопоглощения; c - концентрация нефти в растворе; l - толщина слоя раствора.

Отношение I_t/I_0 называется прозрачностью τ (светопропусканием), логарифм обратной величины прозрачности - оптической плотностью D :

$$D = \lg \frac{1}{\tau} = \lg \frac{I_0}{I_t}, \quad D = 0,4343 \ln \frac{I_0}{I_t}, \quad I_t = I_0 l^{-D/0,4343} \quad (5.7)$$

Из уравнений (5.6) и (5.7) получим

$$K_{СП} = D/(0,4343cl). \quad (5.8)$$

Размерность $K_{СП}$ - 1/см. За единицу $K_{СП}$ принимается коэффициент светопоглощения такого вещества, в котором при прохождении света через слой толщиной в 1 см интенсивность светового потока падает в $l \approx 2,718$ раз. Обычно коэффициент светопоглощения нефтей 150-900 ед. Коэффициент светопоглощения и оптическая плотность нефтей измеряются фотоколориметрами. Колориметрические свойства нефти используют как индикаторный показатель при контроле путей и направлений фильтрации нефти.

Газосодержание пластовой нефти (пластовый газовый фактор) σ - количество газа $V_{Г}$, растворенного в единице объема пластовой нефти $V_{П.Н.}$, измеренное в стандартных условиях и сохраняющееся постоянным при пластовом давлении, равном давлению насыщения или превышающем его, и уменьшающееся в процессе разработки залежи при снижении пластового давления ниже давления насыщения:

$$\sigma = V_{Г} / V_{П.Н.} \quad (5.9)$$

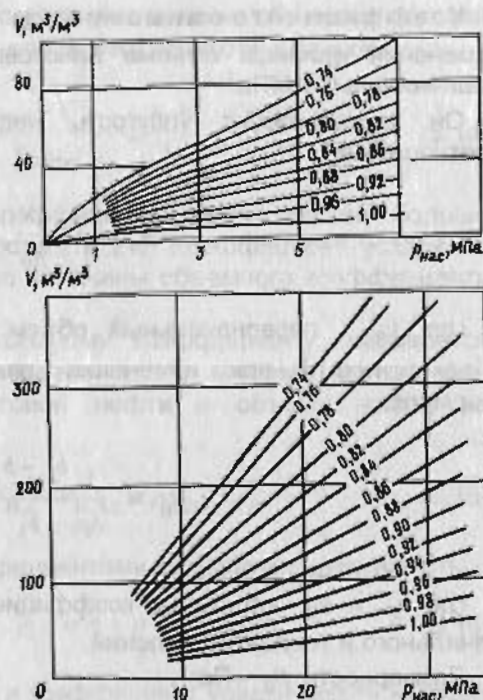
Газосодержание выражают в $м^3/м^3$ и определяют при дегазировании проб пластовой нефти. Величины его могут достигать 300-500 $м^3/м^3$ и более. Для большинства залежей нефти газосодержание равно 30-100 $м^3/м^3$.

Давление насыщения (начало парообразования) пластовой нефти - давление, при котором начинается выделение из нее первых пузырьков растворенного газа. Пластовая нефть называется насыщенной, если она находится при пластовом давлении, равном давлению насыщения, недонасыщенной - если пластовое давление выше давления насыщения. Величина давления насыщения зависит от количества растворенного в нефти газа, от его состава и пластовой температуры.

Давление насыщения определяют по результатам исследования глубинных проб нефти и экспериментальным графикам (рис.25).

В величины давления насыщения, найденные по графикам, необходимо вводить поправку α , учитывающую наличие азота в

Рис.25. Зависимость давления $p_{нас}$ нефти от количества растворенного газа V . Шифр кривых - плотность нефти $\rho_n = г/см^3$



газе, незначительное количество которого заметно увеличивает давление насыщения:

$$p_{нас} \alpha = A / \alpha_a - A / \alpha_{Г},$$

где A - количество растворенного в нефти азота, $м^3/м^3$; α_a - растворимость азота в нефти, $м^3/м^3$;

$\alpha_{Г}$ - средняя растворимость газа в нефти, $м^3/м^3$.

Следовательно:

$$p_{нас} = p'_{нас} + \alpha, \quad (5.10)$$

где $p'_{нас}$ - давление насыщения, найденное по графику.

Промысловым газовым фактором называется объемное количество газа, $м^3$, получаемое при сепарации нефти, приходящееся на 1 $м^3$ (т) дегазированной нефти. Различают газовые факторы: начальный, определяемый за первый месяц работы скважины, текущий - за любой отрезок времени и средний за период с начала разработки до любой произвольной даты.

Коэффициент сжимаемости нефти β_H - показатель изменения единицы объема пластовой нефти при изменении давления на 0,1 МПа.

Он характеризует упругость нефти и определяется из соотношения

$$\beta_H = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (5.11)$$

где V_0 - первоначальный объем нефти; ΔV - изменение объема нефти при изменении давления на Δp ; или по формуле:

$$\beta_H = \frac{1}{\Delta p} \frac{b_1 - b_2}{b_1}, \quad (5.12)$$

где b_1 и b_2 - объемные коэффициенты пластовой нефти для начального и текущего давлений.

Размерность β_H - Па⁻¹.

Коэффициент сжимаемости нефти возрастает с увеличением содержания легких фракций нефти и количества растворенного газа, повышением температуры, снижением давления и имеет значения $(6 \div 140) \cdot 10^{-6}$ МПа⁻¹. Для большинства пластовых нефтей его величина $(6 \div 18) \cdot 10^{-6}$ МПа⁻¹.

Дегазированные нефти характеризуются сравнительно низким коэффициентом сжимаемости $\beta_H = (4 \div 7) \cdot 10^{-10}$ МПа⁻¹.

Объемный коэффициент пластовой нефти b - отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной при стандартных условиях нефти. Он показывает, какой объем имел бы 1 м³ дегазированной нефти в пластовых условиях:

$$b = V_{H,пл} / V_{H,д} = \rho_H / \rho_{H,пл}, \quad (5.13)$$

где $V_{H,пл}$ - объем нефти в пластовых условиях; $V_{H,д}$ - объем того же количества нефти после дегазации при стандартных условиях; $\rho_{H,пл}$ - плотность нефти в пластовых условиях; ρ_H - плотность нефти в стандартных условиях.

При сепарации газа происходит уменьшение объема пластовой нефти, которое оценивается коэффициентом усадки ε :

$$\varepsilon = \frac{V_{H,пл} - V_{H,д}}{V_{H,пл}} = \frac{b-1}{b}, \quad (5.14)$$

Значения объемного коэффициента всех нефтей больше единицы и иногда могут достигать 2-3. Коэффициент усадки до 60 %. Наиболее характерные величины объемного коэффициента 1,2-1,8.

Величина, обратная объемному коэффициенту, называется пересчетным коэффициентом θ , который служит для приведения объема пластовой нефти к объему нефти на поверхности:

$$\theta = 1/b = V_{H,д} / V_{H,пл} = \rho_{H,пл} / \rho_H. \quad (5.15)$$

Между указанными коэффициентами существует зависимость

$$\theta = 1/b = 1 - \varepsilon; \varepsilon = 1 - \theta = (b - 1)/b. \quad (5.16)$$

Объемный коэффициент и коэффициент усадки нефти находят по экспериментальным графикам. Величину b можно приближенно вычислить по данным фракционного состава газа, плотностей нефти и газа и количества растворенного газа. Расчет сводится к определению объема газа, который он занимает в жидкой фазе. Затем в сумму объемов этого газа и нефти вносят поправки на сжимаемость и температурное расширение.

5.4. Свойства пластовых вод

Плотность пластовых вод прямо связана с их минерализацией. Плотность дистиллированной воды при 4°C принята за единицу. Плотность пластовых вод на поверхности всегда больше единицы и достигает 1,3 г/см³ и более. Воды в пластовых условиях в большинстве случаев менее плотные, чем на поверхности, что обуславливается влиянием пластовой температуры.

В нефтепромысловой практике плотность воды определяют по величине солености в градусах Боме (°Be'). Градус Боме соответствует 1 % массового содержания NaCl в растворе.

Замеренную величину солености по ареометру пересчитывают на плотность по формуле $d=145/(145-n)$, где d - плотность при температуре $15,5^{\circ}\text{C}$, г/см^3 ; n - соленость, $^{\circ}\text{Be}$.

Плотность пластовой воды $\rho_{\text{пл}} = \rho b$, где ρ - плотность воды в стандартных условиях; b - объемный коэффициент пластовой воды.

Вязкость пластовых вод уменьшается с ростом температуры и возрастает с увеличением их минерализации. Вязкость воды в пластовых условиях обычно значительно меньше вязкости нефти, поэтому вода в этих условиях имеет большую подвижность, чем нефть. Для нефтяных и газовых месторождений характерно присутствие пластовых вод вязкостью $0,2-1,5$ МПа·с. При атмосферных условиях и 20°C вязкость этих вод составляет в среднем $1,005$ МПа·с.

Поверхностное натяжение пластовой воды, т.е. свойство жидкости противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить ее форму, в значительной степени зависит от химического состава. Наименьшее поверхностное натяжение имеют щелочные воды, так как они содержат поверхностно-активные вещества - органические кислоты и основания. В общем случае по мере увеличения времени контакта вод (щелочных и жестких) с нефтью их поверхностное натяжение резко падает (в 3-7 раз). Межфазовое натяжение вод на границе с нефтью возрастает от щелочных вод ($4,4 \cdot 10^5$ Н/см) к жестким пластовым ($22,6 \cdot 10^5$ Н/см), к морской и дистиллированной ($34 \cdot 10^5$ Н/см).

Существенное значение для разработки нефтяных и газовых месторождений имеет растворяющая способность подземных вод по отношению к нефти, газу и компонентам их состава.

Растворимость жидких УВ в воде возрастает с повышением температуры и несколько снижается с ростом давления. Наибольшая растворимость в воде у бензола. Растворимость в воде УВ одного класса уменьшается с ростом их молекулярной массы, а также падает в присутствии других УВ. Насыщение воды газом приводит обычно к снижению растворимости в ней жидких УВ. На растворимость жидких УВ в воде влияет и ее минерализация. Электролиты снижают взаимную растворимость. Взаимная растворимость нефтей и воды мало изучена. При температуре до 100°C нефть и вода слабо взаимно растворяются.

В интервале $150-200^{\circ}\text{C}$ растворимость нефти в воде заметно увеличивается, а при температуре выше 200°C резко возрастает.

Явление неограниченной растворимости в системах нефть -

вода наблюдается в интервале температур $320-330^{\circ}\text{C}$ при давлении порядка 160 МПа.

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти и зависит от минерализации воды и температуры. При прочих равных условиях лучшей растворимостью в воде обладают сероводород и углекислый газ, худшей - азот. С увеличением минерализации растворимость газов ухудшается.

В большинстве случаев газосодержание пластовых вод равно $0,2-0,5$ $\text{м}^3/\text{м}^3$ и не превышает $1,5-2,0$ $\text{м}^3/\text{м}^3$. Величина газосодержания пластовой воды определяется путем анализа глубинных проб.

Коэффициент теплового расширения воды характеризует изменение единицы объема воды при увеличении ее температуры на 1°C . Он в основном зависит от температуры и минерализации. С увеличением температуры коэффициент теплового расширения изменяется неравномерно. Объем воды при увеличении температуры от 0 до 4°C уменьшается. В интервалах изменения температур $4-10$; $10-20$; $20-30$ и $65-70^{\circ}\text{C}$ средний коэффициент теплового расширения соответственно составляет $6,5 \cdot 10^{-5}$; $15 \cdot 10^{-5}$; $25,8 \cdot 10^{-5}$ и $58 \cdot 10^{-5}$.

Изменение объема пластовой воды под действием температуры, давления и газонасыщенности принято характеризовать пластовым объемным коэффициентом воды b , который показывает отношение объема воды в пластовых условиях $V_{\text{пл}}$ к ее объему в нормальных условиях ($0,1$ МПа, 20°C) $V_{\text{пов}}$:

$$b = V_{\text{пл}} / V_{\text{пов}} = \rho_{\text{пов}} / \rho_{\text{пл}}$$

где $\rho_{\text{пов}}$, $\rho_{\text{пл}}$ - плотность воды в нормальных и пластовых условиях.

Объемный коэффициент пластовых вод нефтяных и газовых месторождений изменяется от $0,98$ до $1,20$. Наибольшее влияние на его величину оказывают пластовая температура и минерализация.

Коэффициент сжимаемости пластовой воды показывает изменение единицы объема воды в пластовых условиях при изменении давления на $0,1$ МПа. Для пластовых вод нефтяных и газовых месторождений он находится в пределах $(3-5) \cdot 10^{-4}$ МПа^{-1} , зависит главным образом от газонасыщенности и температуры и выражается следующим образом: $\beta_{\text{в}} = \beta_{\text{в}}(1+0,05g)$, где $\beta_{\text{в}}$ - коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ; $\beta_{\text{в}}$ - коэффициент сжимаемости дегазированной пластовой воды; g - газосодержание пластовой воды.

Электропроводность пластовой воды характеризует ее способность проводить электрический ток. Она увеличивается с повышением концентрации растворенных в воде солей и температуры.

Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом·м. Удельное электрическое сопротивление вод нефтяных и газовых месторождений в большинстве случаев находится в пределах от 0,05 Ом·м (крепкие рассолы) до 1 Ом·м (слабосоленые воды). Его измеряют на поверхностных пробах воды при температуре, равной пластовой, или рассчитывают по минерализации воды:

$$\rho = 10 \cdot [\Sigma(a l_a f_{э.а} + k l_k f_{э.к})],$$

где a и k - количество г-экв. анионов и катионов в растворе; l_a и l_k - электрическая подвижность анионов и катионов; $f_{э.а}$ и $f_{э.к}$ - коэффициенты электропроводности при заданной концентрации электролита.

Расчеты проводят с помощью специальных таблиц и графиков. Но большое содержание в растворе гидрокарбонат-ионов (более 10 %) вносит существенные погрешности. Знание удельного сопротивления пластовых вод необходимо для количественной интерпретации материалов электрометрии скважин.

Радиоактивность пластовых вод обусловлена содержанием в них радия, урана и радона. В водах нефтяных и газовых месторождений их концентрации невелики. Так, содержание радия достигает 10^{-7} г/л, урана 10^{-9} г/л. Радий накапливается главным образом в хлоридных рассолах в условиях восстановительной обстановки. В сульфатных водах окислительной обстановки он образует труднорастворимые соли, выпадающие в осадок.

5.5. Изучение водонефтяного, газовойдяного и газонефтяного контактов.

5.5.1. Методы определения контактов

Методы определения водонефтяного контакта.

Методы определения ВНК постоянно модернизируются и развиваются. Однако до сих пор нет универсального метода, дающего надежные результаты по определению ВНК в различных геолого-физических и технологических условиях разработки.

В связи с этим при оценке текущего ВНК необходимо совместно использовать данные геофизических методов, промысловых и некоторых специальных видов исследования скважин, проводимых в комплексе с ними.

Многочисленные методы определения ВНК, применяемые в настоящее время, можно условно объединить в несколько групп: гидродинамические, оптические, геологопромысловые, геофизические и методы, основанные на закачке в пласт-коллектор радиоактивных изотопов или жидкостей различного химического состава.

Гидродинамический метод оценки текущей нефтенасыщенности и водонефтяного контакта предложен В.А. Суловым. Он основан на сравнении гидропроводности пласта в одной и той же скважине, определенной до и после момента ее обводнения по данным метода восстановления давления. Данная методика находится в стадии теоретического и экспериментального обоснования. Проведенные промысловые исследования по скважинам пластов A_3 Кулешовского, D_1 Бавлинского и C_1 Арланского месторождений показали принципиальную возможность ее применения. Следует отметить, что наилучшие результаты получаются лишь при больших отношениях вязкостей нефти и воды.

Оптические методы контроля за перемещением нефти основаны на свойстве пластовых нефтей значительно изменять коэффициент светопоглощения $K_{сп}$ в зависимости от расстояния до контакта нефть-вода. Параметр $K_{сп}$ может изменяться в 2,5-5 раз в пределах залежи, причем изменение наблюдается как на площади, так и по мощности продуктивного пласта.

Опыт применения фотокolorиметрического метода на месторождениях Татарстана и Башкортостана показал, что величина $K_{сп}$ изменяется по мощности пласта, уменьшаясь с удалением от поверхности ВНК. Непосредственно на контакте нефти с водой $K_{сп}$ нефти резко возрастает и может достигать нескольких тысяч единиц против сотен в нефтяной части пласта. Это свойство нефтей, наряду с решением ряда промысловых задач, может быть использовано для определения перемещения ВНК. Однако точно оценить местоположение ВНК при существующей технологии проведения фотокolorиметрии не представляется возможным.

Геологопромысловые методы оценки положения ВНК основаны на данных об обводненности продукции скважин, проницаемости пласта, вязкости нефти и эффективной мощности пласта.

Определение ВНК базируется на известных решениях М. М. Глоговского о совместном притоке нефти и воды в скважину:

$$\frac{Q_B}{Q_H} = \frac{K_2 \mu_H H_B}{K_1 \mu_B H_H}, \quad (5.17)$$

где Q_B , Q_H - дебиты воды и нефти (m^3) в пластовых условиях; K_1 , K_2 - проницаемость пласта в нефтяной и водяной зонах; μ_B , μ_H - абсолютная вязкость воды и нефти; H_B , H_H - мощность нефтяной и водяной зон пласта.

Погрешность в определении ВНК по данным обводненности продукции в скважине связана с учетом влияния переходной зоны, анизотропии пласта по проницаемости, а также с погрешностями определения фазовой проницаемости при различной насыщенности коллекторов.

Использование радиоактивных изотопов или жидкостей, отличных по химическому составу, для определения ВНК основано на различных величинах фазовой проницаемости пласта-коллектора в нефтяной и водяной его частях. Общим для всех модификаций этого метода является то, что в пласт закачивается жидкость определенного состава. Жидкость может обладать высокой (низкой) фазовой проницаемостью для нефтеносной части пласта и низкой (высокой) фазовой проницаемостью для обводненной части пласта.

Радиоактивную смесь готовят с помощью специальных приборов - инжекторов и задавливают в пласт. При последующей эксплуатации скважин жидкость с радиоактивными изотопами быстро вымывается из той части пласта, в которой он обладает высокой фазовой проницаемостью. Сопоставление контрольного и повторного замеров гамма-активности против продуктивного пласта позволяет выявить нефтяную и обводняющуюся части пласта.

Кроме радиоактивных индикаторов в настоящее время применяют также закачку в пласт жидкости, отличной от жидкости, насыщающей пласт, и определяют нефтяные и обводненные интервалы пласта по скорости расформирования зоны проникновения. Контроль за скоростью расформирования зоны проникновения осуществляется методами радиометрии.

Рассмотренные выше методы определения ВНК находятся в стадии развития, а исследования ими чаще всего носят эпизодический характер. В настоящее время наиболее распространены промыслово-геофизические методы оценки ВНК.

Промыслово-геофизические методы оценки ВНК можно разделить на две группы: а) методы радиометрии; б) различные модификации метода сопротивлений.

Методы радиометрии для определения ВНК стали применяться с 1955 г. Обобщение накопленного опыта показало, что положительные результаты можно получить при исследовании неперфорированной части эксплуатационного объекта.

В настоящее время применяются: стационарные методы радиометрии - нейтронный гамма-метод (НГМ) и нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННМ_т), нестационарные - импульсный нейтрон - нейтронный метод (ИННМ_т) и импульсный нейтронный гамма метод (ИНГМ). При детальном исследовании проводится разделение нефтеводоносных пластов методом наведенной активности НА (по Na, Cl, O).

Внедрение в промысловую практику импульсных методов позволило применять методы радиометрии для определения ВНК в пластах с меньшей минерализацией вод. Так, если НГМ и ННМ_т можно применять при минерализации пластовой воды больше 150 г/л NaCl, то импульсные методы - при 40-50 г/л NaCl. Теоретические основы применения методов радиометрии широко освещены в отечественной литературе.

Наиболее эффективны для определения ВНК различные модификации метода сопротивлений. Во всех вновь пробуренных скважинах устанавливаются начальное или текущее положения ВНК методом электрометрии. Эти данные являются основными при определении начального ВНК в целом по залежи. Данные электрометрии позволяют оценить также текущую нефтенасыщенность продуктивного пласта. Однако после полного разбухания залежи методы электрометрии проводятся только в специальных оценочных скважинах.

Среди методов, применяемых в производственных условиях для оценки ВНК и насыщенности коллекторов по величине их удельного сопротивления, сравнительно новым является индукционный. Принципиальное преимущество индукционного метода по сравнению со стандартной электрометрией состоит в том, что он позволяет исследовать сухие скважины или заполненные слабо проводящим промывочным раствором на нефтяной основе. Однако подобные условия на практике встречаются редко. Индукционный метод в основном применяется совместно с различными видами электрометрии, поскольку включение его в обязательный комплекс измерений позволяет повысить эффективность геофизических исследований и при измерениях в обычных скважинах, пробуренных на глинистом растворе, приготовленном на воде. По сравнению с

существующими методами стандартной электрометрии индукционный метод обладает рядом преимуществ, реализация которых позволяет получать дополнительную информацию о разрезах скважин.

Индукционный метод наиболее эффективен для исследования сравнительно низкоомных разрезов при отсутствии проникновения или при повышающем проникновении в интервале коллекторов. Регистрация диаграмм в линейном масштабе проводимости позволяет получать шкалу сопротивлений, растянутую в интервале низких значений.

Индукционный метод позволяет значительно повысить точность определения удельного сопротивления низкоомных коллекторов-водонасыщенных и обводненных песчаников.

При разработке нефтяных месторождений с заводнением коллекторов пресными водами часто невозможно разделить по удельному сопротивлению нефтяные пропластки и пропластки, обводненные закачиваемой водой. В этом случае положительные результаты получены при совместном применении электрометрии и волнового диэлектрического метода (разновидность индукционного метода). Проластки, обводненные пресной водой, и нефтеносные разделяют по различию диэлектрической проницаемости ϵ , которая составляет для нефти 5-10, для воды 14-20 отн.ед.

Методы определения газонефтяного контакта

1. Контроль за положением газонефтяного контакта (ГНК) осуществляется по следующим данным: а) в неперфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов ННК, НГК, ИННК (рис.26);

б) в перфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов, по термометрии, по измерениям гамма-плотномером;

в) по промысловым данным.

Основными методами контроля за положением ГНК являются стационарные нейтронные методы: НГК, ННК.

2. Возможность применения нейтронного каротажа для разделения нефтеносной и газоносной частей пласта обусловлена их различием в объемном содержании водорода. Газоносный пласт отличается от нефтеносного (а также и водоносного) меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний НГК и ННК при измерениях с зондами, большими инверсионного, против газоносной части пласта. По этому признаку разделяются газоносная и нефтеносная части пласта и осуществляется контроль за продвижением ГНК.

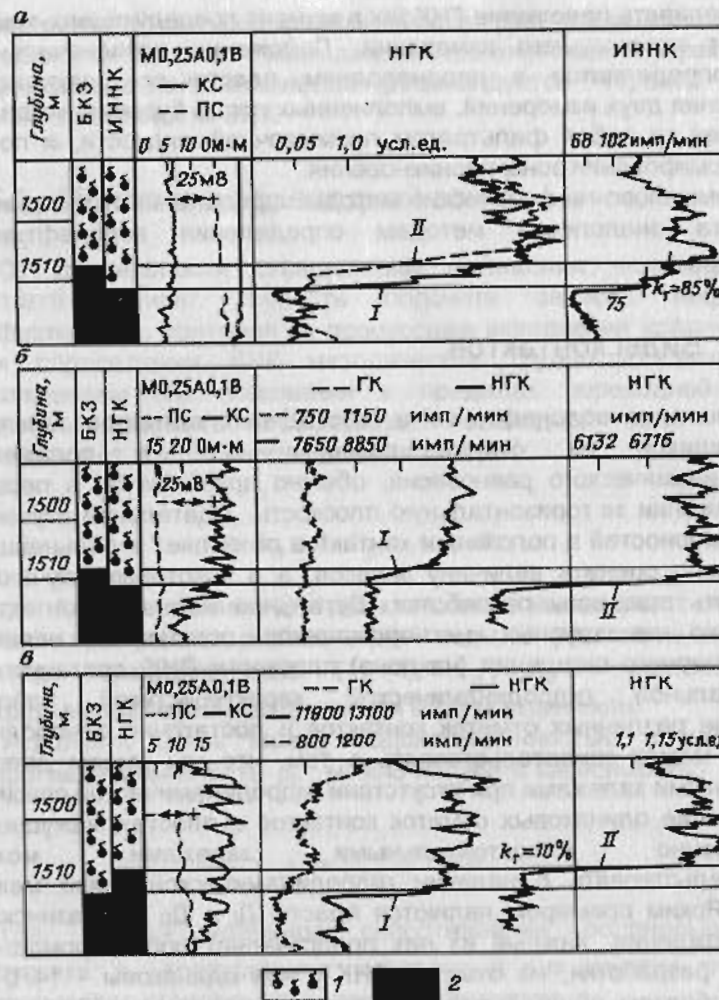


Рис.26. Движение ГНК во времени (Анастасиевско-Троицкое месторождение): а - скв. 98; б - скв. 188; в - скв. 382. Замеры: I - фоновый, II - повторный. Пласты: 1 - газоносный, 2 - нефтеносный

3. На диаграммах НМ в однородном пласте положение ГНК устанавливается в точке начала роста показаний над уровнем показаний в заведомо нефтеносной части пласта. В неоднородном пласте положение ГНК можно определить по результатам сравнения предыдущего и последующего измерений, если за время между измерениями произошло изменение положения ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет по точке начала увеличения показаний на одной диаграмме относительно другой

устанавливать положение ГНК как в момент последующего, так и в момент предыдущего измерения. Положение первоначального ГНК определяется в неоднородном пласте по результатам сравнения двух измерений, выполненных после бурения, когда газ оттеснен от забоя фильтратом промывочной жидкости, и после расформирования зоны проникновения.

Промыслово-геофизические методы определения газодляного контакта аналогичны методам определения водонефтяного контакта.

5.5.2. Виды контактов

Положение водонефтяных и газодляных контактов залежей, находящихся на стадии разведки, т.е. в положении гидродинамического равновесия, обычно принимается в первом приближении за горизонтальную плоскость. Тщательное изучение закономерностей в положении контактов позволяет в дальнейшем правильно оценить величину запасов, а в некоторых случаях и наметить принципы разработки. Детальное изучение контактов, особенно на крупных месторождениях показывает наличие закономерного смещения (наклона) плоскости ВНК, связанного с региональной гидродинамической характеристикой района. Наличие различных отметок контактов в достаточно однородной толще может свидетельствовать о том, что мы имеем дело с различными залежами при отсутствии гидродинамической связи.

Наличие одинаковых отметок контактов в пластах, кажущихся совершенно самостоятельными залежами, может свидетельствовать о наличии гидродинамической связи между ними. Ярким примером являются пласты Д_I и Д_{II} Туймазинского месторождения. Каждый из них представляет собой громадный объект разработки, но отметки ВНК у них одинаковы - 1470 м. Таким образом, оба этих пласта являются частью одной залежи, а сами пласты гидродинамически связаны. Гидродинамическая связь между пластами Д_I и Д_{II} была обнаружена в процессе эксплуатации, что привело к коренному изменению системы разработки и внедрению внутриконтурного заводнения.

Наряду с региональными закономерностями различные отметки контактов могут быть вызваны также локальными факторами, связанными с особенностями строения пласта-коллектора и наличием так называемой "переходной зоны". Определение гипсометрического положения контактов залежи в сопоставлении со структурными картами по кровле и подошве этой же залежи продуктивного пласта позволяет установить положение внешнего

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

5.5.3. Понятие о переходной зоне

От правильности определения положения водонефтяного контакта зависят точность подсчета запасов нефти и эффективность контроля за процессами заводнения коллекторов. При определении ВНК методические трудности связаны с нахождением его положения в пределах переходной зоны. Нефтенасыщенность в пределах переходной зоны быстро снижается от предельного значения до нуля:

$$k_B = 1 - k_H = A Z^{-\frac{1}{m}}, \quad (5.18)$$

где A , m - постоянные для данного пласта, зависящие от структуры порового пространства, свойств нефти и воды; Z - расстояние от нижней границы переходной зоны ($k_B=1$); k_H , k_B - соответственно коэффициенты нефтенасыщенности и водонасыщенности.

Используя связь между водонасыщенностью и удельным сопротивлением пласта ρ_{Π} , можно получить зависимость:

$$\rho_{\Pi} = \rho_{\text{вп}} \cdot A^{-n} Z^m, \quad (5.19)$$

где $\rho_{\text{вп}}$ - удельное сопротивление водонасыщенного песчаника; n - коэффициент, постоянный для данного пласта и зависящий от структуры порового пространства.

Анализ, проведенный рядом исследователей, показал, что для достаточно однородного пласта $n \approx m$, и, следовательно, сопротивление в пределах переходной зоны меняется практически линейно. Это используется на практике при выделении ВНК в интервале переходной зоны.

В гидрофильных породах наличие пластовой воды над зоной 100 %-й водонасыщенности обусловлено ее капиллярным всасыванием, являющимся результатом того, что давление в смачивающей фазе меньше, чем в несмачивающей (нефти и газе). Водонасыщенность соответствует капиллярному давлению в коллекторе (рис.27), т.е. избыточному давлению p_K , которое

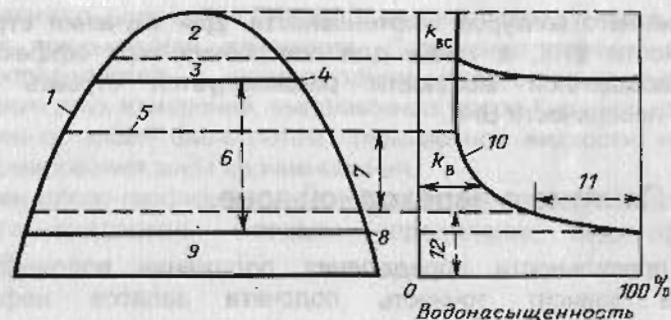


Рис. 27. Распределение флюидов в гидрофильном нефтегазоносном коллекторе:
 1 - антиклинальная структура; 2 - газовая шапка; 3 - переходная зона между газоносной и нефтеносной частями пласта; 4 - газонефтяной контакт; 5 - уровень, выше которого получают чистые нефть и газ; 6 - нефтеносная зона; 7 - переходная зона между нефтеносной и водоносной частями пласта (зона двухфазного потока - нефть и вода); 8 - водонефтяной контакт; 9 - зона 100 % водонасыщенности; 10 - зона капиллярного распределения флюидов; 11 - остаточная нефтенасыщенность; 12 - зона однофазного потока - вода

должно быть приложено к несмачивающей фазе, чтобы обеспечить различную все уменьшающуюся степень водонасыщенности путем вытеснения воды из породы:

$$p_k = \sigma_{вн} \cos \theta \cdot (2/r) = g(\sigma_{в} - \sigma_{н})h, (5.20)$$

где p_k - капиллярное давление; $\sigma_{вн}$ - поверхностное натяжение на границе раздела фаз вода-нефть; θ - угол смачивания водой поверхности твердой фазы (обычно служит мерой смачивания водой поверхности твердой фазы при $0 < \cos \theta < 1,0$); r - средний радиус капилляра; g - ускорение свободного падения; $\sigma_{в}, \sigma_{н}$ - разность плотностей воды и нефти; h - высота, для которой рассматривается соотношение между водонасыщенностью и p_k , соответствующее высоте над верхним уровнем зоны со 100 %-й водонасыщенностью.

Кривая капиллярного давления характеризует распределение капилляров породы по размерам. Ее также можно использовать для вычисления высоты над уровнем зоны 100 %-й водонасыщенности, на которой водонасыщенность равна заданному значению. Для этого можно воспользоваться выражением

$$h = (\sigma_{в} - \sigma_{н}) p_k. (5.21)$$

Капиллярное давление в породе контролирует и распределение флюидов вблизи контакта газ-нефть, но переходная зона между газонасыщенной и нефтенасыщенной частями пласта значительно меньше вследствие большой разности плотностей нефти и газа.

На рис. 27 схематически показано распределение флюидов в нефтяной залежи, содержащей газовую шапку. Остаточные водонасыщенности в нефтеносной и газоносной зонах в основном одинаковы. По этой причине невозможно отметить газонефтяной контакт по данным электрического каротажа.

Анализ большого объема электрометрических исследований позволяет сформулировать основные правила определения границ переходной зоны. Подошва переходной зоны отмечается резким увеличением КС на диаграммах, зарегистрированных потенциал-зондом или последовательным градиент-зондом. Верхняя граница переходной зоны отмечается максимумом КС при последовательном градиент-зонде. В случае потенциал-зонда КС изменяется плавно и выделить верхнюю границу переходной зоны трудно.

Для выделения границ переходной зоны могут быть использованы стандартный потенциал-зонд и градиент-зонды длиной 0,8-2 м и более. Если проникновение в водоносной части коллектора глубокое и составляет четыре диаметра скважины и более, то для выделения переходной зоны из применяемого комплекса можно использовать только градиент-зонды, начиная с двух, а в отдельных случаях с четырехметрового.

Для выделения подошвы переходной зоны необходимо, чтобы общая мощность предельно нефтенасыщенной части и переходная зона были не менее длины зонда. Для определения положения кровли переходной зоны мощность предельно нефтеносной части должна не менее, чем в 2 раза превышать длину зонда. В случае меньшей мощности максимум КС смещается вниз и тем больше, чем меньше отношение мощности предельно нефтенасыщенной части к длине зонда.

Реальные пласты могут быть неоднородны по литологии (в том числе и в пределах переходной зоны), могут значительно меняться размеры зоны проникновения в различных частях пласта. Это усложняет форму кривых КС, и границы переходной зоны необходимо установить, используя весь комплекс геофизических исследований.

Ввиду изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны за водонефтяной контакт принимается граница, выше которой из пласта может быть получена практически безводная нефть, а ниже - вода, возможно, с незначительным содержанием нефти. По кривым фазовой проницаемости при коэффициенте нефтенасыщенности 70 % фазовая проницаемость для воды

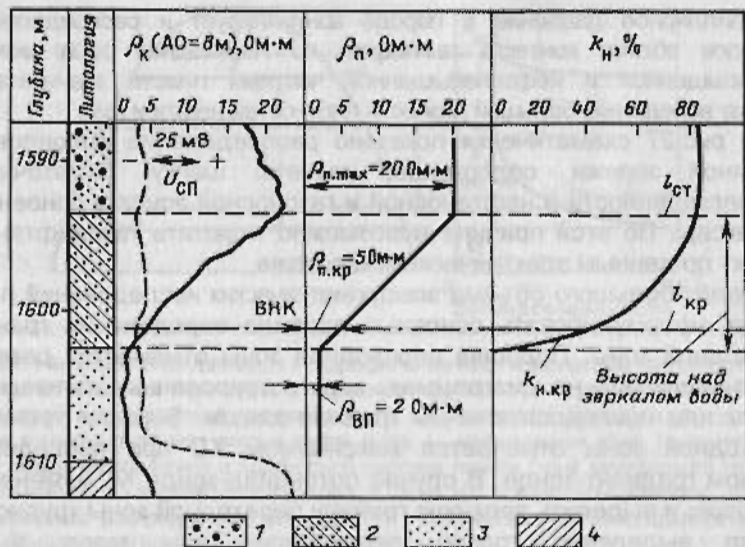


Рис.28. Пример выделения переходной зоны в пласте-коллекторе межзернового типа (по Б.Ю. Вендельштейну):

1 - зона предельного или стабилизированного насыщения нефти газом; 2 - переходная зона; породы: 3 - водонасыщенные, 4 - непроницаемые; $l_{кр}$ - водо-нефтяного контакта над зеркалом воды, $l_{ст}$ - зоны стабилизации над зеркалом воды

близка к нулю. Поэтому водонефтяной контакт в интервале переходной зоны выделяется по значению удельного сопротивления, соответствующего песчанику, 70% порового объема которого заполнено нефтью, а 30 % пластовой водой.

Это сопротивление называют критическим ($\rho_{кр}$), а его величина находится по лабораторным измерениям на образцах или по результатам испытания пластов с переходной зоной, не содержащих предельно водонасыщенной части коллектора. При подсчете балансовых запасов содержание нефти ниже ВНК, выделенного по критическому сопротивлению, не учитывается, а коэффициент нефтенасыщенности в части переходной зоны, расположенной выше ВНК, принимается таким же, как и в предельно нефтенасыщенном коллекторе.

На практике критическое сопротивление в переходной зоне необходимо выбирать, исходя из геолого-физических свойств пласта (пористости, проницаемости, глинистости). При вскрытии продуктивного пласта с переходной зоной интервал префорации обычно находится значительно выше поверхности с критическим сопротивлением. Сознательное уменьшение интервала

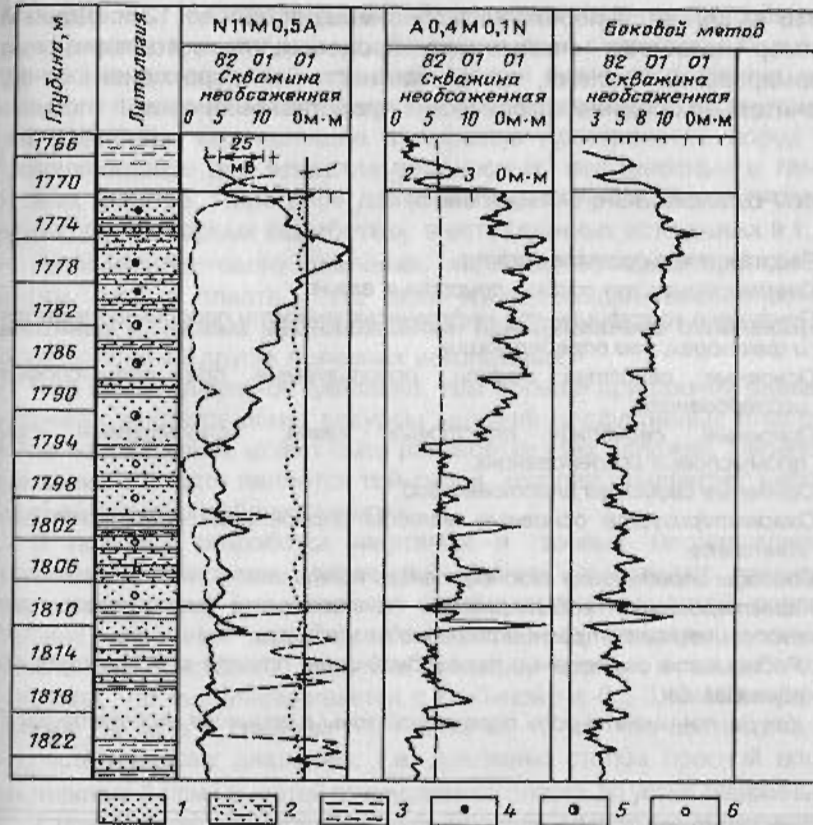


Рис.29. Пример выделения переходной зоны по пласту АВ_{4,5} Самотлорского месторождения: 1 - песчаник; 2 - глинистый песчаник; 3 - глина; 4 - пласт отдает нефть; 5 - пласт отдает нефть с водой; 6 - пласт отдает воду

перфорации промысловиками проводится с целью ограничения притока пластовой воды. Однако на количество воды, добываемой попутно с нефтью, более значительное влияние оказывает наличие в пласте литологических экранов.

В зависимости от проницаемости продуктивного пласта, минерального состава коллектора и цемента, и структурно-текстурных свойств величина переходной зоны может быть от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров.

На рис.28 показан классический пример выделения переходной зоны в однородном пласте-коллекторе межзернового типа.

На рис.29 показано выделение переходной зоны в пласте, имеющем четко выраженные глинистые пропластки, препятствующие капиллярному всасыванию. Но тем не менее

четко выделяется переходная зона мощностью до 12 м. Данный пример позволяет считать что процессы, происходящие при формировании залежи, а в частности и переходной зоны, значительно сложнее классических представлений о них.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ(к главе 5)

1. *Расскажите о составе нефти.*
2. *Охарактеризуйте состав природных газов.*
3. *Понятие о коэффициенте нефтенасыщенности породы-коллектора и факторах, его определяющих.*
4. *Основные свойства нефти, используемые при промысловых исследованиях.*
5. *Основные свойства пластовых газов, используемые при промысловых исследованиях.*
6. *Основные свойства пластовых вод.*
7. *Охарактеризуйте основные методы определения водонефтяного контакта.*
8. *Способы определения газонефтяного контакта.*
9. *Характеристика водонефтяных контактов в зависимости от геологического строения объекта разработки.*
10. *Расскажите о строении переходной зоны пласта и о причинах ее образования.*
11. *Как Вы понимаете роль переходной зоны в процессе эксплуатации ?*

Глава 6

Энергетическая характеристика залежей нефти и газа

6.1. Пластовое давление

Энергетические ресурсы залежей продуктивных пластов создаются напором краевой и подошвенной воды, газа газовой шапки, давления растворенного в нефти газа, упругостью пласта

и жидкости, силой тяжести. Перечисленные силы обычно проявляются в различных комбинациях друг с другом. Об энергетических ресурсах той или иной залежи судят по величине начального пластового давления. Пластовое давление - это внутреннее давление, возникающее в поровом пространстве пород и проявляющееся при вскрытии водоносных, нефтеносных и газоносных пластов. Пластовое давление может проявляться в скважинах, других горных выработках, в естественных источниках и т.д.

Наличие пластового давления, являющегося движущей силой нефти, газа в пласте - это одна из важнейших особенностей нефтяных и газовых месторождений, принципиально отличающая их от скоплений других полезных ископаемых.

Чем выше пластовое давление, тем больше при прочих равных условиях энергетические ресурсы залежей продуктивных пластов и тем эффективнее может быть разработка этих залежей. Перепад давления в пласте является той силой, которая продвигает нефть и газ по пласту к забоям скважин.

В практике разработки нефтяных и газовых месторождений начальное пластовое давление обычно принимают равным гидростатическому (это давление столба жидкости высотой, равной глубине залегания пласта). Многочисленные примеры величин начального пластового давления в нашей стране и за рубежом показали, что оно увеличивается с глубиной на 0,8-0,12 МПа через 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/см^3 высотой от изучаемого пласта до устья скважины.

К природным факторам, определяющим состояние и величину пластового давления в данном резервуаре, относятся: 1) горное давление; 2) гидростатическое давление; 3) сообщение между пластами; 4) химическое взаимодействие пластовых вод и пород.

Горное давление. В нефтегазодобывающей промышленности с необходимостью учета горного давления впервые встретились при бурении и креплении скважин, а позже при решении вопросов разработки и эксплуатации скважин. Горное давление обычно подразделяют на геостатическое и геотектоническое. Геостатическое давление - это давление, оказываемое на пласт весом лежащей выше толщ горных пород. Величина его зависит от толщины и плотности вышележающих горных пород. Оно передается породами, а внутри породы - зернами, т.е. скелетом породы. Геостатическому давлению противодействует внутреннее пластовое давление, которое передается пластовой жидкостью. Механизм передачи геостатического давления и распределение его между скелетом

породы и жидкостью выяснен пока недостаточно. Геотектоническое давление - это давление, возникающее за счет напряжений, образующихся в пластах в результате тектонических процессов, их деформации. Однако до сих пор не изучено, какая часть этого давления передается на жидкость и газы, насыщающие пласты, т.е. повышает в них давление, а какая часть идет на деформацию пластов.

Гидростатическое давление - это давление в пласте-коллекторе, создаваемое в результате гидростатической нагрузки пластовых вод, перемещающихся в сторону регионального погружения пласта и возрастающее пропорционально глубине (градиент давления около 0,01 МПа на 1 м глубины). Величина гидростатического давления в данной точке зависит также от способности породы передавать давление. Например, кварцевые пески и песчаники, имеющие высокую проницаемость, хорошо передают давление. Гидростатическое давление определяет потенциальную энергию напора контурных вод пласта, в котором пластовые жидкости находятся в состоянии покоя. Вероятно, гидростатическое давление уравнивает геостатическое и определяется следующим соотношением:

$$P_{\text{гидр}} \approx 0,8 P_{\text{геостат}}$$

В процессе разработки пластовое давление снижается, в то же время увеличивается доля геостатического давления, за счет чего уменьшается объем порового пространства и соответственно понижаются пористость, проницаемость пород. За счет этого фактора возможны проседания земной поверхности, локальные землетрясения, особенно в районе газовых месторождений (например Газли; землетрясения в районе г. Нефтеюганска в Западной Сибири; проседание земной поверхности на площади 26 км на месторождении Уилмингтон, Калифорния).

Сообщение между пластами осуществляется за счет тектонических нарушений, стволов грязевых вулканов, иногда скважин. При перетоках из пластов с высоким пластовым давлением в пласты с низким давлением пластовое давление увеличивается в 1,5-2 раза. Это одна из причин существования превышения пластового давления над гидростатическим (сверхгидростатическое пластовое давление). Оно проявляется на ряде нефтяных и газовых месторождений Азербайджана, Северного Кавказа, Средней Азии.

Химическое взаимодействие пластовых вод и горных пород. В результате выщелачивания солей из горных пород их концентрация в глубинных пластовых водах возрастает, при этом

объем порового пространства увеличивается, а величина пластового давления понижается. Наоборот, выпадение солей из перенасыщенных растворов понижает объем порового пространства, локализует отдельные участки, пластовое давление при этом резко увеличивается.

В течение всей истории геологического развития осадочной толщи земной коры перечисленные факторы действовали непрерывно, однако с различной интенсивностью, постоянно меняющейся не только во времени, но и в пространстве. Преобладающее воздействие того или иного фактора определяет величину начального пластового давления месторождений, расположенных в различных геологических условиях.

Знание величины пластового давления, особенно в тех случаях, когда оно превышает гидростатическое (сверхгидростатическое пластовое давление), чрезвычайно важно для нормальной проводки скважин, проектирования и разработки нефтяных и газовых залежей. В настоящее время разработаны различные методы прогноза величин сверхгидростатических пластовых давлений. Некоторые из них (В.М. Добрынин, В.А. Серебряков) позволяют на основе промыслово-геофизических исследований с достаточной точностью находить величину пластового давления до вскрытия продуктивного пласта.

В промысловой практике пластовое давление измеряют на забое скважины. При этом следует различать начальное, текущее, статическое и динамическое пластовое давление, забойное давление.

Начальное пластовое давление - давление, замеренное на забое первой скважины, вскрывшей продуктивный пласт.

Текущее пластовое давление - это давление в залежи на определенную дату.

Статическое пластовое давление - это давление в залежи, когда в ней устанавливается статическое равновесие. Обычно это происходит до начала разработки залежи, либо в процессе разработки, когда все скважины работают на одном и том же режиме.

Динамическое пластовое давление - давление в залежи, когда в ней в процессе разработки отсутствует состояние покоя.

Забойное давление - давление на забое работающей скважины.

Депрессия - разница между пластовым и забойным давлениями.

Статический уровень - максимальный уровень при остановке скважины, соответствующий внутреннему пластовому давлению в залежи.

Динамический уровень - уровень при работе скважины.

В скважинах, вскрывших продуктивный пласт на различных отметках, величины пластовых давлений будут различными еще до начала разработки залежи. Поэтому при подсчете запасов, проектировании и анализе разработки, при гидродинамических расчетах пользуются приведенными давлениями, отнесенными к некоторой условной поверхности. Обычно за такую поверхность принимают начальное положение ВНК или ГВК. Для нефтяных скважин приведенные пластовые давления рассчитывают по формуле:

$$p_{н.пр} = p_n + \frac{(H_{внк} - H)\rho_n}{10},$$

где p_n - фактическое пластовое давление в нефтяной скважине, Мпа; $H_{внк}$ - абсолютная отметка поверхности начального водо-нефтяного контакта, м; H - абсолютная отметка в точке замера пластового давления в скважине, м; ρ_n - плотность нефти, кг/м³.

Данные о приведенном к ВНК пластовом давлении по отдельным скважинам используют для построения карт пластовых давлений (карт изобар). Эти карты строят на определенные даты, причем для их построения необходимо иметь достаточное количество одновременных замеров пластовых давлений по всей площади залежи. Под одновременными следует понимать замеры, сделанные в течение нескольких суток. Карты изобар строят путем линейной интерполяции значений пластовых давлений между точками скважин.

Карты изобар используют для контроля за разработкой нефтяных и газовых залежей, по ним рассчитывают значения среднего взвешенного пластового давления по залежи в целом (в пределах внешнего контура нефтеносности), по зонам отбора (включаются точки скважин, по которым производится отбор нефти и газа) или по блокам разработки. Основная задача изучения карт изобар - определение режима работы залежи, т.е. изменения пластового давления в связи с отбором жидкости, газа, пластовой воды, воздействием на пласт, с учетом геолого-промысловых особенностей продуктивных пластов по площади залежи.

Кроме карты изобар строят карты разницы пластовых давлений. При этом берут разницу в пластовых давлениях в скважине на последнюю и предыдущую даты. Анализ таких карт позволяет установить различные экраны между нагнетательными и добывающими скважинами, определить эффективность закачки воды, например, при законтурном заводнении.

6.2. Пластовая температура

Изучение изменения пластовой температуры необходимо для изучения 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 СНГ и за его пределами 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°С при погружении на 8-12 м, в Апшеронском - на 21-37 м, в Волго-Уральской нефтегазосной провинции - на 80-100 м и т.п. В среднем для верхних слоев земной коры (10-20 км) температура повышается на 1°С с погружением на 33 м.

В геосинклинальных областях температуры нарастают быстрее, чем на платформенных; на молодых платформах - быстрее, чем на древних.

Температуру можно измерять 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 замеры делают 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 температуру 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.

6.3. Режимы нефтяных и газовых залежей

6.3.1. Понятие о режимах работы нефтяных и газовых залежей

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 проявления 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 происходит под действием природных сил, которые являются основными носителями пластовой энергии. Источники пластовой энергии в нефтяных и газовых залежах следующие: 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 обуславливается характером подземного резервуара, этапом и формой залежи, коллекторскими свойствами, составом и соотношением флюидов в залежи, удаленностью залежи от области питания пластовых вод, условиями разработки залежей.

На каждом этапе разработки добыча нефти и газа производится 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 проявляться последовательно и несколько режимов. В зависимости от морфологии залежи, изменения литолого-фациальных и коллекторских свойств в ее пределах одновременно в процессе разработки может отмечаться несколько режимов (например, на Ярино-Каменноложском месторождении Пермской области одновременно было 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.

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.

6.3.2. Характеристика режимов нефтяных залежей

Водонапорный режим

Водонапорный режим - это режим залежи, при котором нефть или газ перемещаются в пласте к забоям скважин под воздействием гидростатического напора воды в условиях активного восполнения отбора жидкости или газа природной (природный режим) или нагнетаемой (искусственный режим) в пласт водой.

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 в свою очередь обуславливают многие геологические и гидрогеологические факторы:

- 1) хорошая сообщаемость между областью питания и нефтяной залежью;
- 2) близкое расположение залежи к области питания (15-25 км);
- 3) большая разница в гипсометрических отметках между областью питания и нефтяной залежью;
- 4) высокая фильтрационная характеристика пласта-коллектора (проницаемость достигает $1D=1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);
- 5) отсутствие тектонических нарушений и зон фациального замещения.

Отборы нефти в процессе разработки в основном остаются постоянными, но после извлечения 50 % запасов нефти начинают постепенно понижаться. Пластовое давление в залежи

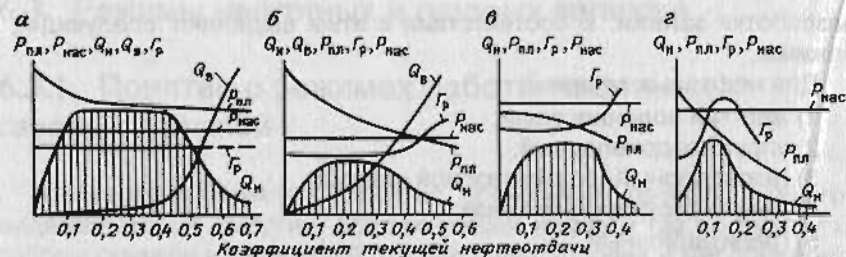


Рис. 30 а, б, в, г. Графики динамики разработки залежей при различных режимах: а - водонапорный режим; б - упруго-водонапорный режим; в - газонапорный режим; г - режим растворенного газа. Кривые динамики Q_{II} , $P_{пл}$ - пластовое давление; $P_{нас}$ - давление насыщения; $Q_{в}$ - добыча воды; $Г_r$ - газовый фактор

обычно постоянно, но очень медленно понижается. Изменение пластового давления зависит от текущего отбора нефти. Газовые факторы остаются постоянными, так как величина пластового давления всегда выше давления насыщения. За счет продвижения подошвенных и краевых вод наблюдается интенсивное обводнение эксплуатационных скважин и как следствие этого - падение добычи нефти. Особенно интенсивно обводнение нефти наблюдается на конечном этапе разработки (рис.30, а).

Водонапорный режим за счет активного напора краевых и подошвенных вод наиболее эффективен, коэффициент нефтеотдачи достигает 0,7-0,8. При такой нефтеотдаче 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 воздуха, что в свою очередь позволяет добывать наиболее дешевую по себестоимости нефть. Этот режим по его оптимальным показателям разработки называют еще жестким (активным) водонапорным режимом.

Проявление водонапорного режима в нефтяной залежи устанавливается на основе комплекса геологическо-промысловых исследований в течение пробной эксплуатации. В течение этого периода фиксируются текущие и суммарные отборы нефти, газа и воды, пластовые давления, газовый фактор, обводненность продукции, продвижение текущих контуров нефтеносности.

Классическим примером проявления водонапорного режима является режим залежей XIII, XIV, XXII пластов Новогрозненского нефтяного месторождения, где он впервые был зафиксирован и описан. В пределах Урало-Поволжья примером

залежи с водонапорным режимом является залежь пласта С-1 Мухановского нефтяного месторождения (Самарская область), где разработка с 1952 г. до настоящего времени проводится без поддержания пластового давления.

Упруго-водонапорный режим

Упруго-водонапорный режим - это режим залежи, при котором углеводороды вытесняются в скважины под действием напора краевой воды. В отличие от водонапорного режима основным источником энергии напора воды являются упругость жидкости, а также упругость самой породы. Следовательно, основным источником пластовой энергии, продвигающей нефть к забоям скважин при упруго-водонапорном режиме, являются упругие силы воды, нефти, горных пород, находящихся в недрах под влиянием горного и гидростатического давлений. При этом режиме наблюдается незначительное проявление активности подошвенных 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 также зависит от различных геологическо-промысловых факторов:

- 1) значительного удаления нефтяных залежей от области питания;
- 2) наличия фациальных замещений в пласте-коллекторе;
- 3) наличия разрывных нарушений в пределах пласта;
- 4) незначительной разницы в гипсометрических отметках области питания и нефтяной залежи;
- 5) низкой фильтрационной характеристики пласта-коллектора (невысокие проницаемость, гидропроводность, подвижность, пьезопроводность).

Отборы нефти при упруго-водонапорном режиме постоянно понижаются, причем наибольшие темпы их понижения проявляются при текущей нефтеотдаче, достигающей 30-35%. Пластовое давление в залежи начинает снижаться с самого начала разработки, захватывая со временем все большую и большую площадь, образуя значительные воронки депрессии. Область понижения пластового давления распространяется даже на законтурную водоносную часть пласта. Вследствие снижения пластового давления начинают проявлять себя упругие силы, под воздействием которых находятся скелет породы, нефть, газ, вода. В залежи за счет расширения перечисленных компонентов

появляется дополнительное давление, под действием которого продвигается нефть к забоям скважин, а также перемещаются внешний и внутренний контуры нефтеносности по направлению к зоне отбора. Однако дополнительное давление, создаваемое упругими силами, довольно быстро расходуется на продвижение нефти к забоям скважин, на преодоление гидравлических сопротивлений. Поэтому пластовое давление быстро понижается и его величина зависит как от текущего, так и от суммарного отбора нефти и пластовой воды (жидкости) из залежи (рис. 30, б).

Газовые факторы с начала разработки остаются постоянными, однако в случае снижения пластового давления ниже давления насыщения могут быстро увеличиваться и достигать весьма высоких значений, в залежи начинает формироваться режим растворенного газа. За счет постоянного продвижения контурных и подошвенных вод наблюдается постепенное прогрессирующее обводнение продукции, причем темпы обводнения достигают максимальных значений на заключительном этапе разработки.

Таким образом, упруго-водонапорный режим менее эффективен по сравнению с водонапорным, коэффициент нефтеотдачи здесь достигает лишь 0,4-0,7. Дебиты нефти по скважинам постоянно понижаются, причем в начальный период разработки нефть добывается фонтанным способом, а в конце второй стадии скважины обычно переводятся 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.

Примерами залежей с проявлением упруго-водонапорного режима являются залежи, расположенные в пределах Урало-Поволжья (Полазненское, Ярино-Каменноложское, Шкаповское, Туймазинское, Бавлинское, Ромашкинское, Мухановское, Дерюжевское и др.). Широко распространены залежи с рассматриваемым видом режима в пределах Западной Сибири (Трехозерное, Западное-Сургутское, Усть-Балыкское, Правдинское, Холмогорское и др.).

Газонапорный режим

Газонапорным следует называть режим залежи, при котором нефть вытесняется в скважины под действием напора сжатого газа, находящегося в свободном состоянии (в виде газовой шапки) над нефтью. Следовательно, основным источником энергии в

залежах с газовой шапкой, продвигающей нефть к забоям скважин, являются напор газа, содержащегося непосредственно в газовой шапке, а также упругость газа, растворенного в нефти. В этих залежах, кроме того, наблюдается значительная активность пластовых подошвенных или краевых вод.

Эффективность проявления газонапорного режима определяют различные геологопромысловые факторы:

- 1) отсутствие фациальных замещений в продуктивном пласте;
- 2) отсутствие разрывных нарушений в пределах залежи;
- 3) значительная высота газовой шапки;
- 4) высокая фильтрационная характеристика залежи продуктивного пласта;
- 5) большие углы падения пород;
- 6) небольшая вязкость нефти.

Отборы нефти при газонапорном режиме на начальном этапе разработки понижаются очень незначительно. Это обусловлено тем, что при небольших отборах нефти пластовое давление в нефтяной части залежи падает постепенно, 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 газонефтяного контакта. Давление в газовой шапке также начинает постепенно понижаться, что соответственно приводит к уменьшению дебитов нефти. Таким образом, пластовое давление при газонапорном режиме зависит от суммарного отбора нефти (рис. 30, в).

Суммарный отбор нефти приводит к постепенному, но значительному снижению пластового давления в нефтяной части залежи. Это способствует сегрегации 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 водонефтяного контакта по направлению к сводовой части залежи. Снижение пластового давления в газовой части залежи и отбор значительного количества газа может привести к подъему газонефтяного контакта и внедрению нефти в сухой газонасыщенный коллектор, откуда ее практически невозможно

извлечь. Естественно, что этот процесс в значительной степени понижает конечную нефтеотдачу. В таких случаях недопустимы отборы газа из газовой шапки.

При разработке газонефтяных залежей обычно планируется закачка газа в газовую шапку, что позволяет стабилизировать пластовое давление и увеличить отборы нефти. Кроме того, планируется создание барьеров, экранов из воды, отсекающих газовую часть залежи от нефти. Закачка воды (барьерное заводнение) осуществляется на контуре газ-вода. Впервые этот способ был применен на залежи Б-1 Бахметьевского месторождения (Волгоградская область), где показал очень высокую эффективность. В настоящее время барьерное заводнение успешно применяется для залежи пласта АВ-2-3 Самотлорского месторождения (Западная Сибирь). Конечная нефтеотдача при газонапорном режиме достигает 0,5-0,7.

Примерами залежей с проявлением газонапорного режима являются залежи, расположенные 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 др.).

Режим растворенного газа

Режимом растворенного газа нефтяной залежи называют такой режим, при котором давление в пласте снижается ниже давления насыщения, газ выходит из раствора, и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважине. Следовательно, 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, которые характеризуются низкой гидродинамической связью между нефтяной и законтурной частями. Ухудшение гидродинамической связи может быть вызвано образованием экранов, либо ухудшением коллекторских свойств и фациальным замещением пород в области водонефтяного контакта. Кроме того, этот режим может проявляться, например, в залежах с упруго-водонапорным режимом при значительных понижениях в них пластового давления.

Проявление режима растворенного газа наблюдается при снижении пластового давления ниже давления насыщения. В залежи при этом наблюдается сегрегация газа, образование

пузырьков свободного газа. Расширяясь, они придают газонефтяной смеси высокую упругость и способствуют ее продвижению к забоям добывающих скважин. Пузырьки газа характеризуются большей относительной проницаемостью по сравнению с нефтью и проталкивают нефть по поровым каналам, совершая работу с высоким коэффициентом полезного действия. Этому периоду разработки залежи соответствуют значительный рост отборов нефти, быстрое падение пластового давления при небольшом увеличении газового фактора (рис. 30, з).

Снижение пластового давления ниже давления насыщения в пределах большей части площади приводит к значительной сегрегации газа по всему объему залежи. Газ продвигается не только к забоям скважин, но и в повышенные участки структуры, образуя вторичные газовые шапки. Относительная проницаемость для нефти резко уменьшается. В результате этого количество проскальзываемого к забоям скважин газа увеличивается, 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 за счет большей подвижности и относительной проницаемости 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 минимальны. В результате этого значительные объемы нефти остаются в пласте, коэффициент нефтеотдачи достигает 0,1-0,3. Низкая нефтеотдача может быть объяснена высокой вязкостью нефти и ограниченным объемом газа, содержащимся в залежи (рис. 30, з).

Для достижения более высоких коэффициентов нефтеотдачи применяют различные методы поддержания пластового давления, например, закачка воды в приконтурную часть залежи, площадное и внутриконтурное заводнение. Довольно часто в залежь закачивается газ, отбираемый совместно с нефтью, а также воздух.

Примерами залежей с развитием режима растворенного газа являются залежи Краснодарского и Ставропольского краев, Урало-Поволжья, Сибирского Приуралья. Как отмечалось выше, возможно проявление в залежах одновременно двух режимов - упруго-водонапорного и растворенного газа. Характерным примером этого является залежь нижнего карбона Ярино-Каменноложского месторождения в Пермской области.

Гравитационный режим

Гравитационным режимом называется режим нефтяной залежи, при котором нефть вытесняется в скважины под действием силы тяжести самой нефти.

Основным источником энергии при этом режиме, продвигающей нефть к забоям скважин, является действие силы тяжести. Этот режим чаще всего проявляется на последней стадии разработки нефтяных залежей, когда действие других источников пластовой энергии уже 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 движется к забоям добывающих скважин под действием собственного веса. 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 нефтеотдачи. Обычно при этом режиме коэффициент нефтеотдачи достигает 0,3-0,4.

Примером залежи с напорно-гравитационным режимом является залежь в пласте Вилькоккс (месторождение Оклахома-Сити, США), где вначале был зафиксирован режим растворенного газа. За счет этого режима было отобрано 23 % извлекаемых запасов нефти. С переходом залежи на напорно-гравитационный режим нефтеотдача достигла 50 %, что свидетельствует о том, что только за счет проявления гравитационного режима здесь дополнительно получено около 30 % от извлекаемых запасов нефти.

Второй вид режима - 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 в отличие от напорно-гравитационного режима уровень нефти в скважинах находится ниже кровли пласта. Зоной дренажа в этом случае служит площадь залежи, находящаяся в пределах расположения данной скважины. За счет 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.

При напорно-гравитационном режиме зоной дренажа в отличие

от рассматриваемого вида режима является вся площадь залежи, расположенная от добывающих скважин выше по восстанию пласта. Из-за небольшой площади дренажа при режимах 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 режима является девонская залежь Ярегского месторождения (Республики Коми), где нефть добывают шахтным способом, она поступает из пласта за счет силы тяжести.

6.3.3. 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), газодонапорный, газо-упруго-водонапорный режимы. Характер проявления каждого из режимов зависит от геологических условий залежей, степени активности пластовых вод.

В целом же разработка газовых залежей значительно отличается от разработки нефтяных залежей в основном тем, что вязкость газа в среднем в 100 раз меньше вязкости нефти. Вследствие этого перераспределение давлений в газовых залежах совершается гораздо быстрее, чем в нефтяных. Воронки депрессии в зависимости от коллекторских свойств залежи и фациальных замещений пласта могут быть весьма неравномерными, что, естественно, влияет на величину пластового давления в каждой скважине. Такая картина, например, прослеживается на Шебелинском газовом месторождении.

Газовый режим

Это режим, при котором приток газа к забоям добывающих скважин обуславливается потенциальной энергией давления, под которым находится газ.

Основным источником энергии при описываемом режиме (режиме расширяющегося газа), продвигающей газ к забоям скважин, является упругое расширение сжатого в залежи газа. Газовый режим обычно проявляется в залежах, приуроченных

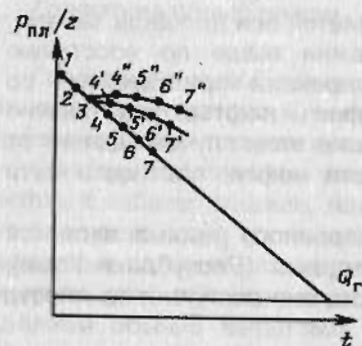


Рис.31. График динамики разработки газовой залежи: линии: 1-7 - газовый режим; 1-2-3-4'-5'-6' - газопористоупруго-водонапорный режим; 1-2-3-4''-5''-6''-7'' - газопористоупруго-водонапорный режим

либо к линзам, либо к пластам небольших размеров. Он может проявляться в литологически-, стратиграфически- и тектонически-экранированных залежах. В некоторых случаях в пониженных участках этих залежей имеется вода, которая не оказывает практически никакого влияния на процесс разработки.

Основное отличие газового режима от других режимов газовых залежей в том, что снижение пластового давления здесь всегда пропорционально отбору газа. За счет этого удельная добыча газа V на $0,1$ МПа 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:

$$V_1 = \frac{Q_2 - Q_1}{p_1 - p_2} = V_2 = \frac{Q_3 - Q_2}{p_2 - p_3} = V_3 = \frac{Q_4 - Q_3}{p_3 - p_4} = \dots = V_n = \frac{Q_n - Q_{n-1}}{p_{n-1} - p_n} \quad (6.1)$$

Газовый режим в залежи обычно устанавливается 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 $z = \left[\frac{p_{пл} \cdot V}{RT} \right]$; на оси абсцисс - накопленную добычу газа $Q_{г}$ и соответствующие ей даты разработки (рис.31).

Получаемая при газовом режиме кривая зависимости давления - отбор будет 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 газопористоупруго-водонапорным и газопористоупруго-водонапорным режимами. Примером залежи с таким режимом может служить Пунгинское газовое месторождение (Западная Сибирь).

Газопористоупруго-водонапорный режим

Газопористоупруго-водонапорным режимом газовой залежи следует называть такой режим, при котором основными силами, продвигающими газ к забою добывающих скважин, 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 незначительно, что не способствует проявлению упругих сил в залежи.

В зависимости от комплекса геологопромысловых характеристик продолжительность первого - газового режима в залежи самая различная. Например, на ряде месторождений Самарской области первые признаки установления газопористоупруго-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 газопористоупруго-водонапорный контакт. Однако напор, возникающий за счет проявления упругих сил, не сможет 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 газопористоупруго-водонапорного режима являются: 1) подъем газопористоупруго-водонапорного контакта; 2) снижение пластового давления.

Поскольку для газового режима значения удельных отборов газа V на $0,1$ МПа 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 уже не будет прямой линией (рис.31), экстраполяцию ее для подсчета запасов газа производить уже нельзя.

При разработке залежи с газо-упруго-водонапорным режимом используют коэффициент возмещения, который представляет собой отношение объема воды, внедрившейся в газовую залежь за определенное время, к объему газа, отобранному в то же время и приведенному к пластовым условиям. Например, коэффициент возмещения, равный 1, показывает, что в залежь поступило одинаковое количество объемов воды соответственно с объемом отобранного газа. Коэффициент возмещения, равный нулю, свидетельствует о полной изоляции залежи от напора подошвенных или краевых вод. Для газо-упруго-водонапорного режима коэффициент возмещения колеблется от нуля до 1. Коэффициент газоотдачи при этом режиме от 0,7 до 0,85.

Газоводонапорный режим

Газоводонапорным режимом газовой залежи следует называть такой режим, при котором основными источниками энергии, продвигающей газ к забоям добывающих скважин, являются активный напор пластовых (краевых и подошвенных) вод, а также расширение находящегося в залежи газа.

Геологические условия для проявления этого режима следующие; высокие проницаемость и 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 начальный 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 давления в залежь начинает поступать пластовая вода, соответственно поднимается и газоводяной контакт. Снижение пластового давления при этом режиме зависит от текущего отбора газа. Следовательно, первыми признаками проявления этого режима будут: 1) быстрый подъем газоводяного контакта; 2) медленное понижение пластового давления.

Сравнивая величину удельных отборов газа на 0,1 МПа при

газовом, газо-упруго-водонапорном и газоводонапорном режимах, можно отметить, что при описываемом режиме кривая давление-отбор характеризуется еще большей кривизной (рис.31). Величина V при этом режиме за счет активного внедрения воды еще больше, чем при упруго-водонапорном и, естественно, при газовом режимах. Коэффициент возмещения в таких залежах обычно близок к 1. Конечный коэффициент газоотдачи достигает 0,9. Примером таких залежей является месторождение Дагестанские Огни.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 6)

1. Какие природные факторы определяют пластовое давление?
2. Как влияет температура на динамику пластовых флюидов?
3. Какие типы природных режимов нефтяных и газовых залежей выделяются? Какие геологические факторы лежат в основе их выделения?
4. При каком природном режиме нефтяной залежи достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти?
5. При каком природном режиме на газовом месторождении достигается наибольший коэффициент газоотдачи?

Глава 7

Подсчет запасов нефти и газа

Россия всегда славилась своим корпусом горных инженеров и учеными геологами. Еще в 1888 г. геологом А.И.Коншиным проводились подсчеты запасов по месторождениям юга России.

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, ныне ГКЗ России.

7.1. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов

7.1.1. Общие положения

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа подсчитывают и учитывают в государственном балансе запасов полезных ископаемых России по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений.

Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических, 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 йода, 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 ГКЗ России.

7.1.2. 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 др.).

Запасы категории А подсчитывают по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти и 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 C_1 - 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 давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические, 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 региональных 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.

7.1.3. 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 вовлечения нефти и конденсата определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ГКЗ России с учетом заключений по ним соответствующих ведомств.

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.

7.1.4. 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: уникальные - 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 России 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 C_2 более 20 % устанавливается в исключительных случаях ГКЗ России 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 оценены 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 ведомствам, занимающимся 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 России месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 30 млн. т на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ министерств и ведомств, с последующим их утверждением в ГКЗ России. Если после 5 лет разработки месторождения остаточные извлекаемые запасы нефти не будут превышать 1 млн. т, дальнейшую разработку месторождения производят по согласованию с ГКЗ России на базе запасов, принятых ЦКЗ соответствующего министерства и ведомства; по

согласованию с ГКЗ России и Госгортехнадзором России месторождения нефти и газа, расположенные в акваториях морей и океанов, на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ РАО "Газпром", с последующим их утверждением в ГКЗ России; 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 ГКЗ России. Если после 5 лет разработки месторождения остаточные запасы газа не будут превышать 3 млрд. м³, дальнейшую разработку месторождения производят по согласованию с ГКЗ России на базе запасов, принятых ЦКЗ министерства и ведомствами, осуществляющими разработку месторождения; месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 1 млн. т и газа с запасами до 3 млрд. м³ на базе запасов категорий C_1 и C_2 , принятых ЦКЗ соответствующих министерств и ведомств, без последующего утверждения в ГКЗ России.

На месторождениях, введенных в разработку, следует переводить 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 А+В+ C_1 увеличатся по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ России более чем на 20 %, а также когда общее количество списанных и намеченных 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 А+В+ 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 России.

7.2. 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 прослеживающемуся реперу вблизи кровли пласта. На подсчетных планах показывают внешний и внутренний контуры нефтегазонасыщенности, 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 отметок 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 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.

7.3. 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.

Существуют несколько вариантов объемного метода: собственно объемный, объемно-статистический, гектарный, объемно-весовой и метод изолиний. Наиболее часто пользуются собственно объемным методом.

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 (7.1):

$$Q_{\text{изв}} = Fh k_{\text{п}} k_{\text{н}} \rho_{\text{н}} \theta \eta, \quad (7.1)$$

где $Q_{\text{изв}}$ - извлекаемые запасы нефти, т; F - площадь нефтеносности, м^2 ; 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, $\text{т}/\text{м}^3$; θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти; $\theta = 1/b$ (b - объемный коэффициент пластовой нефти).

В этой формуле произведение Fh представляет собой объем залежи; $Fh k_{\text{п}}$ - поровый объем залежи; $Fh k_{\text{п}} k_{\text{н}}$ - объем нефти в

порах пласта; $Fh k_{\Pi} k_H \eta$ - объем нефти, который может быть поднят на поверхность при существующих способах разработки залежи; $Fh k_{\Pi} k_H \eta \theta$ - объем нефти, который может быть извлечен на поверхность с учетом перевода нефти из пластовых в поверхностные условия; $Fh k_{\Pi} k_H \eta \theta \rho_{\Pi}$ - запасы нефти в т, 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) отдельно по полям различных категорий запасов. Для установления контуров нефтеносности необходимо найти положение ВНК по данным комплекса промыслово-геофизических исследований, результатов опробований скважин и данным анализа кернов. Особое значение при этом приобретают результаты поинтервального опробования. За нижнюю границу ВНК принимается граница, выше которой фазовая проницаемость для нефти выше нуля. Основная систематическая погрешность при определении площади нефтеносности связана с погрешностью определения положения ВНК. Завышение отметки ВНК приводит к занижению площади нефтеносности, занижение приводит к завышению площади нефтеносности.

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, должны учитываться при расчете 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

$$h = (h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n) / n, \quad (7.2)$$

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 нефтенасыщенной мощности.

Среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность следует рассчитывать как среднюю арифметически взвешенную по площади величину по карте эффективных нефтенасыщенных мощностей с помощью формулы

$$h = \frac{h_1 f_1 + \frac{h_1 + h_2}{2} f_2 + \dots + \frac{h_{n-1} + h_n}{2} f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}, \quad (7.3)$$

где f_1, f_2, \dots, f_n - площади отдельных участков пласта, ограниченные соседними изопакитами, м²; h_1, h_2, \dots, h_n - изопакиты, м, соответствующие указанным участкам.

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 вида 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.

При наличии коллекторов со значительной неоднородностью может происходить ошибка систематического завышения мощности коллекторов, которые по геофизическим данным могут выглядеть как однородный нефтяной пласт. Так может быть при наличии в пласте тонких глинистых пропластков или тонких плотных полупроницаемых пропластков. Для исключения систематической ошибки необходимо анализировать керновый материал из скважин со 100 % выносом и вводить поправку в результаты геофизических исследований.

Объем нефтенасыщенной части пласта можно найти методом графического интегрирования, при котором вначале определяют площадь сечения нефтенасыщенной части пласта в направлениях наиболее тесного расположения скважин или изопакит. Площадь сечения определяется по нескольким поперечным профилям.

Профиль пласта вычерчивают в масштабе, его площадь вычисляют как сумму площадей составляющих его фигур.

В общем случае площадь сечения пласта в направлении I-I

$$S_{I-I} = \left[\frac{h_1 l_1}{2} + \frac{(h_1 + h_2) l_2}{2} + \dots + \frac{(h_{n-1} + h_n) l_n}{2} + \frac{h_n l_{n+1}}{2} \right] \cdot m^2, \quad (7.4)$$

где 1, 2, ..., n - порядковые номера скважин (или изопахит) на линии сечения; $l_1, l_2, \dots, l_n, l_{n+1}$ - расстояния в м соответственно от контура залежи до скв.1, от скв.1 до скв.2, ..., от скв.n до контура залежи; h_1, h_2, \dots, h_n - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в м соответственно по скв.1, 2, n (или значение мощностей по линиям изопахит, пересекающих линию профиля I-I).

Таким же образом рассчитывают площадь сечения по остальным профилям. Затем через середины поперечных профилей проводят линию продольного профиля LL и строят график для определения объема нефтенасыщенной части пласта. Этот график отображает характер изменения площади поперечного сечения залежи по ее длине вдоль линии LL. Объем пласта определяется как площадь, заключенная внутри графика:

$$V = \left[\frac{S_I L_I}{2} + \frac{(S_I + S_{II}) L_{II}}{2} + \dots + \frac{(S_{N-1} + S_N) L_N}{2} + \frac{S_N L_{N+1}}{2} \right] \cdot l^3 \quad (7.5)$$

где I, II, ..., N - порядковые номера поперечных сечений пласта; $L_I, L_{II}, \dots, L_N, L_{N+1}$ - расстояние в м вдоль линии LL соответственно от контура залежи до сечения I-I, от сечения I-I до сечения II-II, ..., от сечения N-N до контура залежи; S_I, S_{II}, \dots, S_N - площади поперечных сечений пласта в м² соответственно в направлениях I-I, II-II, ..., N-N.

Широкое применение графопостроителей и современных персональных ЭВМ позволяет считать применение метода графического интегрирования весьма перспективным.

Коэффициент открытой пористости k_H 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 пористости с помощью промыслово-геофизических методов. Последние не позволяют

непосредственно установить величину пористости, но оценивают величины геофизических параметров, которые связаны корреляционными зависимостями с коллекторскими 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 по разрезу, от числа скважин и расположения их на структуре, от количества определений по каждой скважине.

Средний коэффициент открытой пористости m вычисляется как средняя арифметическая или средняя геометрическая величина:

$$m = \sqrt[n]{m_1 m_2 m_3 \dots m_n}, \quad (7.6)$$

а также как средняя гармоническая величина:

$$m = \frac{1}{\frac{1}{n} \left(\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2} + \dots + \frac{1}{m_n} \right)}, \quad (7.7)$$

где m_1, m_2, \dots, m_n - значения коэффициентов пористости по скважинам.

При значительном количестве исходных данных рассчитывается среднее арифметическое значение пористости, а при малом количестве - среднее геометрическое или среднее гармоническое.

При определении среднего значения коэффициента открытой пористости необходимо оценить величину кондиционного предела пород по пористости и исключить из анализа образцы интервалов, характеризующиеся некондиционными значениями пористости.

Коэффициент нефтенасыщенности k_H устанавливают лабораторным путем при исследовании кернов, отобранных в специальных скважинах, где продуктивные отложения пройдены с применением безводных (преимущественно известково-битумных) промывочных растворов.

Это позволяет оценить истинное соотношение флюидов в порах пород. Однако таких скважин недостаточно, поэтому в нефтегазопромысловой практике чаще пользуются косвенными методами определения коэффициентов нефтенасыщенности.

Достаточно подробно методика лабораторных и геофизических методов определения нефтенасыщенности приведена в разделе 5.1.

Методы усреднения полученных значений нефтенасыщенности аналогичны методам усреднения значений пористости.

Коэффициент нефтеотдачи является важнейшим подсчетным параметром при оценке извлекаемых запасов. Как известно, одним из важнейших факторов, влияющих на коэффициент нефтеотдачи, является режим пласта. При современной технологии разработки большинство залежей разрабатывается с применением искусственной системы заводнения, т.е. фактически режим работы для всех залежей одинаков. Однако, как показывает опыт разработки, величины текущей и конечной нефтеотдачи для различных залежей и даже для различных блоков одной и той же залежи существенно различны. Эти различия обусловлены огромным разнообразием геолого-геофизических условий, в которых находятся залежи нефти. Изменчивость геологических характеристик пласта количественно принято выражать при помощи показателей неоднородности.

Конечный коэффициент нефтеотдачи η характеризует завершённый процесс выработки залежи. Эта величина показывает, какая доля начальных геологических запасов извлекается или может быть извлечена при условии эксплуатации залежи до предела экономической рентабельности.

Использование проницаемости пласта и вязкости нефти при прогнозе конечной нефтеотдачи.

При прогнозе конечной нефтеотдачи в качестве обобщенной геолого-физической характеристики часто используют коэффициент проницаемости пласта, который является основным параметром при гидродинамических расчетах фильтрации. Коэффициент проницаемости и относительная вязкость нефти μ_0

$= \frac{\mu_n}{\mu_B}$ в пластовых условиях используются для прогноза конечной нефтеотдачи в разработанном М.Н.Кочетовым и др. "Временном методическом руководстве по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ". Согласно этому руководству методика определения нефтеотдачи учитывает характер коллекторов и насыщающих флюидов, режим работы и величину запасов залежей.

По нефтяным залежам, характеризующимся водонапорным режимом и начальными балансовыми запасами нефти категорий А+В+С₁ менее 50 млн. т, рекомендуется использовать статистические зависимости, полученные в результате обработки данных по большому количеству месторождений, находящихся в различной стадии истощения запасов. При этом в связи с большим разнообразием геологических особенностей залежей они подразделены на группы по литологии коллекторов, их неоднородности и проницаемости.

Рис.32. График зависимости проектных коэффициентов нефтеотдачи η от соотношения вязкостей нефти и воды $\frac{\mu_n}{\mu_B}$ для сравнительно однородных терригенных поровых коллекторов с различной проницаемостью, разрабатываемых при водонапорном режиме. Шифр линий - проницаемость 10^{-15} м^2

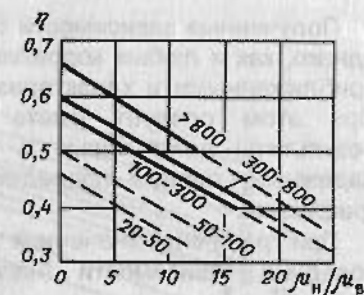


Рис.33. График зависимости проектных коэффициентов нефтеотдачи от соотношения вязкостей нефти и воды для неоднородных терригенных поровых коллекторов с различной проницаемостью, при водонапорном режиме. Шифр линий - проницаемость 10^{-15} м^2

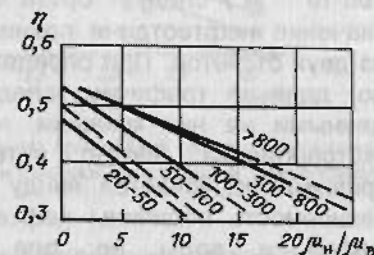
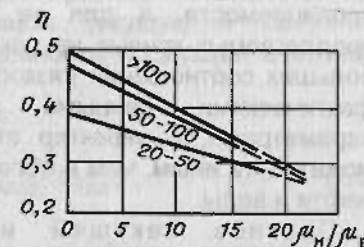


Рис.34. График зависимости проектных коэффициентов нефтеотдачи от соотношения вязкостей нефти и воды для карбонатных поровых коллекторов с различной проницаемостью, разрабатываемых при водонапорном режиме (по «Временному методическому руководству» [9]). Шифр линий - проницаемость, 10^{-15} м^2



По литологии коллекторов выделены залежи в терригенных коллекторах и в карбонатных коллекторах, по степени неоднородности коллекторов - в сравнительно однородных и в неоднородных. К сравнительно однородным отнесены объекты с коэффициентом песчаности более 0,75, коэффициентом расчлененности менее 2,1 и числом характерных прослоев более трех; карбонатные коллекторы по степени неоднородности отнесены к неоднородным.

По проницаемости для терригенных коллекторов выделены группы залежей, входящих в пределы проницаемости, 10^{-15} м^2 : 20-50; 50-100; 100-300; 300-800; более 800. Для карбонатных коллекторов ввиду ограниченности исходных данных залежи разделены по группам, входящим в интервалы проницаемости, 10^{-15} м^2 : 20-50; 50-100; более 100.

Для определения коэффициентов нефтеотдачи по указанным залежам рекомендуется использовать графические зависимости, представленные на рис.32, 33, 34.

Полученные зависимости обладают достаточно тесной связью, однако, как и любые корреляционные зависимости, они являются приближенными и характеризуются определенной погрешностью. При этом следует иметь в виду, что наиболее надежные результаты дают левые и центральные части кривых, менее надежные - правые, проведенные условно по аналогии с другими графиками.

При граничных значениях проницаемости, попадающих на две соседние зависимости (например, для проницаемости 50 и $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) следует брать отсчеты по обеим зависимостям и значение нефтеотдачи принимать как среднее арифметическое из двух отсчетов. При определении коэффициентов нефтеотдачи по данным графикам следует пользоваться только приведенными на них кривыми, не прибегая к их интерполяции и экстраполяции. Метод интерполяции между приведенными кривыми исключается ввиду того, что эти кривые показывают зависимость величины нефтеотдачи от соотношений вязкостей нефти и воды не для какого-то отдельного значения проницаемости, а для ее интервалов. Метод экстраполяции предлагаемых кривых не рекомендуется ввиду того, что область больших соотношений вязкостей нефти и воды не подтверждена фактическими данными зависимости между указанными параметрами, и характер этой зависимости в данной области может быть иным, чем в области меньших соотношений вязкостей нефти и воды.

Прогноз текущей и конечной нефтеотдачи с использованием комплексных показателей неоднородности.

Авторами изложенной выше методики на основании обобщения большого геологического материала показано, что при одних и тех же вязкости нефти и проницаемости пласта величина конечной нефтеотдачи существенно зависит от неоднородности пласта, чем и объясняется неоднозначность ее прогноза. Для исключения этого недостатка созданы геологопромысловые модели с использованием комплексных показателей неоднородности для объектов III и IV иерархических уровней.

Применение $k_{неод}$ в качестве обобщенной геолого-физической характеристики объекта разработки при прогнозе конечной нефтеотдачи регламентировано РД 39-1-199-79. Используя $k_{неод}$ в качестве обобщенной геолого-физической характеристики и используя данные о текущей и конечной нефтеотдаче объектов, находящихся в поздней стадии разработки, с помощью

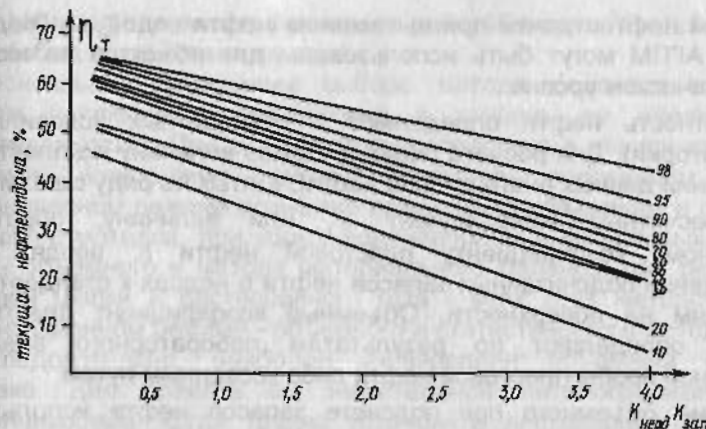


Рис. 35. Пример графо-аналитического выражения простейшей геологопромысловой адаптационной модели для прогноза текущей и конечной нефтеотдачи. Шифр кривых - обводненность продукции, %

регрессионного анализа получены простые статистические модели, позволяющие прогнозировать текущую и конечную нефтеотдачу при различной обводненности продукции в случае вытеснения нефти водой.

Аналитическое выражение модели:

$$\eta = A_0(t) - B(t) k_{неод} k_{зап}, \quad (7.8)$$

где $A_0(t)$ - свободный член линейного уравнения в фиксированный момент времени; $B(t)$ - коэффициент при геолого-технологических параметрах на фиксированный момент времени; $k_{неод}$ - комплексный показатель неоднородности; $k_{зап}$ - коэффициент запаса нефти, приходящегося в среднем на одну скважину, равный отношению $Q_{факт.} \text{ на скв.} / 300 \text{ тыс. т.}$

На рис. 35 дано графическое отображение модели при обводненности продукции от 10 до 98%. Технология разработки в некоторой мере учитывается с помощью коэффициента запаса, который вводится при превышении величины запасов нефти, приходящихся на скважину, свыше 300 тыс. т, а его введение по физическому смыслу характеризует увеличение геологической неоднородности дренируемого скважиной объема.

Приведенная на рис. 35 модель - простейшая из серии адаптационных геологопромысловых моделей АГПМ (М.А.Токарев. Комплексный геологопромысловый контроль за

текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: "Недра", 1990). АГПМ могут быть использованы для объектов на любом иерархическом уровне.

Плотность нефти 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 (пластового давления, газосодержания, температуры 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, текущими и накопленными отборами нефти, долей воды (нефти) в продукции залежи и накопленными отборами 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 - объемного и статистического методов.

Следовательно, наиболее универсален объемный метод. Однако, для пластов со значительной литолого-физической изменчивостью, когда трудно установить 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.

7.4. 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).

7.4.1. 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:

$$Q_{\Gamma} = Fh k_{\Pi} f k_{\Gamma} \frac{p_0 \alpha_0 - p_{\text{CT}} \alpha_{\text{CT}}}{p_{\text{CT}}}, \quad (7.9)$$

где Q_{Γ} - начальные запасы газа (в стандартных условиях, $p_{\text{CT}} = 0,1$ МПа, $T_{\text{CT}} = 293$ К); F - площадь в пределах контура газоносности, м^2 ; h - эффективная газонасыщенная мощность, м; k_{Π} - коэффициент открытой пористости; p_0 - начальное пластовое давление в залежи, МПа; p_{CT} - среднее остаточное давление, МПа, в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины давления, равного 0,1 МПа; α_0 , α_{CT} - поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давлений p_0 и p_{CT} , 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: $T_{\text{CT}}/T_{\text{пл}} \approx 293\text{K}/(273\text{K} + t_{\text{пл}})$; k_{Γ} - коэффициент газонасыщенности с учетом содержания связанной воды; $t_{\text{пл}}$ - пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$.

Метод подсчета запасов газа по падению пластового давления основан на связи количества извлекаемого газа с величиной падения пластового давления в процессе разработки газовой залежи. Если на первую дату подсчета запасов 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 равняется p_2 , то добыча газа за этот период (от первого до второго подсчета) на единицу падения давления составит:

$$Q = (Q_2 - Q_1)/(p_1 - p_2). \quad (7.10)$$

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 давления, получают следующую формулу для подсчета запасов газа:

$$Q_{\Gamma} = (Q_2 - Q_1)(p_2 \alpha_2 - p_{\text{к}} \alpha_{\text{к}})/(p_1 \alpha_1 - p_2 \alpha_2), \quad (7.11)$$

где Q_{Γ} - промышленные запасы газа на дату, когда уже было отобрано газа Q_2 , м^3 .

Для залежей с водонапорным режимом метод по падению давления не применим, 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:

$$Q_{\Gamma} = (Q_2 - Q_1 - Q') p_2 \alpha_2 / (p_1 \alpha_1 - p_2 \alpha_2). \quad (7.12)$$

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:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\Gamma} \Pi, \quad (7.13)$$

где Π - потенциальное содержание конденсата.

Объемный метод подсчета запасов газа можно применять на любой стадии разведанности залежи. Для использования метода по падению пластового давления необходимо иметь данные эксплуатации скважин.

Объемный метод применяется при любом режиме работы пласта. Метод по падению пластового давления эффективен лишь при газовом режиме, при водонапорном (газоводонапорном) режиме точность расчета этим методом резко снижается.

Для проверки возможности применения метода подсчета запасов по падению пластового 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 пластового 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.

7.4.2. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти

Балансовые запасы газа, растворенного в нефти, рассчитывают по формуле:

$$Q_{г.бал} = Q_{н.бал} \Gamma_0, \quad (7.14)$$

где $Q_{г.бал}$, $Q_{н.бал}$ - балансовые запасы газа, м³ и нефти, т; Γ_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 России) газовый фактор в процессе эксплуатации залежи мало изменяется во времени, и извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, подсчитывают по упрощенной формуле:

$$Q_{г.изв} = Q_{н.изв} \Gamma, \quad (7.15)$$

где Γ - 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.

7.5. Требования, предъявляемые к разведочному бурению для получения качественных материалов для подсчета запасов и подготовки залежей нефти и газа к разработке

Точность подсчета запасов нефти и газа зависит от качества полученного исходного материала. При рациональном размещении разведочных скважин на структуре, тщательном отборе керн из продуктивных горизонтов, а также проведении необходимого комплекса исследований можно значительно сократить число разведочных скважин и в то же время получить полноценные данные для подсчета запасов.

Важнейшая задача разведочного бурения - получение данных для подсчета запасов нефти и газа, а также данных для составления технологической схемы разработки. При проведении промышленной разведки определяют минимальное количество и рациональное расположение на структуре разведочных скважин.

При этом минимальным считается такое количество скважин, увеличение которого не приводит к существенному изменению величины подсчетных параметров. Рекомендуется первые разведочные скважины бурить до поверхности кристаллического фундамента при условии его залегания на глубинах, освоенных для массовой проводки скважин, и проводить испытание на продуктивность по системе "снизу-вверх".

Для быстрого выявления запасов во всех продуктивных горизонтах необходимо проводить испытание пластов в процессе бурения. При бурении и испытании скважин особое внимание нужно уделять качеству проведения геологических, геофизических и гидродинамических исследований.

Качество геологических исследований при разведке определяется полнотой выноса, правильностью отбора и качеством исследования кернового материала. Инструмент для отбора керн должен соответствовать геологической характеристике разреза для преимущественно 100 % отбора керн. Некоторые виды предварительного изучения керн, такие, например, как люминисцентно-битуминологический анализ, должны осуществляться непосредственно после подъема керн на буровой.

Особое внимание надо уделять качеству вскрытия продуктивных горизонтов и рациональному комплексу геофизических исследований в них.

При вскрытии продуктивных горизонтов используют высококачественную промывочную жидкость, не образующую в пласте зону проникновения и удовлетворяющую всем стандартам для проведения качественных геофизических исследований.

Комплекс геофизических исследований должен соответствовать геолого-физической характеристике возможных продуктивных залежей, вскрытых при разведке. При этом в одной и той же скважине в различных отложениях оптимальный комплекс геофизических исследований может достаточно сильно различаться.

Комплекс гидродинамических исследований должен позволить выявить режимы работы залежей, наличие или отсутствие гидродинамической связи между отдельными пластами, продуктивность пластов. Пробы пластовой воды, нефти и газа по каждой скважине, полученные при опробовании продуктивных горизонтов, должны исследоваться в лабораторных условиях для определения физико-химических свойств жидкостей и газов (плотности, вязкости, состава, растворимости газов и начальной насыщенности нефти газом).

При разведке следует уделять внимание оценке характеристик геологической неоднородности и использовать их при оценке конечного коэффициента нефтеотдачи.

Правильное проведение исследований залежей и насыщающих их флюидов при разведке является их паспортизацией, необходимой для интерпретации тех процессов, которые будут происходить на всем протяжении разработки.

Следует отметить, что пренебрежение исследованиями залежей с относительно малыми запасами на дату разведки часто приводит к тому, что в дальнейшем при изменении соотношения относительных запасов по залежам они оказываются неизученными, несмотря на то, что вскрыты сотнями скважин. Их доразведка на разрабатываемых площадях связана с большими трудностями ввиду нарушения гидродинамического равновесия и наличия пластов с пластовым давлением, превышающим первоначальное пластовое давление.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 7)

1. Понятия о категориях запасов.
2. Понятия о группах запасов.
3. Классификация запасов нефтяных и газовых месторождений.
4. Основные категории запасов.
5. Характеристика прогнозных ресурсов.
6. Понятие перспективных ресурсов.
7. Требования, предъявляемые к исходным данным при подсчете запасов.
8. Основные методы подсчета запасов нефти.
9. Основные методы подсчета запасов газа.
10. Охарактеризуйте возможность использования различных методов подсчета запасов нефти.
11. Охарактеризуйте возможность использования различных методов подсчета запасов газа.
12. Объемный метод подсчета запасов нефти и его возможности.
13. Характеристика подсчетных параметров, используемых в объемном методе.
14. Методические приемы оценки конечной нефтеотдачи при подсчете запасов.
15. Требования, предъявляемые к разведочным скважинам при подсчете запасов.

Раздел III

Нефтегазовая гидрогеология

Эта отрасль знаний занимается изучением гидрогеологических условий формирования, сохранения и разрушения углеводородов. В ее задачу входит обоснование нефтегазопоисковых гидрогеологических показателей с целью эффективного выявления в недрах залежей нефти и газа. Важное место в нефтегазовой гидрогеологии занимают вопросы, связанные с разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, основами хранения газа и нефти в гидrolитосфере и проблемой охраны окружающей среды.

Начало изучения вод нефтяных месторождений относится к концу XIX в., к периоду становления нефтяной промышленности. В России к числу первых исследователей вод нефтяных месторождений следует отнести Н.И. Андрусова, К.В. Харичкова, А.И. Потылицына, Д.В. Голубятникова; в Америке - Т. Ханта, Ч. Пальмера, Ш. Роджерса. В 1934 г. была опубликована работа К.Л. Малярова "Воды нефтяных месторождений". Годом позже появилась обобщающая большой фактический материал книга В.А. Сулина "Воды нефтяных месторождений", затем "Гидрогеология нефтяных месторождений" (1948) и монография об основах классификации природных вод (1948). Широкий размах бурения, в том числе и на нефть и газ, позволил получить много сведений о подземных водах крупных регионов страны. Это нашло отражение в 50-томном описании "Гидрогеология СССР" (1966-1978 гг.). В эти же годы бурно развивается нефтегазовая гидрогеология, которая оформляется в самостоятельную отрасль гидрогеологии. Фундаментальные работы в нефтегазовой гидрогеологии выполнены за последние десятилетия в нашей стране и за рубежом Г.М. Сухаревым, А.А. Карцевым, В.Н. Корценштейном, В.А. Кротовой, М.И. Субботой, Л.М. Зорькиным, Л.Н. Капченко, А. Коллинзом, по водорастворенным органическим веществам - А.С. Зингером, Е.А. Барс, В.М. Швецом, в области палеогидрогеологических реконструкций - С.Б. Вагиным, Я.М. Ходжакулиевым,

Л.А. Абуковой, в нефтегазопромысловой гидрогеологии - А.Р. Ахундовым, Ю.П. Гаттенбергером, А.М. Никаноровым, Л. Кейзом и др.

Глава 8

Воды нефтяных и газовых месторождений в системе природных вод

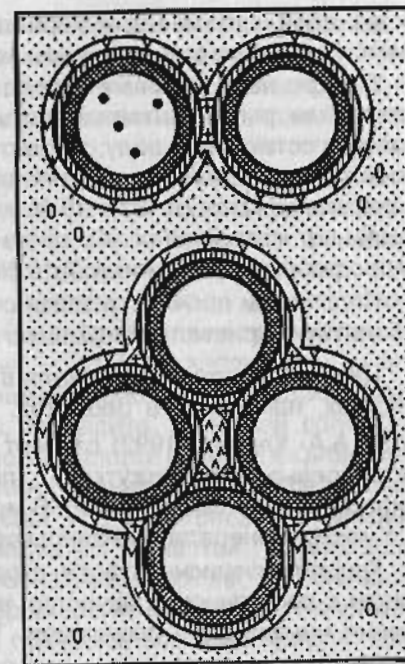
Нефть и углеводородные газы формируются в водной среде. Образовавшиеся залежи нефти и газа в течение всего времени своего существования окружены подземными водами и таким образом тесно с ними связаны. Скопления углеводородов являются элементами природных водонапорных систем и поэтому при изменении гидрогеологических условий в течение геологической истории испытывают превращения, сказывающиеся, в-первых, на составе нефтей и газов, а во-вторых, на физико-химических свойствах окружающих их вод. Этим объясняются некоторые специфические свойства вод нефтяных и газовых месторождений. Вместе с тем они носят черты вод данного пласта или комплекса, определяемые геогеодинамическими, гидрогеохимическими и гидрогеотермическими условиями, что указывает на их принадлежность к природным водам литосферы и конкретно рассматриваемого нефтегазоносного бассейна.

8.1. Виды вод и условия их залегания

В земной коре воды находятся в горных породах в разных формах. Выделяются следующие виды вод (рис. 36): свободная гравитационная (жидкая), свободная капиллярная (жидкая), сорбционно-замкнутая, стыковая (пендулярная), рыхлосвязанная (лиосорбированная), прочносвязанная (адсорбированная), цеолитная, кристаллизационная и конституционная.

В зависимости от термобарических условий вода может быть жидкой, твердой (лед) и парообразной.

Рис. 36. Взаимоотношения между различными видами вод и минеральными компонентами пород (по А.А. Карцеву): 1 - минеральные частицы пород; 2 - минералы с включениями воды; виды воды: 3 - адсорбированная, 4 - лиосорбированная, 5 - капиллярная, 6 - стыковая (пендулярная), 7 - сорбционно-замкнутая, 8 - свободная гравитационная, 9 - молекула воды в виде пара



Свободная (гравитационная) вода находится в капельно-жидком состоянии в проницаемых породах в сверхкапиллярных порах. Она передвигается под действием гравитационной силы и способна передавать гидростатическое давление. Свободная капиллярная вода находится в капиллярных порах и при их сплошном заполнении может передавать гидростатическое давление, а при частичном заполнении пор она подчиняется менисковым силам. Сорбционно-замкнутая вода (преимущественно в глинах) представляет собой капельно-жидкую воду, изолированную от основной массы свободной воды, насыщающей породу слоями связанной или стыковой воды. Физически связанные воды в породах удерживаются на поверхности минеральных частиц силами молекулярного сцепления и водородными связями, образуя слой в несколько десятков или даже сотен молекул. Внутренний слой этих вод прочно связан с поверхностью минеральных частиц (прочносвязанная вода), во внешнем слое эти связи ослабевают (рыхлосвязанная вода). В местах сближения минеральных частиц по-

роды слой связанных и капиллярных вод утолщается, и образуется стыковая (пендулярная) вода.

В нефтяных и газовых залежах в продуктивной части их прочно-связанная, рыхлосвязанная и стыковая воды составляют так называемую остаточную воду, т.е. оставшуюся в поровом пространстве после его заполнения нефтью или газом. Содержание остаточной воды изменяется от 0 до 15 % в гидрофобных и до 50 % в гидрофильных коллекторах. Среднее содержание остаточной воды в гидрофобных коллекторах 7-10 %, а в гидрофильных от 10 до 30%.

По степени прочности связи с веществом минералов выделяют цеолитную, кристаллизационную и конституционную воды.

Цеолитная вода содержится в минералах в непостоянных количествах, например, в цеолитах, опале $\text{SiO}_2 \cdot n \text{H}_2\text{O}$. К цеолитной воде А.А. Карцев (1992) относит связанную воду, находящуюся в межслоевых промежутках глинистых минералов (монтмориллонит, левьерьерит и др.). В монтмориллоните содержится 24 % (от массы минерала), в левьерьерите - 17 % межпакетных вод.

Кристаллизационная вода входит в состав кристаллической решетки в постоянном количестве, но при ее удалении полного разрушения минерала не происходит. Так, гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) переходит при дегидратации в ангидрит (CaSO_4). Конституционная вода (например, в слюдах) выделяется лишь при полном разрушении минерала.

Подземные воды в твердом (лед) и в парообразном состоянии имеют довольно значительное распространение. Подземные льды встречаются в зоне развития многолетнемерзлых толщ (криолитозоне), подземные пары - в областях вулканизма. На больших глубинах находятся жидкие перегретые воды.

Таким образом вода в различных формах заполняет поры и пустоты горных пород. Компоненты водосодержащей осадочной породы образуют систему, включающую подсистемы: а) твердую часть (твердую фазу), т.е. скелет, цемент, обменный комплекс; б) жидкую часть, т.е. воды, водные растворы, нефть; в) газовую фазу.

Условия залегания вод в земной коре в значительной степени зависят от характера вмещающих пустот - пор, каверн, трещин, их связи между собой. В разработанной И.К. Зайцевым, Н.И. Толстихиным и И.В. Кирюхиным (1987) классификации выделяются три типа вод - пластовые, трещинно-жильные и лавовые.

К пластовым водам относятся поровые, трещинно-поровые, порово-трещинные, трещинные и трещинно-карстовые. Пластовые поровые воды связаны с обломочными зернистыми коллекторами. Их пористость обусловлена структурой и расположением минеральных зерен. Это воды песчано-алевролитовых пород, гра-

вийно-галечных отложений горных районов, конусов выноса в предгорных впадинах и т.п. Пластовые трещинно-поровые воды характерны для песчаных и других осадочных пород, находящихся на первых этапах формирования в них трещиноватой структуры. По мере погружения осадков, уплотнения пород и роста геостатического давления поры уменьшаются и увеличивается трещиноватость. В результате этого процесса, протекающего с различной степенью интенсивности в разных геолого-структурных условиях, трещинно-поровые воды могут перейти в порово-трещинные и трещинные.

Пластовые трещинные воды распространены в осадочных породах платформенных областей и в кристаллических массивах. Пластовые трещинно-карстовые воды характерны для карбонатных и терригенно-карбонатных пород, содержащих в ряде случаев пласты или линзы гипса, ангидрита, каменной соли. Это воды распространены в палеозойских толщах Русской и Сибирской платформ, в мезозойских отложениях в пределах эпипалеозойских плит (Предкавказье, Средняя Азия и т.п.). Трещинно-жильные воды характерны для горно-складчатых областей. Наибольшей обводненностью обладают карбонатные породы, в меньшей степени - метаморфизованные терригенные отложения, например, сланцы. Карстово-жильные воды приурочены к мраморизованным известнякам в орогенных областях Крыма, Кавказа, Тянь-Шаня, Саян. С зонами тектонических нарушений связаны источники минеральных вод. Степень обводненности тектонических зон зависит от подвижности нарушений и определяется в основном составом вмещающих пород. Поскольку в нефтегазоносных областях Сибирской платформы трапповый магматизм широко распространен, изучение трещинных вод, циркулирующих по контактам трапповых интрузий и осадочных пород, необходимо для выявления гидродинамических и гидрогеохимических условий, способствовавших или препятствовавших формированию и сохранению залежей нефти и газа.

Лавовые воды приурочены к эффузивным телам. Водообильность эффузивных пород зависит от тектонической трещиноватости. Максимальная водообильность характерна для пористых туфов. Лавовые воды распространены в областях развития туфогенных и осадочных образований в пределах Малого Кавказа, Камчатки, Забайкалья и др. Вода в земной коре встречается почти повсеместно и характеризуется многообразием условий залегания. Они различны в пределах суши, морей и океанов. Специфические условия залегания вод характерны для криолитозоны и районов современного вулканизма.

По условиям залегания подземных вод на континентах верхнюю часть литосферы разделяют на зону аэрации и зону

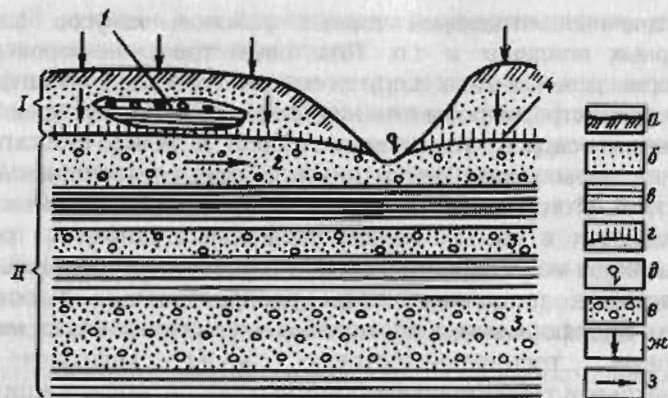


Рис. 37. Условия залегания вод на континентах:

а - почвенные воды; б - коллекторы; в - водоупор; г - капиллярная кайма (капиллярно-поднятые воды); д - разгрузка грунтовых вод; е - водоносный горизонт; ж - направление движения инфильтрующихся вод; з - направление движения грунтовых вод.

Зоны: I - аэрация, II - насыщения; 1 - верховодка; 2 - грунтовые воды; 3 - напорные воды; 4 - уровень грунтовых вод

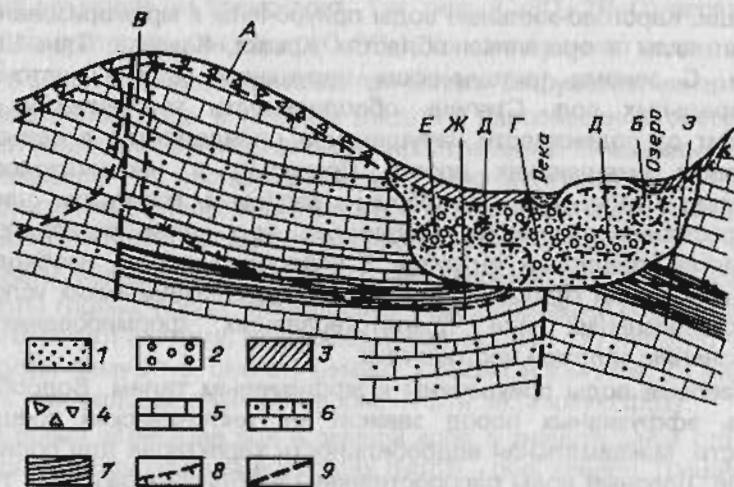


Рис. 38. Схема соотношения подземных вод и мерзлых толщ (по Б.И. Писарскому и Н.Н. Романовскому):

1 - пески; 2 - гравийно-галечные отложения; 3 - суглинки; 4 - щебень и дресва; 5 - известняки; 6 - песчаники; 7 - сланцы; 8 - граница многолетнемерзлых пород; 9 - тектонические нарушения.

Воды: А - надмерзлотные деятельного слоя, Б - несквозного подозерного талика; В - сквозного питающего тектонического талика, Г - сквозного подруслового талика, Д - межмерзлотные, Е - внутримерзлотные, Ж - подмерзлотные контактирующие, напорные, З - неконтактирующие напорные

насыщения (рис.37). В зоне аэрации, соприкасающейся с атмосферой, часть пор и пустот в породах заполнена воздухом и водой (в том числе и парообразной). В зоне аэрации распространены почвенные воды, воды, инфильтрующиеся сквозь коллектор, парообразная вода и верховодки. Верховодки образуются, когда инфильтрующаяся вода скапливается на поверхности водоупоров, имеющих локальное распространение, например, на линзах глин или суглинков в толще песков. Поверхность (зеркало) грунтовых вод является границей зоны аэрации и зоны насыщения.

Грунтовыми водами (термин предложен в 1900 г. С.Н. Никитиным) именуют воды, приуроченные к водоносному горизонту, залегающему на первом от земной поверхности выдержанном водоупоре. Сверху горизонт грунтовых вод ограничен свободной поверхностью, т.е. зеркалом грунтовых вод. След сечения зеркала грунтовых вод вертикальной плоскостью называется уровнем грунтовых вод. Разность в уровнях грунтовых вод приводит к их движению, образованию грунтового потока.

В зоне насыщения, располагающейся ниже уровня грунтовых вод, поры и пустоты пород заполнены водой (за исключением объемов, занятых углеводородами). Мощность зоны насыщения изменяется в широких пределах. Нижняя ее граница в осадочных бассейнах определяется глубиной залегания ненарушенных пород фундамента, не обладающих водопроницаемостью. Ориентировочно на глубинах, превышающих 11-12 км, температура воды приближается к критической, и вода в соответствующих термодинамических условиях находится в надкритическом состоянии (парообразном). В зоне насыщения распространены преимущественно напорные воды. Переходный характер между грунтовыми и напорными имеют безнапорные межпластовые воды, напор которых развит локально. В коллекторах, ограниченных сверху и снизу водоупором, распространены воды, обладающие гидростатическим напором.

Условия залегания вод в криолитозоне имеют свои характерные особенности. Они заключаются в том, что вода в толще мерзлых пород (криолитозоне) может находиться во всех трех фазах: твердой (лед), жидкой и газообразной (пар). Мерзлые породы, являющиеся водоупорами, при оттаивании превращаются в водопроницаемые. Воды в многолетнемерзлых породах подразделяются на: надмерзлотные, межмерзлотные, внутримерзлотные и воды таликовых зон. Выделяются также подмерзлотные воды (рис.38).

Надмерзлотными называются воды, распространенные над поверхностью толщи мерзлых пород. Они соответствуют грунтовым водам, водоупорным ложем которых служат мерзлые породы. К межмерзлотным относятся жидкие воды в слоях, ограниченных сверху и снизу толщами многолетнемерзлых пород.

Внутримерзлотные воды располагаются в мерзлой толще в виде линз и прослоев и имеют спорадическое распространение. К подмерзлотным относятся жидкие воды, залегающие ниже подошвы многолетнемерзлых толщ. В ряде случаев в многолетнемерзлых породах имеются зоны развития жидких вод, которые называются таликами. Талик - это участок протаявшей или никогда не замерзающей породы с гравитационной водой, расположенной среди многолетнемерзлых пород. Несквозные талики образуются в поймах и на террасах речных долин (подрусловые талики), под озерами и озерными террасами (подозерные талики) и т.п. Сквозные талики могут связывать между собой надмерзлотные и межмерзлотные воды, а также подмерзлотные воды. Их образование может быть обусловлено проникновением в мерзлую толщу положительно температурных вод (иногда термальных) по разломам или зонам трещиноватости и т.д.

В последние годы в зоне развития многолетнемерзлых пород открыты и разрабатываются многочисленные месторождения нефти и газа. Особенности мерзлой толщи сказываются на физико-химических свойствах углеводородов. Понижение температуры приводит к переходу свободной воды в связанное гидратное состояние и при наличии метана образуются газогидраты. Сформировавшиеся газовые залежи при снижении температур вследствие охлаждения отдельных участков земной коры, по М.К. Калинко (1981 г.), могут переходить в залежи газогидратов.

Влияние криолитозоны необходимо учитывать при бурении скважин, освоении продуктивных горизонтов, разработке залежей углеводородов, а также при транспортировке нефти и газа по трубопроводам.

В районах современного вулканизма подземные воды образуют водоносные системы со специфическими гидрогеологическими условиями. К ним относятся горячие (термальные) воды, паровые струи и пароводяные смеси (парогидротермы). Они распространены в активных складчатых областях и известны на Камчатке и Курильских островах, в Исландии, Италии, США, Японии, Новой Зеландии. Формами проявления гидротермальной деятельности являются гейзеры и фумаролы.

Условия залегания вод под морями и океанами изучены пока еще слабо. В пределах прибрежно-шельфовых областей и дна внутренних морей условия залегания подземных вод отличаются тем, что здесь отсутствует зона аэрации. Водоносные породы, погружаясь под дно моря, в большинстве случаев гидравлически связаны с сушией. Условия залегания вод в глубоких океанических котловинах, прогибах и рифтах определяются их строением и составом слагающих пород. В разрезе океанов выделяются три слоя.

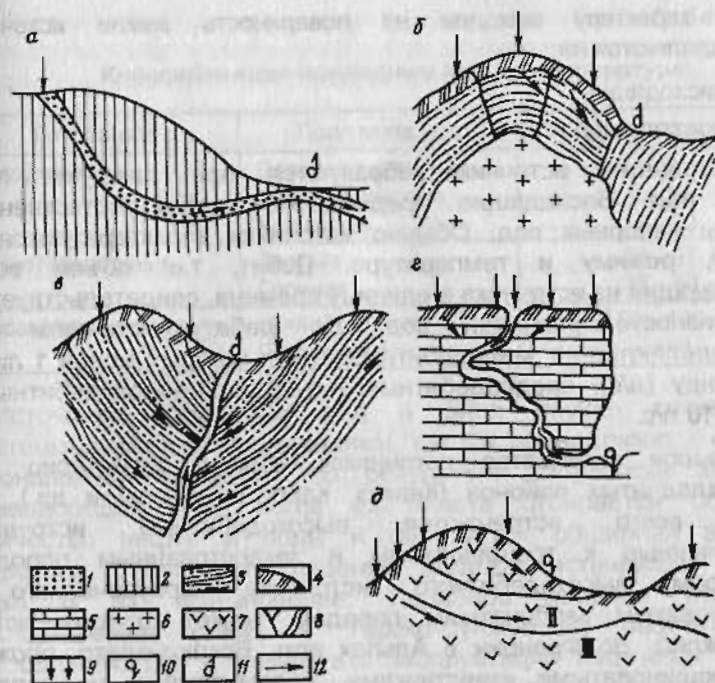


Рис.39. Схема условий разгрузки вод и образования источников. Условия разгрузки вод: а - пластовых, б - трещинно-жильных, в - зоны тектонических нарушений и образования термоминеральных источников, г - трещинно-карстовых, д - лавовых. 1 - водоносный горизонт; 2 - водоупор; 3 - метаморфические породы; 4 - трещиноватость; 5 - карбонатные породы; 6 - магматические породы; 7 - I, II, III разновозрастные эффузивные толщи; 8 - тектонические нарушения; 9 - инфильтрация; 10 - нисходящий источник; 11 - восходящий источник; 12 - направление движения вод

Верхний слой состоит из чередующихся рыхлых глинистых, кремнистых и карбонатных осадков, общей мощностью до километра. Ниже располагается слой, представленный прослоями базальтовых лав и консолидированных глинистых, кремнистых, карбонатных и песчаных пород. Мощность этого слоя тоже может достигать километра. Фундаментом служит базальтовый слой. В верхней части разреза распространены иловые воды. Предполагается, что в среднем слое развиты порово-трещинные, трещинно-поровые, в нижнем - трещинно-жильные и трещинные воды. Разгрузка подземных вод при дренировании водоносных горизонтов (комплексов) осуществляется посредством источников. Источниками (родниками, ключами) называются естественные выходы подземных вод на земную поверхность (рис.39).

По характеру выходов на поверхность земли источники подразделяются на:

- а) нисходящие;
- б) восходящие.

Нисходящие источники образуются при разгрузке грунтовых вод. Восходящие представляют собой естественные выходы напорных вод. Обычно источники характеризуются по дебиту, режиму и температуре. Дебит, т.е. объем воды, поступающий из источника в единицу времени, свидетельствует об интенсивности разгрузки вод. По дебиту источники вод подразделяются на: малodeбитные, дебит которых менее 1 литра в секунду (л/с), среднедебитные - 1-10 л/с, высокодебитные - более 10 л/с.

Большое количество источников обычно характерно для горноскладчатых районов (Кавказ, Карпаты, Альпы и др.), где чаще всего встречаются высокодебитные источники, приуроченные к трещиноватым и закарстованным породам. Примером высокодебитного источника, приуроченного к трещиноватым карбонатным породам, может служить источник Воклюз. Во Франции в Альпах есть Воклюз-плато, сложенное трещиноватыми известняками, доломитами и мраморами. Вода источника Воклюз выходит из грота и дает начало р. Сорг. Среднегодовой дебит источника составляет 30 м³/с, а максимальный дебит достигает 150 м³/с. Еще больший дебит источника в Югославии - 170 м³/с, а также источника Мчишта в Абхазии - 200 м³/с. Этот перечень можно было бы продолжить и отметить значительное количество высокодебитных источников в горных районах, но все же высокодебитные источники представляют собой сравнительно редкое явление. Подавляющую массу составляют среднедебитные и малodeбитные источники. И все же в сумме они приводят к разгрузке огромных объемов вод, а это ведет в свою очередь, к интенсивному водообмену в массивах горных пород.

По режиму функционирования источники разделяются на:

- а) постоянно действующие;
- б) сезонно действующие;
- в) ритмически действующие.

По температурной характеристике источники могут подразделяться (по классификации К.Ф. Богородицкого) на следующие группы и подгруппы (табл. 9).

Таблица 9

Классификация природных вод по температуре

Группа вод	Подгруппа вод	Температура воды, °С
Холодные	Переохлажденные	< 0
	Очень холодные	0 - 10
	Холодные	10 - 20
Низкотермальные	Теплые	20 - 37
	Горячие	37 - 50
Высокотермальные	Очень горячие	50 - 100
	Перегретые	> 100

Источники подземных вод в ряде случаев связаны с нефтегазовыми месторождениями, так как принадлежат к единой водонапорной системе. В результате разработки залежей углеводородов (УВ), когда из пласта отбирается большое количество нефти и воды и образуется обширная воронка депрессии, происходит падение дебитов источников, а нередко и их исчезновение. Подобное явление отмечено Г.М. Сухаревым (1956) в Терско-Сунженской нефтегазоносной области, где в результате эксплуатации нефтяных месторождений иссякли Мамакай-Юртовские, Горячеводские и другие источники.

8.2. Основы гидрогеохимии

Гидрогеохимия - раздел гидрогеологии, в котором изучаются: ионно-солевой и газовый составы природных вод, органические вещества и коллоиды.

Многие химические свойства и особенности воды обусловлены строением ее молекулы. По современным представлениям в молекуле воды атомы кислорода и водорода как бы приурочены к вершинам равнобедренного треугольника. При этом атом кислорода связан с двумя значительно меньшими атомами водорода. Это приводит к ее поляризации. Из десяти имеющихся электронов два расположены непосредственно у кислорода, восемь образуют четыре вытянутые электронные орбитали. Оси двух из этих орбиталей направлены вдоль связи О-Н, а двух других лежат приблизительно в плоскости, идущей через ядро кислорода перпендикулярно к плоскости Н-О-Н. Электроны движутся в пределах орбиталей попарно. С протонами водорода, находящимися внутри двух орбиталей, связаны два полюса положительных электрических за-

рядов воды. Электроны, располагающиеся на двух других орбитах, представляющих неподеленные пары, создают два полюса отрицательных зарядов той же молекулы. Существование неподеленных электронных пар приводит к образованию двух водородных связей. Две другие водородные связи возникают за счет двух водородных атомов. Поэтому каждая молекула воды в состоянии образовать четыре водородные связи (рис. 40).

Суть водородной связи сводится к тому, что ион водорода, связанный с каким-то ионом другого элемента, способен электростатически притягивать к себе ион того же элемента из другой молекулы. В силу этого молекулу воды можно уподобить тетраэдру, два угла которого заряжены положительно, а два отрицательно.

Таким образом, молекула воды представляет собой электрический диполь. Угол связи в молекуле воды, образованный двумя атомами водорода (H-O-H), равен $104,5^\circ$.

Разноименные полюса диполей притягиваются друг к другу, чем обуславливается образование более сложных агрегатов, таких как дигидроль (H_2O)₂, тригидроль (H_2O)₃ и т.д. С ростом температуры и переходом воды в парообразное состояние сложные агрегаты распадаются на более простые, а те в свою очередь на одиночные молекулы. Жидкая вода состоит из более или менее упорядоченных молекул, приближающихся по своему строению к кристаллической решетке. Для льда наиболее устойчивой структурой является тетраэдры, построенные из гидролей. Эти тетраэдры объединены в гексагональную решетку (рис.41), рыхлую и ажурную, поэтому плотность льда меньше плотности жидкой воды.

В силу особенностей строения молекул воды и наличия водородных связей вода обладает целым рядом аномальных свойств: высокой диэлектрической постоянной (87,74 при $0^\circ C$), расширением при замерзании, сильными растворяющими свойствами, высокой скрытой теплотой испарения и плавления и т.д. На структуру воды влияет также магнитное поле, меняя ее свойства. "Омагниченная" вода используется для снижения накипи в котлах, для закачивания в пласты при разработке нефтяных месторождений. При ее закачке в пласт снижается солеобразование в трубах, улучшаются нефтевымывающие свойства вод и т.д. После прекращения действия магнитного поля некоторое время эти свойства сохраняются. Это объясняется особенностями внутренней структуры воды.

Молекулы воды состоят из водорода, представленного тремя изотопами (протий 1H ; дейтерий 2H , или D; тритий 3H , или T), и кислорода, имеющего семь изотопов (^{13}O - ^{20}O). Преобладают в

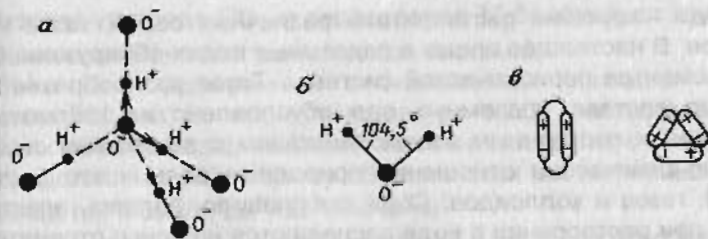


Рис.40. Модель молекулы воды:

а - схема тетраэдрического характера водородной связи в воде; б - угол связи в молекуле воды; в - образование диполями воды ассоциированных молекул (дигидроля, тригидроля)

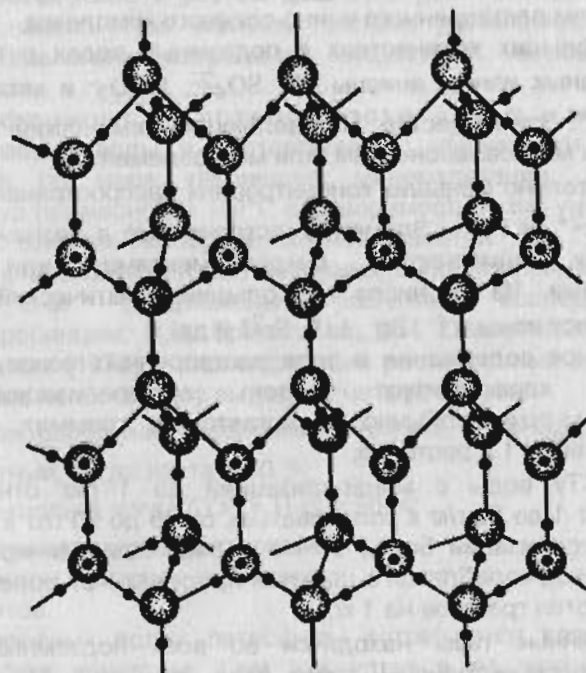


Рис.41. Гексагональная структура льда

воде 1H и ^{16}O . Дейтерий и тритий содержатся в обычной воде в незначительных количествах. Подавляющее количество изотопов кислорода представлено изотопами ^{16}O , меньше изотопов ^{18}O и ничтожно мало изотопов ^{17}O . Кроме тяжелой воды D_2O известна и сверхтяжелая вода T_2O .

Вода - хороший растворитель различных солей, газов и коллоидов. В настоящее время в подземных водах обнаружено более 86 элементов периодической системы. Такое разнообразие химического состава подземных вод обусловлено их геологической историей и постоянным взаимодействием с веществом земли. В физико-химическом отношении природные воды - это растворы солей, газов и коллоидов. Соли как правило, являясь электролитами, при растворении в воде распадаются на ионы: отрицательно заряженные - анионы, положительно заряженные - катионы. Растворы солей - электролиты проводят электрический ток. Вещества - неэлектролиты при растворении в воде распадаются на нейтральные молекулы, давая истинные растворы, или на агрегаты молекул, образуя коллоидные растворы. В природных водах содержание коллоидов невелико по сравнению с содержанием растворенного ионно-солевого комплекса.

В наибольших количествах в подземных водах встречаются шесть главных ионов: анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- и катионы Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} . Эти вещества, определяющие химический тип воды, относятся к макрокомпонентам, или макроэлементам.

В значительно меньших концентрациях распространены CO_3^{2-} , S^{2-} , K^+ , Fe^{2+} , и Fe^{3+} . Элементы, встреченные в незначительных количествах, называются микроэлементами, или микрокомпонентами. Из их числа наибольший практический интерес представляют ионы и I^- , Br^- , Li^+ , Sr^{2+} и др.

Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов характеризует степень минерализации воды. Минерализация обычно выражается в граммах на 1 кг раствора или на 1 л раствора.

По ГОСТу воды с минерализацией до 1 г/кг относятся к пресным, от 1 до 25 г/кг к солоноватым, от 25 до 50 г/кг к соленым и при минерализации более 50 г/кг к рассолам. Минерализация природных вод колеблется в широких пределах - от долей грамма на 1 кг до сотен граммов на 1 кг.

Растворенные газы находятся во всех подземных водах. Наиболее распространены такие газы, как азот N_2 , диоксид углерода (углекислый газ) CO_2 , метан CH_4 . Кроме этих основных газов в подземных водах растворены такие газы, как кислород O_2 , сероводород H_2S , аргон Ar , гелий He , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} . Этан, пропан, бутан, т.е. углеводородные газы, обычно связаны с нефтегазоносными отложениями. Газы находятся в водах в виде молекулярных растворов. Такие газы,

как диоксид углерода CO_2 и сероводород H_2S , образуют с ионно-солевыми компонентами равновесные системы.

Объем газа (измеренный в нормальных условиях - при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 20°C), растворенного в единицах объема воды, называют газонасыщенностью воды. Она представляет собой сумму объемов всех растворенных газов и выражается в $\text{см}^3/\text{л}$, $\text{см}^3/\text{см}^3$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Давлением насыщения (упругостью) растворенного газа называется то давление, при котором весь газ находится в растворенном состоянии. Упругость растворенного газа равна объему растворенного газа, деленному на коэффициент его растворимости. Эта зависимость, отвечающая закону Генри, имеет применение лишь при упругости менее 5 МПа, так как растворимость газов с ростом давления увеличивается не прямо пропорционально. При сложном составе растворенных газов и высоких давлениях насыщения существует более сложная зависимость.

Коэффициент растворимости газа зависит от минерализации воды в соответствии с уравнением Сеченова: снижается по мере увеличения минерализации. При росте температур примерно до 100°C растворимость газов уменьшается, при более высоких температурах увеличивается.

Схем классификаций растворенных в подземных водах газов много. Они предложены разными исследователями. (И.С. Старобинцем, В.И. Ермаковым, В.И. Старосельским и др.). Л.М. Зорькин (1973) в классификации растворенных в пластовых водах газов по их составу выделяет четыре класса:

- 1) углеводородный (метановый), в случае, если $\text{C}_n\text{H}_m \geq 50\%$;
- 2) азотный, когда азота $> 50\%$;
- 3) углекислый, когда $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S} = 50\%$;
- 4) углекисло-азотно-метановый.

В каждом классе выделяется тип газа по содержанию компонентов.

В природных водах литосферы встречаются разнообразные органические вещества. Они находятся в растворе в ионной, молекулярной, коллоидной формах, а также в виде микроэмульсии. Из органических соединений в водах земной коры встречаются: жирные кислоты, нафтеновые кислоты, фенолы, бензол, толуол, азотосодержащие и фосфорсодержащие вещества, аминокислоты и некоторые другие. Для нефтегазовой гидрогеологии наибольший интерес представляют углеводороды (УВ) и жирные кислоты. Из жидких УВ наиболее распространены ароматические - бензол и его гомологи (толуол, ксилолы),

имеющие поисковое значение. Общее содержание органических веществ может быть охарактеризовано величиной $C_{орг}$. По данным В.М. Швеца (1982), среднее содержание $C_{орг}$ (мг/л): в грунтовых водах - 25, в пластовых водах продуктивных горизонтов нефтяных месторождений - 110, в приконтурных водах нефтяных месторождений - 370, в приконтурных водах газоконденсатных месторождений - 800.

Из химических свойств воды к наиболее значимым относятся щелочно-кислотные свойства и жесткость.

Щелочно-кислотные свойства воды определяются содержанием в воде водородных (H^+) и гидроксильных (OH^-) ионов. Кислотные свойства водного раствора определяются действием водородных ионов, а щелочные - гидроксильных. Поэтому количественно степень кислотности водной среды может быть охарактеризована концентрацией или активностью иона H^+ , а степень его щелочности - концентрацией или активностью ионов OH^- . Общие кислотно-щелочные состояния водного раствора условно характеризуются концентрацией или активностью водородных ионов, выраженной величиной pH , которая равна $-lg(H^+)$. При $pH = 7$ реакция нейтральная. В кислотной среде $pH < 7$, в щелочной $pH > 7$. pH подземных вод изменяется в пределах от 6 до 8,5.

Жесткость воды зависит от содержания растворенных солей кальция и магния. Выделяют общую, устранимую и постоянную жесткость. Общая жесткость определяется суммарным содержанием хлоридов, сульфатов и гидрокарбонатов Ca^{2+} и Mg^{2+} . Устранимая жесткость соответствует содержанию $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$, которые при кипячении выделяют осадок ($CaCO_3$ и $MgCO_3$). Постоянная жесткость представляет собой содержание хлоридов и сульфатов кальция и магния.

В настоящее время жесткость определяют и выражают по содержанию в воде кальция и магния в ммоль/г или мг-экв/г.

Из физических свойств природных вод основными являются плотность, вязкость, сжимаемость, электропроводность, радиоактивность, температура.

Плотность - отношение массы вещества к его объему. Плотность химически чистой воды при температуре $4^\circ C$ равна $0,999973 \text{ г/см}^3$. Но обычно ее принимают равной 1 г/см^3 .

Под относительной плотностью (ρ_4^{20}) понимается отношение плотности вещества при температуре $20^\circ C$ к плотности

дистиллированной воды при температуре $4^\circ C$. Плотность природных вод возрастает с увеличением степени минерализации. Обычно плотность природных вод колеблется в пределах $1-1,4 \text{ г/см}^3$. Плотность воды зависит от температуры. Эта зависимость определяется коэффициентом объемного теплового расширения α , показывающим, какую часть первоначального объема тела при $0^\circ C$ составляет изменение объема при изменении температуры на $1^\circ C$.

При увеличении температуры от 0 до $4^\circ C$ вода уменьшается в объеме, а при дальнейшем ее росте неравномерно увеличивается. Коэффициент объемного расширения воды составляет, $1/град$: в интервале $4-10^\circ C$ - $6,5 \cdot 10^{-5}$, в интервале $10-20^\circ C$ - $15 \cdot 10^{-5}$, в интервале $65-70^\circ C$ - $58 \cdot 10^{-5}$. Кроме того, с повышением давления вода несколько сжимается.

Вязкость - свойство природных вод, обуславливающее при движении возникновение силы трения. Вязкость воды зависит от температуры и минерализации: она возрастает с ростом минерализации и уменьшается с повышением температуры.

Сжимаемость вод определяется как изменение ее объема под действием давления. Коэффициент сжимаемости β показывает, насколько уменьшается объем воды при увеличении давления на одну единицу. Коэффициент сжимаемости зависит от температуры, содержания водорастворенных газов и химического состава воды.

Сжимаемость воды с растворенным газом приближенно вычисляется по формуле:

$$\beta_T = \beta(1 + 0,05G),$$

где G - газонасыщенность.

В недрах под действием давления объем жидкостей уменьшается.

Для оценки суммарного воздействия этих факторов используется объемный коэффициент пластовой воды b - отношение удельного объема жидкости $V_{пл}$ в пластовых условиях к удельному объему V_H той же жидкости при давлении 100 кПа и температуре $20^\circ C$: $b = V_{пл} / V_H$. Природные воды характеризуются объемными коэффициентами порядка 1-1,2.

Электропроводность подземных вод имеет важное значения для геофизических исследований. Электропроводность и электрическое сопротивление зависят от химического состава подземных вод и минерализации. О величине электропроводности

можно судить по удельному электрическому сопротивлению, т.е. сопротивлению в омах такого проводника электрического тока, длина в сечение которого равны единице. При геофизических исследованиях за единицу удельного сопротивления берут 1 Ом·м. Подземные воды характеризуются величинами удельных сопротивлений от 0,02 до 1 Ом·м. С увеличением температуры и минерализации удельное сопротивление уменьшается.

Радиоактивность природных вод определяется наличием в них радиоактивных элементов - радия, радона, урана. К радиоактивным относятся воды, содержащие радия более $1 \cdot 10^{-14}$ г/л, урана более $3 \cdot 10^{-5}$ г/л, радона более $1,5 \cdot 10^{-20}$ Бк. В водах нефтеносных пластов нередки случаи повышенной радиоактивности.

Для изучения ионно-солевого состава подземных вод используются различные виды химических анализов.

Общий анализ позволяет судить о химизме воды. Он включает определение шести основных ионов: Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ . Натрий обычно определяется по разности в содержании трех анионов и двух катионов: кальция и магния. Анализ, включающий определение этих шести ионов, плотности и рН воды, называют стандартным анализом.

В нефтегазовой гидрогеологии к стандартному комплексу добавляется определение йода, брома, аммония, бария, стронция, железа, алюминия, органических кислот и их солей и некоторых других.

Из специальных анализов подземных вод следует отметить: санитарный, бактериологический, бальнеологический, различные технические анализы. Санитарный анализ производится для оценки пригодности воды для питьевых целей, технические анализы - для определения пригодности воды, например, для закачки ее в пласт при заводнении, для использования воды в различных парокотельных установках, бактериологический - для установления видов бактерий и их количества. Наиболее полным является бальнеологический анализ, предназначенный для оценки лечебных свойств воды. К комплексу стандартного анализа в нем добавляется изучение газовых и радиоактивных компонентов, микрокомпонентов и т.д.

Анализы вод производятся как в полевых, так и в стационарных условиях в гидрохимических лабораториях. Результаты анализа вод принято изображать в трех формах: масс-ионной, ионно-эквивалентной и процент-эквивалентной.

Масс-ионная форма - выражение состава воды в единицах массы отдельных ионов. Масс-ионную форму пересчитывают в

ионно-эквивалентную путем деления величин содержания ионов, выраженных в граммах или миллиграммах, на величину эквивалента иона. Эквивалентом иона называется частное от деления ионной массы на валентность.

Ниже приведены величины эквивалентов основных ионов:

Ионы	Эквивалент
Cl^-	35,476 (35,5)
SO_4^{2-}	48,03 (48)
HCO_3^-	61,00
CO_3^{2-}	30,00
Na^+	22,997 (23)
Ca^{2+}	20,035 (20)
Mg^{2+}	12,16 (12)

Наличие перед химическим символом буквы r означает, что содержание данного элемента выражено в ионно-эквивалентной форме. Если анионы и катионы даны в ионно-эквивалентной форме, то по принципу электронейтральности $\sum r_{\text{к}} = \sum r_{\text{а}}$. Используя это равенство и имея данные о содержании в воде пяти ионов, можно найти содержание шестого иона. Так определяется содержание натрия:

$$r_{\text{Na}} = \sum r_{\text{а}} - (r_{\text{Ca}^{2+}} + r_{\text{Mg}^{2+}})$$

Процент-эквивалентная форма показывает относительную долю каждого иона в общей сумме растворенных ионов. Общая сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, приравнивается к 100 %, а сумма катионов, равная сумме анионов, составляет 50 %.

Процент-эквивалентная форма позволяет применять различные способы изображения химического состава воды. К числу таких способов принадлежит формула, предложенная гидрогеологом М.Г. Курловым. Она представляет собой псевдодробь, в числителе которой указывают содержание в процент-эквивалентах анионов, а в знаменателе - катионов. Ионы записывают по убывающим величинам. Ионы, содержащиеся в количестве менее 1 %, не указывают. Перед дробью перечисляют основные компоненты состава растворенных газов и величину

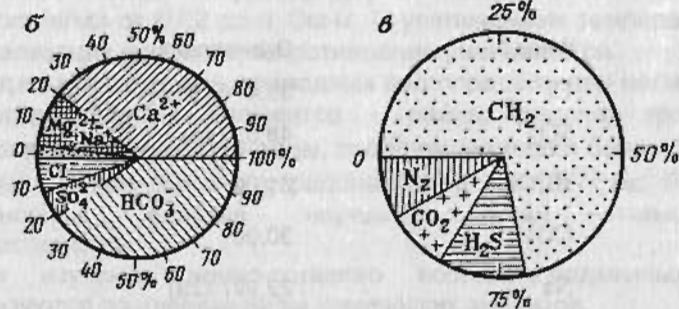
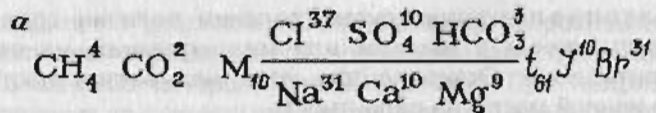


Рис. 42. Способы изображения результатов химического и газового состава вод: а - формула Курлова; б - график-круг Толстихина; в - график-круг газового состава вод

минерализации в граммах на литр, за дробью проставляют температуру, содержание микрокомпонентов в мг/л и т.д. (рис. 42, а).

Из графиков, характеризующих ионно-солевой и газовый составы вод, наибольшим распространением пользуются круговые диаграммы. Примером может служить график - круг Толстихина (рис. 42, б). Минерализация воды обычно соответствует радиусу круга, взятому в определенном масштабе.

Принимая эквивалентное содержание суммы анионов и катионов соответственно за 100 %, можно найти процентное содержание каждого иона. Такие графики удобны для нанесения анализов вод на карты и профильные разрезы. При помощи графиков-кругов можно изображать и газовый состав вод (рис. 42, в). Радиус круга в определенном масштабе будет изображать общую газонасыщенность, а секторы - процентное содержание каждого газа.

Большое разнообразие химического состава природных вод вызвало необходимость систематизации многочисленных данных и создания химической классификации. За основу классификации исследователи принимали различные признаки и показатели состава вод, поэтому универсальной классификации пока не существует. Среди наиболее известных - классификации Ч. Пальмера, Ч. Кларка, В.И. Вернадского, С.А. Щукарева, О.А. Алекина, В.А. Сулина, Н.И. Толстихина, Л.С. Балашова, М.Г. Валяшко и др.

В нефтегазовой гидрогеологии широко распространена классификация В.А. Сулина. В ней все природные воды подразделяются на четыре типа по характерным соотношениям между главнейшими ионами и затем на группы и подгруппы по признаку преобладания различных анионов и катионов. Характерные отношения между ионами, положенные в основу классификации, выражаются тремя коэффициентами, названные генетическими:

$$\frac{r\text{Na}}{r\text{Cl}} \quad \frac{r\text{Na} - r\text{Cl}}{r\text{SO}_4} \quad \frac{r\text{Cl} - r\text{Na}}{r\text{Mg}}$$

С помощью этих коэффициентов выделяются четыре генетических типа вод (Табл. 10), которым по В.А. Сулину соответствует определенная обстановка формирования вод.

Таблица 10

Классификация вод по В.А. Сулину

Тип вод	$\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-}$	$\frac{r\text{Na}^+ - r\text{Cl}^-}{r\text{SO}_4^{2-}}$	$\frac{r\text{Cl}^- - r\text{Na}^+}{r\text{Mg}^{2+}}$
Гидрокарбонатно-натриевый	> 1	> 1	-
Сульфатно-натриевый	> 1	< 1	-
Хлоридно-магниевый	< 1	-	< 1
Хлоридно-кальциевый	< 1	-	> 1

Каждый тип делится на три группы по преобладающему аниону (хлоридную, сульфатную или гидрокарбонатную). По преобладающему катиону группы делятся на подгруппы: натриевую, магниевую и кальциевую; однако подгруппа выделяется только в том случае, если преобладающий катион дает основную солевую массу с преобладающим же анионом.

Типы вод называют генетическими, потому что они приблизительно отвечают определенным обстановкам существования природных вод. Так, сульфатно-натриевый и гидрокарбонатно-натриевый типы отвечают континентальной обстановке формирования вод, хлоридно-магниевый - морской, хлоридно-кальциевый тип - глубинной.

Такое соответствие справедливо лишь в самых общих чертах.

8.3. Основы гидрогеомеханики

Подземные воды - наиболее динамичная часть литосферы. Все процессы, происходящие в земной коре, так или иначе влияют на перемещение подземных вод. В свою очередь, движение вод в породах влияет на геологические и физико-химические процессы, происходящие в недрах, поэтому горные породы с заключенными в них водами представляют собой единую систему, элементы которой тесно связаны между собой. Различные виды движения подземных вод можно выделять по нескольким признакам. Так, движение капельно-жидкой воды в породах происходит главным образом в форме фильтрации, представляющей собой механический процесс течения свободной жидкости в пористо-трещинной среде. Рассмотрение такого процесса является предметом изучения механики подземных вод, т.е. гидрогеомеханики. С учетом того, что все подземные воды представляют собой растворы, разные по химическому составу и плотности, движение жидкости может осуществляться и за счет естественной конвекции, обусловленной наличием градиента их плотности внутри жидкости и за счет молекулярной диффузии, происходящей в результате влияния градиента концентрации веществ внутри раствора.

Вопросы, связанные с влиянием физико-химических факторов на движение жидкостей, рассматриваются физико-химической гидродинамикой.

С позиции гидрогеомеханики различают турбулентное и ламинарное движение. Турбулентное движение характерно в основном для карстовых вод. Ему свойственны беспорядочность движения струй, пульсация, активное гидравлическое перемешивание, возникающее при больших скоростях потоков. Такой тип движения присущ подземным потокам в карстовых полостях карбонатных пород в горных массивах, например, таких, как Альпы, Пиренеи, Кордильеры и др.

Основной вид движения свободных подземных вод - ламинарная фильтрация, подчиняющаяся закону Дарси. А. Дарси - французский ученый, перед которым в пятидесятых годах прошлого столетия поставили задачу обеспечения города Дижона подземной водой. Так как вода быстрой реки Роны сильно взмучена и для ее очистки требовались большие затраты в связи с сооружением фильтров и отстойников, возникла мысль воспользоваться для водоснабжения города подрусовыми водами из аллювиальных отложений. Но, чтобы

обеспечить строительство водопровода, необходимо было подсчитать количество воды, протекающее в единицу времени через сечение подрусовой части реки, т.е. расход воды. Для этого А. Дарси проводил опыты на трубках, набитых песком, через которые пропускал воду при различных перепадах давления. На основании проведенных экспериментов им была выведена зависимость, получившая название закона Дарси:

$$Q = k_{\phi} \cdot F \frac{\Delta H}{\Delta L},$$

где Q - расход потока; k_{ϕ} - коэффициент фильтрации; F - площадь поперечного сечения фильтрующей среды; ΔH - перепад напоров; ΔL - длина участка фильтрационного потока.

Поток воды в опытах А. Дарси проходил в довольно однородной среде, т.е. в трубах, набитых хорошо отсортированным песком. В реальных условиях трещинно-поровое пространство горных пород характеризуется сложным строением. Его геометрия меняется в водоносных пластах и по площади, и по разрезу, поэтому изучение фильтрационного потока представляет большие трудности. В этой связи под фильтрационным потоком принято считать условный поток жидкости через пористую среду (породу).

Хотя реальный поток идет только по открытым (сообщающимся) порам и трещинам, условно допускается, что фильтрационный поток идет через всю породу. К элементам фильтрационного потока относятся пьезометрический напор, напорный градиент, линии напоров, линии тока, скорость фильтрации и расход потока.

Пьезометрический напор подземных вод:

$$H = \frac{p}{\rho g} + Z,$$

где p - гидростатическое давление в данной точке потока; ρ - плотность воды; Z - высота данной точки потока над выбранной плоскостью сравнения; g - ускорение свободного падения.

Отношение $\frac{p}{\rho g}$, или h_p , называется пьезометрической высотой. Это высота, на которую должна подняться вода над данной точкой потока под влиянием гидростатического давления p

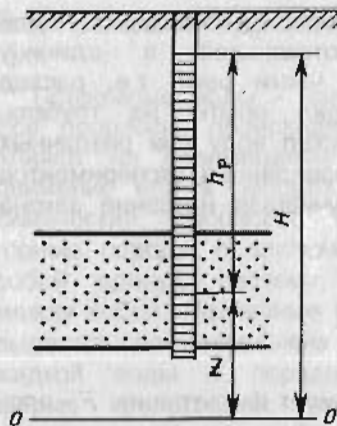


Рис. 43. Графическое изображение пьезометрического напора

в данной точке (рис.43). В случае грунтового потока h_p равна глубине погружения данной точки от зеркала грунтовых вод.

Почти все пласты в земных недрах залегают с определенным наклоном. Поэтому, чтобы производить расчеты по формуле Дарси, необходимо напоры вод, отражающие гидростатические давления в пласте, привести к условно выбранной плоскости сравнения.

Таким образом, напор будет равен сумме пьезометрической (h_p) и геометрической (Z) высот над условно выбранной плоскостью сравнения.

Гидравлический уклон (напорный градиент) - величина падения напора на единицу длины по направлению фильтрации:

$$i = \frac{\Delta H}{\Delta L}$$

Подставляя это обозначение, формулу Дарси можно записать таким образом:

$$Q = k_{\phi} F i.$$

Напоры в пределах потока распределены в соответствии с положением пьезометрической поверхности. Поверхности, обладающие во всех точках равными напорами, называются поверхностями равных напоров. Следы сечения этих поверхностей горизонтальными плоскостями - линии равных напоров. Проекция этих последних на горизонтальную плоскость - гидроизопьезы (для грунтовых вод - гидроизогипсы). Линии токов направлены по отношению к гидроизопьезам под прямым углом.

Скорость фильтрации можно получить, разделив величину расхода потока на площадь поперечного сечения фильтрующей среды:

$$v = k_{\phi} i.$$

Следовательно, скорость фильтрации равна произведению коэффициента фильтрации на гидравлический уклон. Как видно из формулы, закон Дарси указывает на линейную зависимость расхода фильтрационного потока от гидравлического градиента. Параметром этой линейной зависимости является коэффициент фильтрации (k_{ϕ}), который зависит как от свойств горной породы, так и от свойств фильтрующейся жидкости. Свойства фильтрующей среды учитываются с помощью коэффициента проницаемости $k_{пр}$ и вязкости μ . Физически коэффициент фильтрации отражает работу сил трения при движении в пористой среде. Коэффициент фильтрации прямо пропорционален проницаемости фильтрующей среды и обратно пропорционален вязкости фильтрующейся жидкости:

$$k_{\phi} = \frac{k_{пр} \rho}{\mu}.$$

Закон Дарси можно выразить следующим образом:

$$v = \frac{k_{пр} \rho}{\mu} i.$$

Среди вод земной коры есть как пресные, так и минерализованные и рассолы. И пресные, и минерализованные воды, и рассолы могут находиться в пределах одного водоносного пласта, одного фильтрационного потока. Таким образом, фильтрующаяся жидкость в пределах одного фильтрационного потока может быть неоднородной по составу и свойствам. Из формулы Дарси следует, что скорость фильтрации обратно пропорциональна вязкости жидкости. Известно, что вязкость природных вод и рассолов прямо пропорциональна их минерализации. Поэтому скорость фильтрации минерализованных вод и рассолов при прочих равных условиях меньше скорости фильтрации пресных вод. Неоднородность свойств жидкости в пределах фильтрационного потока необходимо учитывать и при расчете пьезометрического напора и напорного градиента.

Если иметь дело только с пресными водами, имеющими плотность, равную единице, то можно принимать пьезометри-

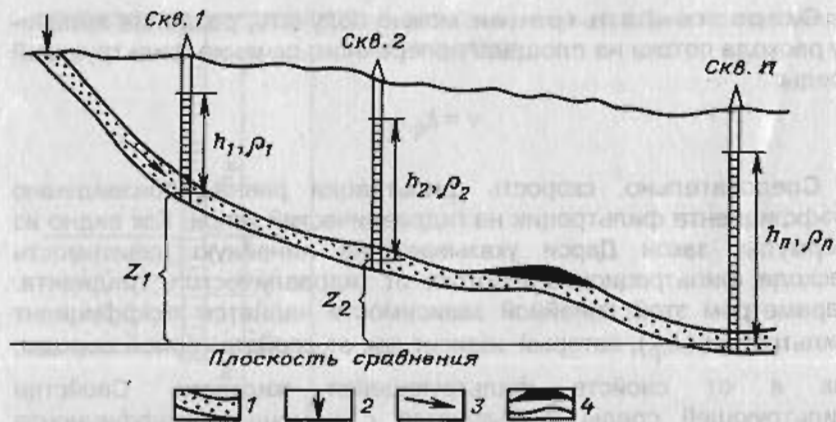


Рис. 44. Схема расчета приведенных давлений:
1 - водоносный пласт; 2 - инфильтрация; 3 - направление движения вод; 4 - залежь нефти

ческие высоты равными численно гидростатическим давлениям и непосредственно по статическим уровням в скважинах строить карты гидроизопьез и рассчитывать скорость фильтрации. Но для минерализованных вод и рассолов с плотностью выше единицы, и к тому же различной в разных точках пласта, такой подход приведет к ошибкам в расчетах. Для исключения влияния неоднородностей жидкости определяют приведенный напор или приведенное давление. Существуют несколько методов расчета приведенных давлений (методы А.И. Силина-Бекчурина, В.В. Ягодина, И.К. Зерчанинова и др.).

Наиболее распространен метод А.И. Силина-Бекчурина. Им предложена следующая формула:

$$p_{пр} = (h_1 \rho_1 + \frac{\rho_1 + \rho_h}{2} Z_1)g,$$

где h_1 - статический уровень в скважине; ρ_1 - плотность воды в скважине; ρ_h - плотность воды на выбранной плоскости сравнения; Z_1 - высота забоя скважины над плоскостью сравнения; g - ускорение свободно падающего тела.

Эта формула выведена для условия прямолинейного изменения плотности воды с глубиной.

На рис. 44 показана схема расчета приведенных давлений. В первой скважине $p_{пр1} = (h_1 \rho_1 + \frac{\rho_1 + \rho_h}{2} Z_1)g$, во второй скважине

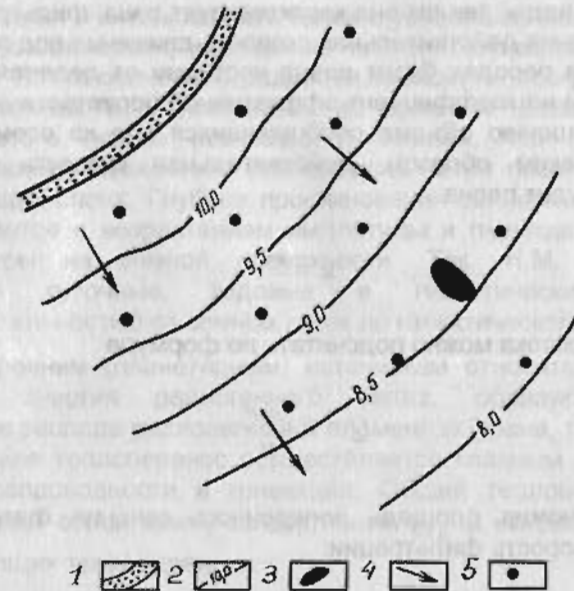


Рис. 45. Карта приведенных гидроизобар:

1 - выход нефтегазоводоносного пласта на земную поверхность; 2 - гидроизобары, Мпа; 3 - залежь нефти; 4 - линия тока воды; 5 - скважины, по данным которых рассчитаны приведенные давления

(и других) - $p_{пр2} = (h_2 \rho_2 + \frac{\rho_2 + \rho_h}{2} Z_2)g$, в скважине n , через которую проведена плоскость сравнения, $p_{прn} = h_n \rho_n g$.

Ввиду того, что на плотность воды влияет температура пласта, появляется необходимость введения соответствующих поправок. Нужно также учитывать и наличие водорастворенных газов. Методика расчета таких поправок имеется в специальных руководствах.

На основании расчета приведенных давлений строят карту гидроизобар (или гидроизопьез). На этой карте (рис.45) можно показать направления тока, т.е. определить направления движения подземных вод, а также рассчитать гидравлический уклон на любом из участков, или определить среднюю величину гидравлического уклона для всего пласта. Зная величину гидравлического уклона, а также величины вязкости жидкости и проницаемости (определяемые в лаборатории и рассчитываемые), можно подсчитать скорость фильтрации на любом из участков водоносного пласта. Следует однако отметить, что скорость фильтрации v не равна действительной скорости движения

подземных вод u , так как она характеризует лишь фильтрационный поток. Средняя действительная скорость движения вод по порам и трещинам в породах будет равна частному от деления скорости фильтрации на коэффициент эффективной пористости m , который равен отношению объема сообщающихся пор ко всему объему породы. Таким образом, действительная скорость движения жидкости будет равна:

$$u = \frac{v}{m}$$

Расход потока можно подсчитать по формуле

$$Q = F \frac{k_{\text{нр}} \rho}{\mu} i,$$

или, умножив площадь поперечного сечения фильтрующих пород на скорость фильтрации:

$$Q = vF.$$

Залежи нефти и газа являются частью нефтегазоводоносных пластов и находятся в гидродинамическом поле, изменения параметров которого влияют на размещение и сохранение скоплений углеводородов. Поэтому изучение гидродинамических условий необходимо при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа.

8.4. Основы гидрогеотермии

Гидрогеотермия - раздел гидрогеологии, посвященный изучению закономерностей теплопереноса и теплообмена в водоносных толщах земной коры. Гидрогеотермические исследования имеют большое значение, так как позволяют оценить роль природных вод в формировании и распределении теплового поля, т.е. участие природных вод в термическом режиме Земли. С другой стороны, знание температур водных растворов литосферы позволяет использовать воды в энергетических и лечебных целях, а также при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений.

Переходя к общим вопросам гидрогеотермии, необходимо подчеркнуть, что тепловой режим подземных вод зависит от

распределения и интенсивности тепла и условий теплопереноса. К внешним (космическим) источникам энергии относится солнечная радиация. Поток солнечной радиации зависит от географической широты местности и изменяется во времени. Большая часть энергии этого потока поглощается Землей, что приводит к периодическому изменению температуры на ее поверхности и в прилегающих слоях. Глубина проникновения солнечной радиации увеличивается с возрастанием амплитуды и периода колебания температуры на земной поверхности. Так, Н.М. Фроловым выделены суточные, годовые и геологические циклы, продолжительностью от земных суток до галактического года.

К внутренним (планетарным) источникам относится, главным образом, энергия радиогенного тепла, образующегося в результате распада радиоактивных элементов (урана, тория и др.). В литосфере теплоперенос осуществляется главным образом за счет теплопроводности и конвекции. Общий тепловой поток q представляет собой сумму кондуктивной $q_{\text{кд}}$ и конвективной $q_{\text{кв}}$ составляющих теплопереноса:

$$q = q_{\text{кд}} + q_{\text{кв}}.$$

Кондуктивная теплопроводность горных пород имеет атомно-молекулярный характер, возникает в неравновесных системах при наличии градиента температур и описывается уравнением Фурье:

$$q_{\text{кд}} = -\lambda \cdot \text{grad} T,$$

где $q_{\text{кд}}$ - кондуктивная составляющая теплового потока, ($\text{Вт}/\text{м}^2$); λ - коэффициент теплопроводности среды, в которой распространяется тепло, ($\text{Вт}/\text{м}\cdot^\circ\text{C}$); $\text{grad} T$ - приращение температуры ΔT в интервале глубин ΔH ($^\circ\text{C}/\text{м}$).

Численно величина λ соответствует количеству тепла, проходящему в единицу времени через единицу площади при снижении температуры на 1°C на единице длины и измеряется в $\text{Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$. Коэффициент теплопроводности пород λ зависит от состава пород, их петрофизических свойств, термодинамических условий и определяется по данным лабораторных исследований. Среди осадочных пород наибольшей теплопроводностью обладают каменная соль, ангидрит, наименьшей - глины. Песчаники, алевролиты, известняки и доломиты имеют среднюю теплопроводность.

Конвекция - это передача тепла в горных породах движущимся потоком подземных вод. Водные растворы являются важнейшим фактором перераспределения тепла в недрах Земли.

Конвективная составляющая теплопереноса имеет следующее выражение:

$$q_{\text{кв}} = c v t,$$

где $q_{\text{кв}}$ - конвективная составляющая плотности теплового потока; v - скорость фильтрации, (м/с); c - удельная теплоемкость, Дж/(кг/°С); t - температура подземных вод, °С.

Многочисленными исследованиями установлено, что увеличение скорости фильтрационного потока приводит пропорционально к росту или снижению теплового воздействия вод. Охлаждающее влияние инфильтрационных вод, движущихся из области питания водоносных горизонтов, приводит к появлению гидрогеотермических аномалий отрицательного знака. Под гидрогеотермической аномалией понимается отклонение какого-либо геотермического показателя (температуры, величины теплового потока и т.п.) от значений соответствующих показателей, характерных (фоновых) для данного нефтегазоводоносного горизонта или комплекса. При движении вод из более погруженных частей гидрогеологического бассейна могут возникать гидрогеотермические аномалии положительного знака.

Основными геотермическими параметрами при изучении теплового режима подземных вод являются геотермический градиент и геотермическая ступень.

Геотермический градиент - прирост температуры на единицу глубины:

$$\Gamma = (t_2 - t_1)/(h_2 - h_1),$$

где t_1 и t_2 - температуры пород, определенные на глубинах h_1 и h_2 .

Обычно геотермический градиент относят к интервалу глубин 100 м, в этом случае он выражается в °С/100 м.

Геотермическая ступень - расстояние по вертикали в м, в диапазоне которого температура изменяется на 1 °С:

$$G = (h_2 - h_1)/(t_2 - t_1).$$

Геотермический градиент, отнесенный к интервалу в 100 м, и геотермическая ступень связаны соотношением: $\Gamma_{100} = 100/G$.

В вертикальном разрезе земной коры имеет место геотермическая зональность. Большинство исследователей выделяют две зоны: гелиотермозону, включающую верхнюю оболочку земной коры, в пределах которой гидрогеотермический режим формируется под воздействием солнечной радиации, и геотермозону.

Геотермозона включает в себя нижние слои земной коры и верхнюю мантию. Гидрогеотермический режим в пределах геотермозоны зависит от внутренних, эндогенных источников тепла.

За нижнюю границу гелиотермозоны обычно принимают нейтральный слой. Под нейтральным слоем понимается слой годовых теплообменов, температура которого на его нижней границе относительно постоянная для каждой точки поверхности Земли. Это означает, что в конкретной точке Земли в зависимости от климата, рельефа, гидросети и т.п. на определенной глубине устанавливается относительно постоянная температура. Выше и ниже этого слоя температура изменяется: в первом случае от солнечной радиации, во-втором - от эндогенных факторов. Глубина залегания нейтрального слоя колеблется от десятка до нескольких десятков метров, но для большей части территории страны толщина слоя годовых теплообменов близка к 25 м.

Специалисты, занимающиеся изучением толщи многолетнемерзлых пород (геокриозоны), вместо термина нейтральный слой используют понятие "слой нулевых годовых амплитуд", глубина залегания которого в областях развития мерзлых толщ зависит от мощности сезонного или сезонномерзлого слоя.

Температура подземных вод нефтегазоносных бассейнов изменяется в широких пределах: от отрицательных значений в области развития криолитозоны до нескольких сот градусов в наиболее погруженных частях осадочных бассейнов и прогибов.

Величины геотермического градиента в осадочном чехле разновозрастных структур изменяются в широком диапазоне. Наиболее полные сводки данных по изменению геотермических градиентов в осадочном чехле разновозрастных структур приведены Б.Ф. Маврицким (1971) и в книге "Тепловой режим недр СССР" (1970). На основании этих данных и более поздней информации составлена таблица 11.

Таблица 11

Величины геотермических градиентов (числитель - пределы, знаменатель - среднее) в нефтегазоносных регионах

Регион, структура	Интервал глубин, км	Γ , °C/100м	Исследователи
1	2	3	4
Печорская синеклиза	0,5 - 2,5	$\frac{1,3 - 4,1}{2,7}$	Г.Н. Богданов, Д.И. Дьяконов и др.
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	0,5 - 2,5	$\frac{0,7 - 2,9}{1,8}$	Д.И. Дьяконов, Б.Г. Поляк, В.А. Покровский и др.
Днепровско-Донецкая впадина	0,5 - 3,5	$\frac{1,4 - 3,5}{2,7}$	М.Ф. Беляков, А.Е. Бабинец, Е.А. Любимова и др.
Припятский прогиб	0,5 - 3	$\frac{1 - 2,4}{1,4}$	М.Ф. Беляков, Г.В. Богомолов и др.
Прикаспийская мега-синеклиза	0,5 - 3	$\frac{0,5 - 3,7}{2}$	В.С. Жеваго и др.
Центральное Предкавказье	$\leq 3,5$	$\frac{3 - 4,4}{3,7}$	В.Н. Корценштейн, Ф.А. Макаренко, М.В. Мирошников, А.И. Хребтов
Восточное Предкавказье (Терско-Каспийский прогиб)	$\leq 2,5$	$\frac{3 - 5}{4}$ (в аномалии 8÷9)	Г.М. Сухарев, В.Н. Николаев
Бухаро-Хивинский район	≤ 2	$\frac{2 - 4}{3}$	В.Н. Корценштейн
Южно-Мангышлакская впадина	$\leq 2,5$	$\frac{3 - 4,5}{3,75}$	В.Н. Корценштейн, В.С. Жеваго
Сурхан-Дарьинская впадина	$\leq 2,0$	$\frac{2 - 4}{3}$	Б.А. Бедер, В. Крат
Куринская впадина	$\leq 2,5$	$\frac{3 - 4}{3,5}$	М.А. Абрамович, С.А. Алиев и др.
Рионская впадина	$\leq 3,0$	$\frac{2,2 - 3}{2,6}$	Д.В. Голубятников, Д.И. Дьяконов, И.М. Буачидзе и др.
Западно-Сибирская мегасинеклиза	$\leq 3,5$	$\frac{2,7 - 4}{3,4}$	Б.Ф. Маврицкий

Из таблицы 11 видно, что в областях докембрийской складчатости в чехле платформ геотермический градиент составляет 1,8 - 2,7 °C/100 м, в областях палеозойской складчатости на платформах он выше (3 - 5 °C/100 м), в области развития кайнозойской складчатости 3 - 4 °C/100 м. Наиболее высокие значения геотермического градиента отмечены в межгорных впадинах и прогибах. Так, в Куринской впадине его значение в среднем 3,5 °C/100 м, а в Восточном Предкавказье в Терско-Каспийском прогибе достигает 5 °C/100 м. Знание величины геотермического градиента в районе, где проводятся исследования, позволяет прогнозировать температуру на глубинах, еще не вскрытых бурением, или на глубинах, где по техническим причинам еще не было проведено замеров.

В этом случае температура на заданной глубине t_H (в однородных по теплофизическим свойствам породах) определяется по следующей формуле:

$$t_H = t_1 + \Gamma_{\text{ср}}(H - H_1)$$

где t_1 - фактическая температура на глубине замера H_1 , °C; H - заданная глубина экстраполяции, м; $\Gamma_{\text{ср}}$ - среднее значение геотермического градиента, °C/м.

Уже отмечалось, что в перераспределении тепла в нефтегазоносных комплексах пластовые воды играют большую роль. Они могут приводить к охлаждению недр, если двигаются от области питания в глубь бассейна, или к повышению температуры, если поток вод направлен из более глубоких частей бассейна к краевым зонам. Перераспределение тепловой энергии происходит и по тектоническим нарушениям, если они являются проводящими, так как это способствует проникновению вод с повышенной температурой вверх по разломам и образованию гидрогеотермических аномалий (рис.46). Такие гидрогеотермические аномалии выявлены в Каракумском гидрогеологическом бассейне на Зеагли-Дарвазинском поднятии, в Восточном Предкавказье в пределах Терского и Сунженского антиклинориев, в Нижнем Поволжье и других регионах.

Исходным материалом для гидрогеотермических исследований служат замеры температуры в скважинах, проводимые электрическими и для контроля ртутными термометрами. На основе обработки полученных данных строят гидрогеотермические разрезы, отражающие закономерности распределения температур

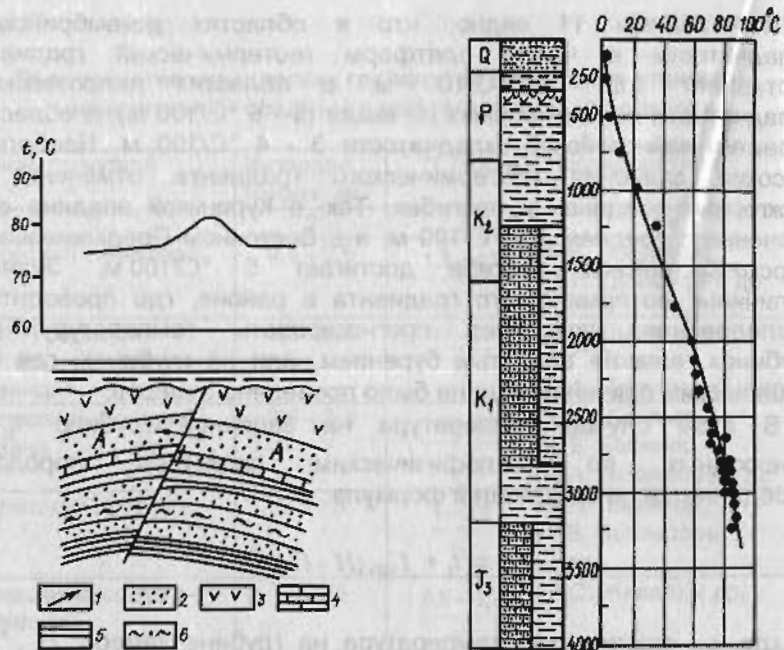


Рис. 46. Схема образования гидрогеотермической аномалии в пласте А:
1 - направление движения вод по разлому; 2 - водоносный пласт; 3 - соленосная толща; 4 - пласт известняка; 5 - глинистый пласт; 6 - пласт алевролитов

Рис. 47. Распределение температур в продуктивных частях разреза Уренгойского месторождения (по В.Н. Корценштейну)

в водоносных и нефтегазоводоносных толщах нефтяных и газовых месторождений (рис.47). Составляют также карты геоизотерм, карты-срезы, на которых показывают изменения температур на определенных гипсометрических отметках (например, на глубинах - 500, 1000 м и т.д.), карты геотермических параметров, гидрогеотермические профильные разрезы (рис.48) и т.п.

Получаемые гидрогеотермические данные широко используются при решении вопросов нефтегазовой геологии. Сведения о геотермическом режиме недр позволяют судить о процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочной толще земной коры, так как температурные условия оказывают решающее влияние на степень преобразования органического вещества, на фазовое состояние углеводородов, их миграционные свойства и, в конечном итоге, на условия формирования скоплений углеводородов.

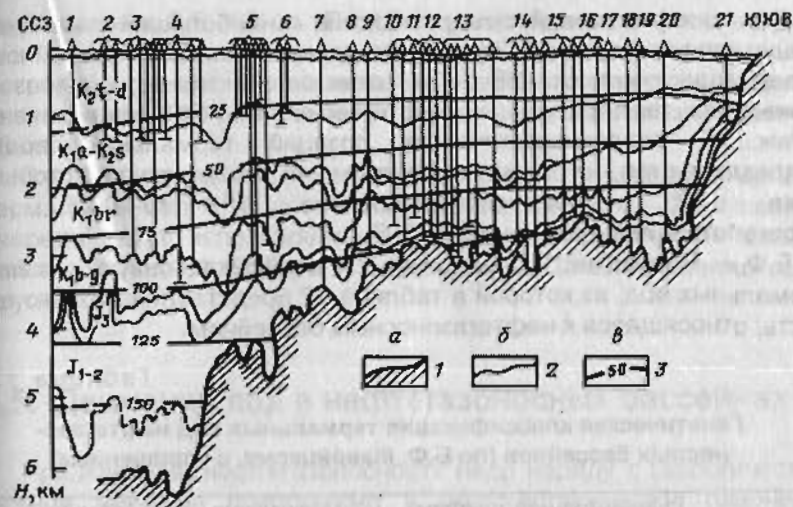


Рис.48. Кривые распределения температур горных пород в меридиональном геологическом разрезе Западно-Сибирского бассейна (по А.Р. Курчикову, Б.П. Ставицкому).

Границы: а - поверхности фундамента; б - разновозрастных отложений; в - линии равных температур, °С. Месторождения: 1 - Семаковское, 2 - Ямбургское, 3 - Северо-Уренгойское, 4 - Уренгойское, 5 - Губкинское, 6 - Вангаяхинское, 7 - Вангалурское, 8 - Северо-Варьеганское, 9 - Варьеганское, 10 - Эй-Еганское, 11 - Черногорское; 12 - Самотлорское, 13 - Вартовско-Соснинское, 14 - Ломовое, 15 - Ключевское, 16 - Лугинацкое, 17 - Останинское, 18 - Казанское; разведочные площади: 19 - Олимпийская, 20 - Кенгская, 21 - Пихтовская

Температурные условия существенно влияют на свойства флюидов - воду, нефть, газ. Учет этих изменений в пластовых и поверхностных условиях необходим при подсчете запасов нефти и газа и при разработке залежей углеводородов. В последнее время значительно повысился интерес к термальным водам, используемым как в теплоэнергетике, так и в бальнеологии. К термальным обычно относят воды с температурой, превышающей 20°C, которая составляет максимальную среднегодовую температуру воздуха на земном шаре. Лечебные свойства вод нефтяных и газовых месторождений, которые в подавляющем большинстве термальные, определяются преимущественно высокой минерализацией, содержанием в них различных химических элементов и составом водорастворенных газов (углекислоты, сероводорода, азота и т.п.). В ряде случаев воды нефтяных и газовых месторождений обогащены йодом, бромом, железом и другими микроэлементами, имеющими лечебное и промышленное значение.

Для нефтегазовой гидрогеологии наибольший интерес представляют термальные воды гидрогеологических бассейнов, содержащих залежи УВ. Как отмечалось выше, диапазон изменения температуры в нефтегазоносных бассейнах очень велик. С теплоэнергетических позиций термальные воды подразделяются на низкопотенциальные, температура которых ниже 70°C, среднепотенциальные - 70-100°C и высокопотенциальные - выше 100°C.

Б.Ф. Маврицкий предложил классификационную схему термальных вод, из которой в таблице 12 представлена только ее часть, относящаяся к нефтегазоносным бассейнам.

Таблица 12

Генетическая классификация термальных вод нефтегазоносных бассейнов (по Б.Ф. Маврицкому, с упрощением)

Бассейны	Минимальная температура (определенная в скважинах), °С	Максимальная минерализация, г/л	Типичные месторождения
Межгорных впадин	До 100 в палеозое, до 200 в мезозое - кайнозое	350	Челекенское
Краевых прогибов	То же	300	Махачкалинское, Майкопское
Платформ	До 75 (реже более 75) в палеозое, до 180 в мезозое - кайнозое	450	Омское

Для использования термальных вод в качестве источника тепловой энергии важно знание тепловой и энергетической мощностей их месторождений, т.е. количества теплоты или электроэнергии, которое можно получить при их эксплуатации (классификация эксплуатационных запасов теплоэнергетических вод и перспективы их комплексного освоения рассмотрены А.А. Шпаком, Н.В. Ефремочкиным, Л.В. Боровским, 1989). Наибольшей тепловой и энергетической мощностью характеризуются месторождения термальных вод в районах современного вулканизма. Месторождения термальных вод пластового типа, преобладающие в нефтегазоносных бассейнах (межгорных впадинах, краевых прогибах, платформах), как правило, характеризуются очень большими размерами, но их полезная тепловая мощность лимитируется гидродинамическими особенностями. К наиболее перспективным месторождениям пластового типа следует относить такие, геотермический градиент которых не ниже 3 °С/100 м. В таких случаях можно получить воду с температурой 100 °С и выше с

глубин менее 2,5 - 3 км. Подобные месторождения термальных вод могут обеспечивать потребность в теплоте нескольких микрорайонов крупных городов и населенных пунктов с числом жителей до 50 тыс. человек, крупные сельскохозяйственные объекты.

В.Ф. Маврицкий и А.А. Шпаком оценены потенциальные запасы термальных вод СНГ, а также определены районы, где в первую очередь могут использоваться термальные воды - это южные районы Западной Сибири, Предкавказье, Сахалин и некоторые другие.

8.5. Движение вод в нефтегазоносных бассейнах

При изучении нефтегазоносности недр наряду с геологическим важное значение приобретает и гидрогеологическое районирование. Общеизвестный факт, что важнейшим элементом гидрогеологического районирования является гидрогеологическая структура, характеризующая пространственное распределение вод в земной коре и их взаимоотношение с вмещающими породами. К этим структурам относятся бассейны вод, или гидрогеологические бассейны.

Из приведенной на рис. 49 схемы видно, что гидрогеологические бассейны на континентах подразделяются на бассейны пластовых вод (часто называемые артезианскими) и бассейны

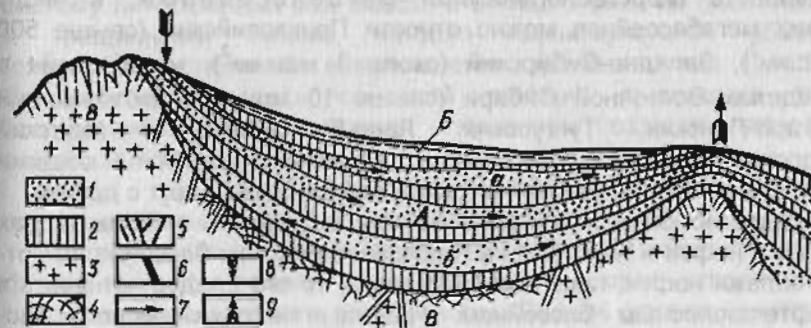


Рис. 49. Схема гидрогеологического бассейна.

Породы: 1 - коллекторы; 2 - водоупоры; 3 - магматические; 4 - метаморфические; 5 - система трещин в магматических породах; 6 - тектонические нарушения; 7 - направление движения пластовых вод; 8, 9 - области соответственно питания и разгрузки вод. А - бассейн пластовых вод; Б - суббассейн грунтовых вод; В - бассейн трещинных и жильно-трещинных вод; природные водонапорные системы: а - инфильтрационные, б - элизионные

трещинных и жильно-трещинных вод (по терминологии ряда авторов - гидрогеологические массивы трещинных и жильно-трещинных вод). Под бассейном пластовых вод понимается крупная впадина (прогиб, синеклиза), выполненная преимущественно осадочными породами (встречаются туфогенные и эффузивные коллекторы, например, в Восточной Сибири, Грузии, на Сахалине), залегающими на породах фундамента (ложе бассейна), в пределах которой имеются водоносные пласты (горизонты, комплексы с напорными водами) и водоупорные толщи. При наличии мощных региональных водоупоров, ограничивающих снизу и сверху водоносные комплексы, в разрезе бассейна пластовых вод могут быть выделены гидрогеологические этажи.

В верхней части бассейна пластовых вод часто расположен суббассейн грунтовых вод со свободной поверхностью (безнапорной), основную же часть занимают напорные воды. Бассейны пластовых вод характерны преимущественно для равнинно-платформенных условий, а также для предгорных и межгорных впадин.

Бассейны трещинных и жильно-трещинных вод приурочены обычно к складчатым областям и кристаллическим щитам. Скопления вод связаны с трещинными зонами. В покровных отложениях нередко имеют место и порово-пластовые воды. Бассейны трещинных вод часто находятся и в фундаменте - ложе бассейнов пластовых вод.

Крупные гидрогеологические бассейны, которые занимают огромные территории и имеют сложное строение, следует именовать гидрогеологическими мегабассейнами. К числу таких мегабассейнов можно отнести Прикаспийский (свыше 500 тыс.км²), Западно-Сибирский (около 3 млн.км²), мегабассейн в пределах Восточной Сибири (свыше 10 млн.км²), включающий Ангаро-Ленский, Тунгусский, Лено-Енисейский и Якутский гидрогеологические бассейны, характеризующиеся общими особенностями строения и сложной взаимосвязью друг с другом.

Гидрогеологические бассейны могут содержать в своих недрах залежи нефти и газа. Если в гидрогеологическом бассейне имеются залежи нефти, газа, газоконденсата, то его следует относить к нефтегазоносным бассейнам. Границы нефтегазоносного бассейна должны совмещаться с границами гидрогеологического бассейна. Это положение вытекает из современных представлений о роли гидрогеологических условий в миграции, аккумуляции и консервации скоплений нефти и газа. При нефтегазогеологическом районировании широко используют понятия "нефтегазоносная провинция", "нефтегазоносная область", "нефтегазоносный район". В ряде случаев границы нефтегазоносных

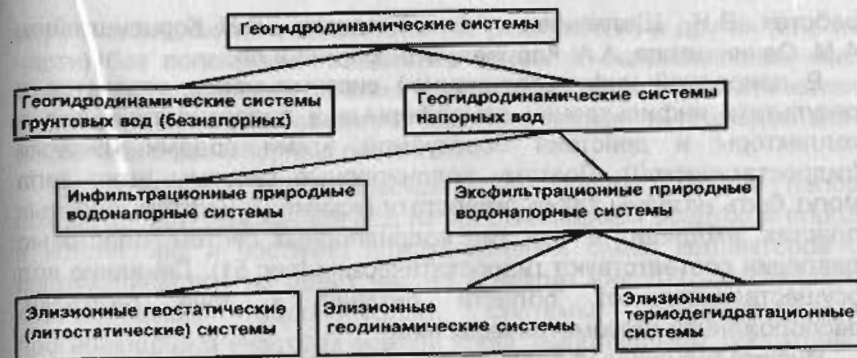


Рис.50. Схема классификации геогидродинамических систем

провинций и нефтегазоносных гидрогеологических бассейнов совпадают. Это относится к таким нефтегазоносным гидрогеологическим бассейнам, как Тимано-Печорский, Прикаспийский, Днепровско-Донецкий. В отдельных случаях в пределах нефтегазоносных провинций выделяют не один, а два и более бассейнов. Так, в рамках Предкавказско-Крымской нефтегазоносной провинции выделяют два нефтегазоносных гидрогеологических бассейна - Западно-Предкавказский и Восточно-Предкавказский и т.д. Условия движения вод в нефтегазоносных гидрогеологических бассейнах могут быть весьма различными и обусловлены типом геогидродинамических систем.

Под геогидродинамической системой понимают систему литосферных вод вместе с вмещающими их пластовыми и трещинными зонами, которая характеризуется общими (сходными) условиями возникновения движения вод (рис.50). Следовательно, здесь основной принцип выделения типа геогидродинамической системы - механизм создания напора в водоносной толще.

Среди геогидродинамических систем выделяют системы грунтовых (безнапорных) и напорных вод.

Геогидродинамические системы грунтовых вод тесно связаны с физико-географическими и геоморфологическими условиями в пределах верхней части земной коры. Разные уровни грунтовых вод, обусловленные климатическими факторами (количеством выпадающих осадков) и рельефом местности, приводят к образованию грунтовых потоков.

Геогидродинамические системы напорных вод (водоносные системы) подразделяются на инфильтрационные и эксфильтрационные. Развитие представлений и природных водонапорных системах при некотором различии в терминологии отражено в

работах В.Н. Щелкачева, Г.Б. Пыхачева, В.Н. Корценштейна, А.М. Овчинникова, А.А. Карцева, С.Б. Вагина и др.

В природной инфильтрационной системе напор создается в результате инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторы и действия образуемой этими водами нагрузки (гидростатической). Поэтому водонапорные системы этого типа могут быть названы также гидростатическими. В нефтегазоносных пластах, входящих в этот тип водонапорных систем, пластовые давления соответствуют гидростатическим (рис.51). Движение вод осуществляется от области питания к зоне разгрузки, расположенной гипсометрически ниже.

Инфильтрационные водонапорные системы являются открытыми системами. Основная форма энергии - потенциальная энергия жидкости в поле силы тяжести. Для инфильтрационных водонапорных систем пластовое давление p определяется по формуле:

$$p = H \rho g,$$

где H - пьезометрический напор; ρ - плотность жидкости; g - ускорение свободного падения.

Природные эксфильтрационные водонапорные системы характеризуются созданием напоров в водоносных (нефтегазоводоносных) пластах (горизонтах, комплексах) вследствие

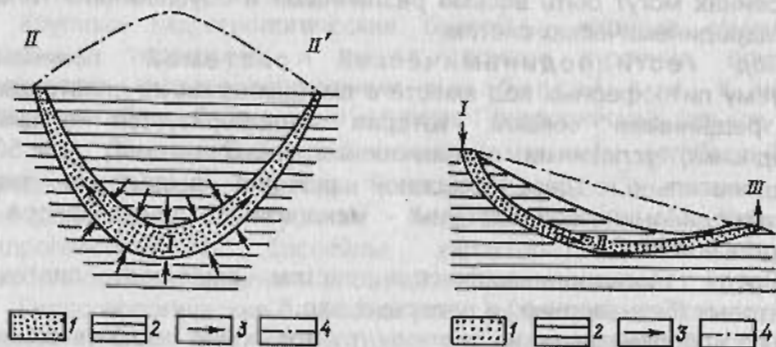


Рис.51 Схема инфильтрационной водонапорной системы.

Породы: 1 - коллекторы; 2 - водоупоры; 3 - направление движения вод; 4 - пьезометрический уровень. Области: I - питания и создания напора, II - II' области открытой и скрытой разгрузки

Рис.52 Схема элизионной геостатической водонапорной системы: 1 - породы-коллекторы; 2 - уплотняющиеся глины и глинистые породы; 3 - направление движения пластовых вод; 4 - пьезометрический уровень. Области: I - питания и напора, II и II' - соответственно открытой и скрытой разгрузки

перетока жидкости из одних пластов (или частей) в другие (или их части) без пополнения жидкостью извне. К эксфильтрационным относятся элизионная (элизио - уплотняю, греч.) геостатическая (литостатическая), элизионная геодинамическая и термодегидратационная водонапорные системы.

В элизионной геостатической водонапорной системе напор создается при выжимании вод из уплотняющихся осадков и пород в коллекторы и частично при уплотнении самих коллекторов с выжиманием вод из одних частей в другие (рис.52). Элизионные геостатические водонапорные системы приурочены к прогибающимся участкам земной коры, выполненным достаточно мощным комплексом осадочных образований. Они представляют собой закрытые или полураскрытые системы. Сообщение с земной поверхностью или совсем отсутствует или осуществляется только в зонах разгрузки. Основная форма энергии - потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накапливающейся в коллекторах в результате уплотнения отложений и выжимания из них вод. Вследствие уплотнения осадков и пород в коллекторах образуется избыточное количество жидкости $Q_{изб}$. Приращение давления происходит в соответствии с законом:

$$\Delta p = Q_{изб} / \beta^* V_{общ},$$

где Δp - приращение давления; β^* - коэффициент сжимаемости жидкости; $V_{общ}$ - общий объем жидкости в водонапорной системе.

В элизионной литостатической водонапорной системе пластовое давление равно: $p_{пл} = (H \rho + \Delta p) \cdot g$. Наиболее интенсивный процесс уплотнения отмечается обычно в самых погруженных частях впадин, где и расположена область питания, а движение вод происходит в сторону бортовых зон бассейна. В водонапорных системах этого типа пластовое давление может быть выше гидростатического - и истинного, и условного. При этом под условным гидростатическим давлением понимают давление столба воды (с плотностью 1 г/см^3) от плоскости замера до земной поверхности над точкой замера. В случае, если пластовое давление выше условного гидростатического (отношение $p_{пл} / p_{у.г.} > 1$), то его часто называют аномально высоким пластовым давлением (АВПД). На самом деле это давление характерно и нормально для этого типа природной водонапорной системы и его правильнее называть сверх гидростатическим.

В элизионных геодинамических водонапорных системах, встречающихся преимущественно в областях интенсивной складчатости и повышенной сейсмичности, напор вод создается в результате геодинамического давления. Тектоническое сжатие приводит к возникновению высоких пластовых давлений. В складчатых областях и предгорных прогибах отношение пластового давления к условному гидростатическому нередко составляет 1,8-2. Подобные явления отмечены в Западно-Таджикской депрессии (А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным, И.В. Яворчук), в Предкарпатском прогибе (А.А. Орловым) и в других районах.

В пределах некоторых водонапорных систем могут создаваться и зоны с пластовым давлением ниже условного гидростатического. Такое явление, в частности, может иметь место в областях развития тектонических растяжений - как в зоне интенсивной складчатости, так и на платформе. Ю.И. Яковлевым и Р.Г. Семашевым на материалах по Восточной Сибири выделены природные водонапорные системы, названные ими системами депрессионного типа. Механизм образования таких водонапорных систем заключается в частичном поглощении (засасывании) вод из осадочного чехла в раздробленные породы разломных зон верхней части фундамента. Тектонические движения приводят к появлению трещинной пористости. Отток вод в породы в свою очередь приводит к возникновению в осадочных отложениях депрессионных зон или пьезоминимумов, где пластовые давления ниже условных гидростатических. Для водонапорных систем подобного типа аномально низкие пластовые давления (АНПД), т.е. давления ниже условных гидростатических, естественны и поэтому их следует именовать субгидростатическими.

В термодегидратационных водонапорных системах напоры вод создаются в результате появления избыточного количества жидкости вследствие выделения вод из минералов в зонах с очень высокими температурами. Термодегидратация минералов сопровождается выделением химически связанных вод в свободную фазу. Обычно это явление наблюдается в наиболее погруженных частях гидрогеологических бассейнов, где температура превышает 150°C. Выделение химически связанных вод при термодегидратации приводит к опреснению подземных вод в этих наиболее погруженных зонах гидрогеологических бассейнов. Подобное явление отмечается в Предкавказье и в Мургабской впадине Каракумского гидрогеологического бассейна.

В нефтегазоносных бассейнах с большой мощностью осадочного чехла могут быть различные геодинамические системы. На рис.53 показано их расположение в разрезе бассейна

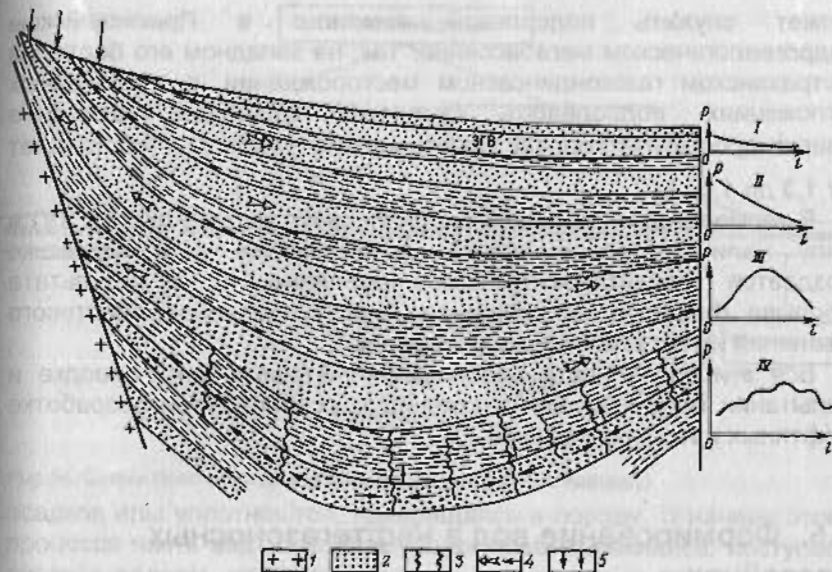


Рис.53. Схема гидродинамической зональности в бассейнах пластовых вод: 1 - кристаллический массив; 2 - водонапорная система; 3 - трещиноватость; 4 - направление движения вод; 5 - инфильтрации метеогенных вод. Зоны: I - распространения грунтовых геодинамических систем, II - распространения инфильтрационных природных водонапорных систем, III - распространения элизионных природных водонапорных геостатических систем, IV - возможного распространения термодегидратационных природных водонапорных систем; ЗГВ - зеркало грунтовых вод

и отмечен характер изменения давлений в каждой системе. Так, в суббассейне грунтовых вод (рис.53, I) может происходить снижение уровней за счет изменения рельефа. В результате образуется грунтовый поток. В инфильтрационной водонапорной системе (рис.53, II) снижение напоров обусловлено разностью гипсометрических отметок области питания и разгрузки и положением пьезометрической поверхности. В инфильтрационной водонапорной системе при наличии высокогорной зоны создания напора пластовое давление может превышать условное гидростатическое, а при наличии низкорных холмистых или равнинных зон создания напора пластовое давление приближается к условному гидростатическому.

В элизионных геостатических водонапорных системах создаются сверхгидростатические давления (рис.53, III). В этих системах при наличии мощного комплекса осадков и их компрессии отношение пластового давления к условному гидростатическому может изменяться от 1,2 до 2,0. Примером

может служить подсолевой комплекс в Прикаспийском гидрогеологическом мегабассейне. Так, на западном его борту, на Астраханском газоконденсатном месторождении, в карбонатных отложениях подсолевого комплекса пластовое давление сверхгидростатическое, так как отношение $P_{пл}$ к $P_{у.г.}$ составляет от 1,3 до 1,6.

В термодегидратационной водонапорной системе (рис.53, IV) в силу наличия трещиноватости в коллекторе и в крышке создается сверхгидростатическое давление, но в результате прорыва флюидов по трещинам кривая изменения пластового давления имеет сложную конфигурацию.

Все эти особенности необходимо учитывать при проводке и испытании продуктивных отложений и особенно при разработке нефтяных и газовых залежей.

8.6. Формирование вод в нефтегазоносных бассейнах

Формирование подземных вод - сложный природный процесс, изучение которого имеет важное теоретическое и практическое значение для нефтегазовой гидрогеологии, так как подземные воды оказывают большое влияние на всю историю существования углеводородов в недрах. При этом важное значение приобретает выяснение генезиса воды как растворителя и происхождения состава растворенных веществ (ионов, солей, газов), накапливающихся в подземных водах нефтегазоносных бассейнов.

Рассматривая пути появления вод в литосфере, следует отметить два источника возникновения молекул воды - экзогенный и эндогенный. Подземные воды, образующиеся в результате поступления вод в горные породы из внешних геосфер - гидросферы и атмосферы - экзогенные, а за счет возникновения молекул воды в недрах земли - эндогенные. Эндогенные воды формируются в горных породах и магматических очагах в результате различных химических реакций.

В генетической классификации, разработанной А.А.Карцевым (рис.54), экзогенные воды подразделяются на две группы: седиментогенные и инфильтрогенные.

Седиментогенные воды - это воды, захваченные осадками с момента их образования. В бассейне осадконакопления (море, лагуна) первоначально образуются илы, обычно содержащие до 80-90 % воды. По мере погружения и накопления покрывающих



Рис.54. Схема генетической классификации вод (по А.А. Карцеву)

осадков илы уплотняются, превращаясь в породу. В начале этого процесса часть вод из уплотняющихся илов, выжимаясь, поступает вновь в водоем, часть проникает в проницаемые породы (пески, песчаники, известняки).

Процесс уплотнения глин происходит в большом диапазоне глубин. Наиболее активно глины уплотняются на глубине первых сотен метров, затем процесс уплотнения замедляется, но продолжается до глубин 5-6 км. В глинистых сланцах, в которые превращаются глины в процессе уплотнения, содержание воды не превышает 1 %. Таким образом, на пути развития от илов до сланцев глинистые породы теряют до 80-90 % процентов воды, а это значит, что масса этих вод в осадочных бассейнах огромна.

Песчаники уплотняются вдвое меньше чем глины. То же характерно и для известняков. Когда воды однообразны с вмещающими породами, их именуют погребенными или сингенетическими, т.е. образовавшимися одновременно с породами. Воды, поступающие в коллекторы из уплотняющихся глинистых толщ, относятся к эпигенетическим водам. В коллекторах они постепенно вытесняют сингенетические воды, в результате чего происходит водообмен, т.е. смена вод в пласте. Такой тип водообмена именуют элизионным. Поскольку осадконакопление с захоронением вод происходит главным образом в морских бассейнах, почти все седиментогенные воды по происхождению относятся к талассогенным (таласс - по-гречески море). В нефтегазоносных бассейнах основная масса подземных вод представлена седиментогенными (талассогенными) водными растворами.

К седиментогенным тесно примыкают возрожденные воды.

Возрожденные воды образуются в результате дегидратации глинистых минералов. В наибольших количествах эти воды появляются при перестройке структуры глинистых минералов, преимущественно при превращении монтмориллонита, содержащего до 24 % межслоевых вод, в иллит и другие гидрослюды, содержащие не более 10 % воды. Высвобождающиеся (т.е. возрождающиеся) воды лишены растворенных веществ и поэтому обладают повышенной растворяющей способностью. Такое свойство определяется изменением структуры молекул воды при переходе из химически связанного состояния в свободное. Возрожденные воды способны быстро растворять минеральные и органические компоненты окружающей среды, постепенно сравниваясь в отношении химического состава с присутствующими там же свободными водами. Высокая растворяющая активность возрожденных вод играет большую роль в процессе нефтегазообразования, так как способствует выносу углеводородов из глинистых толщ и накоплению их в коллекторах.

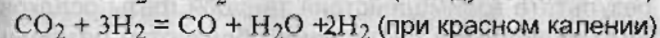
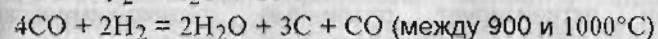
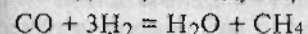
Инфильтрационные воды образуются в результате проникновения (инфильтрации) вод в уже сформировавшиеся породы, заполненные водами иного происхождения. При наземной инфильтрации в породы проникают дождевые, снеговые, речные воды, т.е. метеогенные. В зоне развития трещиноватых закарстованных известняков вода может втекать в трещины и полости в этих породах (инфлюация). Возможно проникновение паров воды в породы с последующей их конденсацией. Помимо наземной происходит и подводная инфильтрация, когда вода всасывается в коренные породы, обнажающиеся ниже уровня водоема (озера или моря).

Основная масса инфильтрационных вод формируется за счет метеогенных. Инфильтрационные воды, проникнув в породу, под действием сил гравитации продвигаются вниз по напластованию, превращаясь в грунтовые, а затем и напорные воды. Постепенно они вытесняют (частично или полностью) воды, находящиеся в пласте, и таким образом происходит инфильтрационный водообмен. Инфильтрационная метеогенная вода в самом начале своего подземного существования маломинерализованная, почти пресная. По мере продвижения по породам вода обогащается ионами, солями и газами в результате выщелачивания пород и деятельности организмов. Важно отметить, что в инфильтрационных водах содержатся такие окислители углеводородов, как сульфаты и кислород. В дальнейшем движение инфильтрационных вод в глубь бассейна замедляется, на ее состав начинают влиять физико-химические процессы, а также смешение с седиментоген-

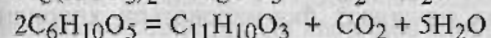
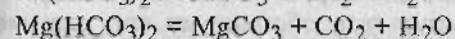
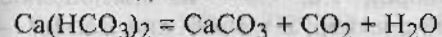
ными водами. Минерализация инфильтрационных вод постепенно возрастает, а ионно-солевой и газовый состав их преобразуется.

Эндогенные воды образуются в результате возникновения молекул воды в горных породах и магматических очагах.

В зоне высоких температур, по В.И.Вернадскому, синтез воды происходит при следующих реакциях:



Химические реакции, при которых образуются молекулы воды, могут происходить в литосфере и при небольших температурах и давлениях, например, при разрушении гидрокарбонатов и органических соединений:



Эти воды могут быть отнесены к литосферным. Они примыкают к возрожденным водам.

Магматогенные воды образуются при конденсации водяных паров, выбрасываемых вулканами, из гидротерм и газожидких растворов регионально восходящих потоков, связанных с очагами глубинного магматизма. Магматогенные воды играют важную роль в истории развития гидросферы земли, но доля их в массе воды нефтегазоносных бассейнов сравнительно невелика.

К эндогенным следует отнести и конденсатогенные воды, образование которых связано с конденсацией паров воды в процессе формирования (или переформирования) залежей нефти или газа. Более подробно эти воды рассмотрены ниже.

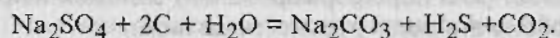
Формирование солевого и газового состава подземных вод в нефтегазоносных бассейнах происходит в процессе взаимодействия вод с породами и за счет химических реакций между минералами пород и водорастворенными веществами.

А.А.Карцев (1992) тесно связывает гидрогеологические процессы со стадиями литогенеза. При этом рассматриваются происхождение доминирующих водных растворов, типичные гидрогеологические процессы, литогенетические процессы и главнейшие новообразования минералов. Проследивая весь комплекс этих процессов с момента накопления осадков до их погружения на большую глубину в зону с высокими температурами и давлениями, можно составить представление об общих закономерностях формирования подземных вод. Рассмотрим условия формирования вод с этих позиций.

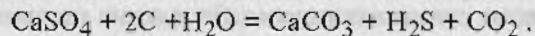
На стадии формирования осадков (диагенез) в бассейне происходит накопление седиментогенных (преимущественно талассогенных) вод. Уплотнение илов и превращение их в породу сопровождается элизионным водообменом. В составе газов преобладают газы атмосферного происхождения: азот, кислород, диоксид углерода, гелий, аргон. Но уже идет генерация биохимического метана.

Водообмен активизирует различные физико-химические процессы. В результате взаимодействия твердой фазы осадков с пропитывающими их водными растворами образуются различные гидроалюмосиликаты, монтмориллонит, идет обмен катионами, например, 2Na^+ (в растворе) + Ca^{2+} (в породе) = Ca^{2+} (в растворе) + 2Na^+ (в породе) или Mg^{2+} (в растворе) + Ca^{2+} (в породе) = Mg^{2+} (в породе) + Ca^{2+} (в растворе), т.е. Ca^{2+} из поглощенного комплекса переходит в водный раствор, а натрий или магний - в поглощенный комплекс. В результате обогащения вод кальцием при наличии ионов хлора начинают формироваться хлоридно-кальциевые воды. Увеличивается соленость вод.

Отличительной особенностью этой стадии является процесс десульфирования, обусловленный наличием органических веществ, окислителей в виде сульфатов и десульферирующих бактерий (*Vibrio desulfuricans* и *Vibrio thermodesulfurican*). Десульферирующие бактерии относятся к числу анаэробных организмов. С их жизнедеятельностью связаны процессы восстановления сульфатов и окисления органических веществ. Изменения в составе вод при восстановлении сульфатов зависят от количественных соотношений между растворенными ионами. При избытке сульфата натрия ход реакции следующий:



В этом случае в воде появляется сода, вода приобретает щелочность. При участии сульфата кальция реакция может протекать по схеме:

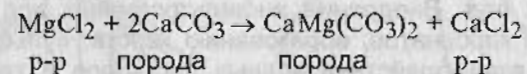


Образовавшийся труднорастворимый карбонат кальция выпадает в осадок. Реакция восстановления сульфатов в общем виде имеет следующее выражение: $\text{MeSO}_4 + 2\text{C} = \text{MeS} + 2\text{CO}_2$, где С - органические вещества, в том числе углеводороды, Me- металлы.

Основное значение процесса десульфирования заключается в обеднении вод кислородом, окислении органических веществ и в общем восстановлении вод.

При дальнейшем прогибании дна бассейна, повышении геостатической нагрузки за счет накопления покрывающих осадков породы и насыщающие их воды попадают в зону катагенеза ("ката" - вниз).

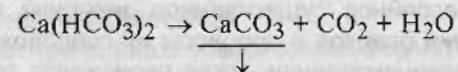
Н.Б.Вассоевич в катагенезе выделяет три стадии: прото-, мезо- и апокатагенез. На стадии протокатагенеза главным гидрогеологическим процессом является продолжающееся уплотнение осадков. В элизионной водонапорной системе геостатического типа образуются супергидростатические давления, повышается температура до 50-70°C. При взаимодействии твердой фазы и водных растворов идет процесс доломитизации по схеме:



Таким образом, в подземных водах происходит дальнейшее повышение содержания хлоридов кальция, продолжаются процесс преобразования органического вещества и генерация углеводородных газов, метана и его гомологов (этана, пропана, бутана, пентана).

На стадии мезокатагенеза породы погружаются на глубину в диапазоне от 1,5 до 5,0 км, что сопровождается ростом температуры с 70 до 180°C. Основным типом водообмена остается элизионный.

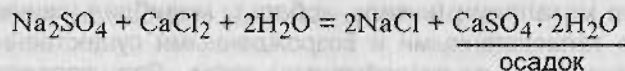
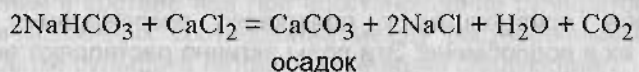
Большую роль играет термическая дегидратация глинистых минералов, приводящая к появлению возрожденных вод и участию их в водообмене. Эти воды активно растворяют вещество из окружающей среды и способствуют обогащению водных растворов металлами (никель, кобальт, молибден, свинец и др.). Наряду с талассогенными и возрожденными существенную роль начинают играть и литосферные воды. Это сопровождается образованием цементов, особенно карбонатных:



По Н.Б.Вассоевичу (1969, 1974), основная масса нефти генерируется в главную фазу нефтегазообразования в интервале глубин 2 ÷ 4 км при температурах 70-150°C. Элизионные водонапорные системы геостатического типа в конце мезокатагенеза превращаются в термодегидратационные. Воды циркулируют по трещинам как в коллекторах, так и в покрывающих их породах. Интенсивно идет генерация метана. На последней

стадии катагенеза - в апокатагенезе в условиях, когда температура превышает 200°C, продолжается термическая дегидратация глинистых минералов, появляются новые порции возрожденных вод. Среди минералообразующих процессов следует отметить серпентинизацию гидрослюд и выпадение преимущественно кремнистых цементов до полного исчезновения первичной пористости. Гидротермальные растворы циркулируют по трещинам и разломам. При дальнейшем погружении осадков (более 7-8 км) и росте температур (более 250°C) начинается стадия метаморфизма.

При перерыве в осадконакоплении, выходе пород на земную поверхность (гипергенез) в них происходит инфильтрация метеогенных вод. Внедрение инфильтрогенных вод приводит к растворению карбонатов, образованию карста, сульфатредукции. Вследствие взаимодействия водных растворов и твердой фазы появляются новообразования - оксиды и гидроксиды железа (лимонит, гидрогетит), гипс, опал, каолинит и др. Формируется инфильтрационная водонапорная система, начинается инфильтрационный водообмен, ускоряющий выщелачивание пород (и другие процессы), из пород вытесняются воды иного генезиса (талассогенные, возрожденные, литосферные). В водоносных пластах при смешении инфильтрогенных вод, содержащих сульфаты натрия или гидрокарбонаты натрия, с хлоридно-кальциевыми водами (седиментогенными) возможно образование цементов в результате следующих реакций:



Таким образом, в процессе формирования подземных вод нефтегазоносных бассейнов существенное значение имеют как периоды накопления осадков и процессы их сопровождающие, так и перерывы в осадконакоплении, когда происходят регрессия моря, выход пород на земную поверхность и внедрение в уже сформировавшиеся породы инфильтрационных маломинерализованных вод.

Такие периоды в гидрогеологической истории нефтегазоносного бассейна относятся в первом случае к элизионному и во втором - к инфильтрационному этапам. Элизионный и инфильтрационный этапы составляют гидрогеологический цикл. В зависимости от условий тектонического развития региона в

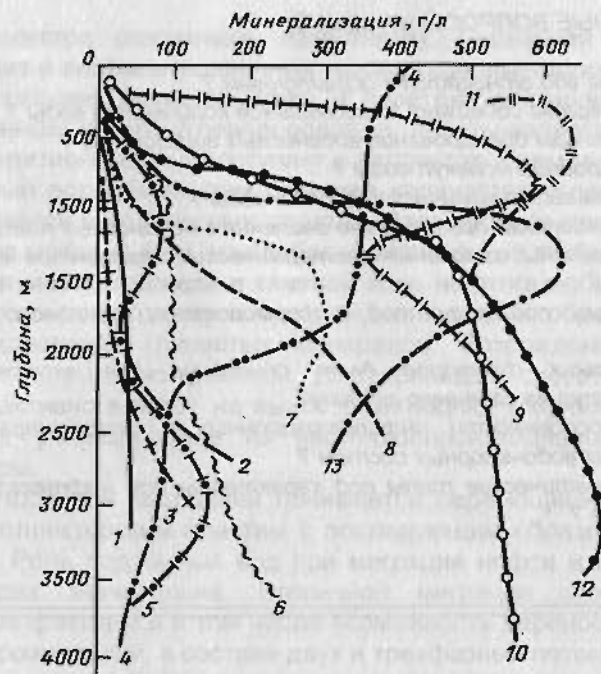


Рис.55. Изменение минерализации подземных вод в вертикальном разрезе нефтегазоносных бассейнов (по Ю.П. Гаттенбергеру):

1 - Западная Сибирь (запад); 2 - Западная Сибирь (центр и восток); 3 - Вилюйский бассейн; 4 - Азербайджан; 5 - Западное Предкавказье; 6 - Восточное Предкавказье; 7 - Южный Мангышлак; 8 - Днепроовско-Донецкий бассейн (центр); 9 - Днепроовско-Донецкий бассейн (юго-восток); 10 - Волго-Уральский бассейн (фон); 11 - Волго-Уральский бассейн (районы развития соленосных пермских отложений); 12 - Припятская впадина; 13 - Ангаро-Ленский бассейн (масштаб по горизонтали сокращен в 2 раза, т.е. 300 г/л на шкале соответствуют 600 г/л и т.д.)

гидрогеологической истории водоносных комплексов могли иметь место один или несколько гидрогеологических циклов, что и определяло направленность процессов формирования подземных вод нефтегазоносных бассейнов.

Выше рассмотрена лишь общая схема формирования химического и газового состава водных растворов, которая усложняется геолого-климатической обстановкой и прежде всего наличием в разрезе осадочных бассейнов соленосных отложений. В нефтегазоносных бассейнах, в разрезе которых имеются соленосные толщи, распространены рассолы, преимущественно в его нижней части (Иркутский, Прикаспийский и др.). Если соленосных толщ в разрезе бассейна нет, минерализация подземных вод значительно ниже (рис.55).

1. Какие виды вод относятся к остаточным ?
2. Какие минералы содержат максимальное количество воды ?
3. Каков механизм дренирования водоносных горизонтов ?
4. Каково строение молекул воды ?
5. Как изображается химический состав воды ?
6. Зачем определяют приведенные давления в водоносных пластах ?
7. Каковы причины изменения геотермических градиентов в земной коре ?
8. Какова роль подземных вод в формировании теплового режима Земли ?
9. Знание каких факторов дает основание для экстраполяции температур на заданную глубину ?
10. Каковы особенности инфильтрационных и эксфильтрационных природных водонапорных систем ?
11. Какие генетические типы вод характерны для нефтегазоносных бассейнов ?

Глава 9

Нефтегазопроисхождение гидрогеология

9.1. Гидрогеологические условия формирования, сохранения и разрушения залежей нефти и газа

Водные растворы играют ведущую роль в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа, так как все эти процессы происходят в подземной гидросфере. Этой проблеме посвящена огромная литература. Особенно большое внимание уделяется вопросам первичной миграции и аккумуляции углеводородов (Г.И.Адамс, И.М.Губкин, И.О.Брод, Н.Б.Вассоевич, А.А.Карцев, Л.Н.Капченко, С.Г.Неручев и многие другие).

Под первичной миграцией обычно понимают перемещение нефти и газа из нефтегазогенерирующих толщ, сложенных слабопроницаемыми, преимущественно глинистыми осадками, в

пласт-коллектор (песчаники, известняки). Первичная миграция происходит в эксфильтрационных геогидродинамических системах при компрессии глинистых толщ и перетоке элизионных вод и растворенных в них углеводородов в пласты-коллекторы. Чем больше элизионных вод поступает в коллектор и чем интенсивнее элизионный водообмен, тем большее количество углеводородов накапливается в водоносных пластах. Этот процесс происходит в интервале глубин 1-6 км, но наиболее активно - на глубинах 2-4 км на стадии мезокатагенеза в главной зоне нефтегазообразования. Особую роль при этом играют возрожденные воды, образующиеся при дегидратации глинистых минералов. Возрожденные воды обладают аномально высокой растворяющей способностью и поэтому активно влияют на вынос (эмиграцию) главным образом нефтяных углеводородов из нефтегазопроизводящих толщ в коллекторы.

Под вторичной миграцией понимается перемещение нефти и газа по коллекторским пластам с последующим образованием их залежей. Роль подземных вод при миграции нефти и газа уже в коллекторах значительна. Вторичной миграции способствуют различные факторы и в том числе возможность переноса нефти в виде микроэмульсий, в составе двух и трехфазных потоков и т.д.

Активизации всплывания углеводородов в водонасыщенной среде коллекторов способствуют также сейсмические колебания, увеличивающие скорость и масштабы миграции и аккумуляции нефти и газа.

Как уже отмечалось, залежи нефти и газа формируются в эксфильтрационных водонапорных системах, где на фоне прогнутых участков с более высокими геостатическими давлениями (пьезомаксимумы) имеются поднятия, характеризующиеся меньшими величинами геостатической нагрузки (пьезоминимумы).

Пьезомаксимумы рассматриваются как зоны нефтегазообразования, а пьезоминимумы, характеризующиеся отставанием в накоплении пород, меньшей мощностью осадочных отложений, в сторону которых направлена миграция флюидов, относятся к зонам нефтегазонакопления. В локальных структурах, к которым двигаются потоки седиментогенных вод, происходит медленная скрытая разгрузка через водоупорную кровлю. Создающийся дефицит давления способствует подтоку новых порций воды, из которой выделяются нефтяные углеводороды. Выделению нефти из водных растворов и образованию залежей способствуют такие факторы, как изменение каналов при переходе микропор в макропоры, молекулярное просеивание (ситовой эффект) и т.п.

Залежи углеводородных газов формируются в результате выделения растворенных газов в свободную фазу и накопления их в ловушках. Скорость насыщения пластовых вод углеводородными газами зависит от обогащенности пород органическими веществами, интенсивности процессов газогенерации, гидростатического давления, минерализации и температуры подземных вод. При достижении предела насыщенности вод газ начинает выделяться в свободную фазу (при $P_{нас} \geq P_{пл}$). Поступающий в коллектор газ в виде струи свободного газа в последующем может мигрировать по коллектору до ближайшей ловушки в форме свободных струйных потоков (струйная миграция). По мнению Л.М. Зорькина (1989), в формировании залежей газа ведущим фактором является тектонический. При тектонических движениях отрицательного знака, связанных с погружением и ростом давления и температуры, в осадочных породах процессы генерации углеводородов усиливаются. При подъеме территории, росте локальных структур пластовое давление может снижаться, а это вызывает интенсивное выделение растворенных газов в свободную фазу, что и приводит к формированию залежей в ловушках.

Дальнейшее существование залежей нефти и газа зависит от двух противоположно направленных процессов: концентрирования и рассеяния. В первом случае происходит накопление углеводородов в залежи. Активно этот процесс идет в осадках с высоким газогенерирующим потенциалом, преимущественно на элизионных этапах гидрогеологической истории бассейна. Следует отметить, что разрушение залежей и их переформирование могут происходить и на элизионных этапах. Но все же наиболее активны эти процессы на инфильтрационных этапах гидрогеологической истории, когда в результате восходящих тектонических движений возможны перестройка структурного плана, появление разрывных нарушений, что ведет к изменению гидродинамических и гидрохимических условий и т.д. Это приводит к переформированию или разрушению скоплений углеводородов.

Разрушение залежей нефти и газа может быть механическим (гидравлическим), физико-химическим и биохимическим. Механическое разрушение залежи происходит в результате вымывания нефти и газа из ловушки подземными водами во взвешенном состоянии. Основной фактор гидравлического разрушения залежей нефти и газа - изменение гидродинамического градиента в пласте, приводящее к появлению наклона ВНК или ГВК (рис. 56).

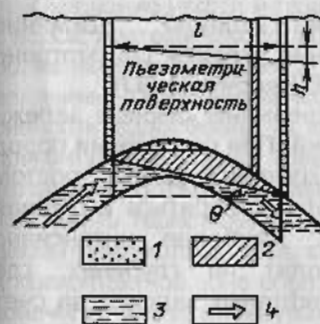


Рис. 56. Схема зависимости между наклоном нефтеводяного контакта и пьезометрической поверхностью (по А.И. Леворсену, с изменениями): 1 - газ; 2 - нефть; 3 - вода; 4 - направление движения воды

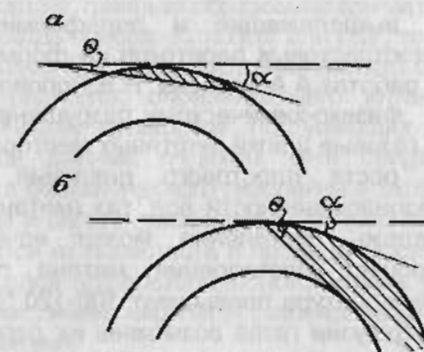


Рис. 57. Схема условий сохранения (а) и разрушения (б) нефтяной залежи при механическом действии вод (по А.А. Карцеву)

По М.Хаберту, зависимость наклона ВНК или ГВК от гидравлического уклона описывается уравнением:

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{\rho_B}{\rho_B - \rho_{H(r)}} i,$$

где θ - угол между поверхностью нефтеводяного (или газовадяного) контакта и горизонтальной поверхностью; i - гидравлический уклон, равный отношению h/l ; ρ_B , ρ_H , ρ_r - плотности воды, нефти или газа. Ориентировочно для нефтяных залежей $\operatorname{tg} \theta \approx (2 \div 10)i$; для газовых залежей $\operatorname{tg} \theta \approx (1 \div 1,5)i$.

Следовательно, нефтяные залежи значительно менее устойчивы против гидравлического разрушения, чем газовые. Условия сохранения или разрушения залежей нефти и газа в ловушках сводового типа определяются соотношением угла наклона ВНК или ГВК θ и угла падения крыла ловушки α (рис. 57). Если наклон нефтеводяного или газовадяного контакта круче угла падения крыла сводовой ловушки, то нефть и газ вымываются из нее и залежь исчезает, если меньше, то залежь сохраняется.

Механическое разрушение залежей углеводородов может быть связано с ослаблением удерживающей способности покрышки, обусловленным появлением зон трещиноватости, наличием гидрогеологических окон или появлением в результате тектонических движений проводящих разломов. В этом случае могут происходить перетоки флюидов из нижележащих отложений

в вышележащие и переформирование залежей. Влияние межпластовых перетоков на формирование залежей рассмотрено в работах А.А.Карцева, Н.В.Поповой и И.В.Яворчук (1993).

Физико-химическому разрушению подвержены газовые залежи и газовые шапки нефтяных месторождений. При погружении пород и росте пластового давления, не компенсируемом ростом газонасыщенности вод, газ (метан) будет растворяться и газовая залежь постепенно может исчезнуть. Наиболее интенсивно процесс растворения метана происходит на глубинах, где температура превышает 100-120 °С. В нефтяных залежах за счет диффузии газов возможны их дегазация и увеличение плотности нефтей. Как отмечает Л.М.Зорькин (1989), уменьшение газового фактора и снижение давления насыщения в направлении от наиболее приподнятой части залежи к контуру установлены на многих месторождениях Северного Кавказа, Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Химическое разрушение нефтяных и газовых месторождений происходит в результате окисления углеводородов кислородом и содержащими кислород сульфатами, растворенными в пластовых водах.

Кислород проникает в продуктивные пласты вместе с инфильтрационными водами в зоне активного водообмена и выявлен в интервале глубин 0-600 м. Содержание кислорода в пластовых водах изменяется от сотых долей до 4-5 мг/л. Наибольшему воздействию этого окислителя подвергаются те залежи, которые расположены вблизи зоны инфильтрации. Процесс окисления кислородом тем активнее, чем более продолжителен инфильтрационный этап и интенсивнее водообмен.

Значительно большее по масштабам окисление углеводородов происходит за счет сульфатов, так как сульфаты распространены в большинстве подземных вод. Этот процесс биохимический и осуществляется в результате жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий, использующих кислород сульфатов для "дыхания", а углеводороды для "питания". Разрушение углеводородов в результате сульфатредукции, происходящее по общей схеме $MeSO_4 + 2C \rightarrow MeS + 2CO_2$, осуществляется в большом диапазоне глубин. Так, большинство исследователей считает, что бактерии - десульфаторы не могут развиваться при температуре выше 90-95°С, при минерализации подземных вод выше 300 г/л и при величинах рН менее 5. А такие условия могут быть на глубинах 2 ÷ 3 км и более.

Окисление нефти и газа происходит главным образом на контакте с водой, поэтому чем больше площадь поверхности ВНК или ГВК, тем более активно протекает этот процесс. Скорость окисления зависит от величины гидродинамического градиента, определяющего интенсивность водообмена, и от количества сульфатов, поступающих в приконтурные воды. Имеющиеся данные о зонах ВНК свидетельствуют о том, что в результате биохимического окисления в залежах нефть теряет легкие фракции и сильно утяжеляется, возрастает цементация коллекторов, снижаются их пористость и проницаемость, в приконтурной зоне образуется слой асфальтоподобного битума. В конечном итоге в результате окисления нефтяная залежь может превратиться в залежь твердого битума.

9.2. Нефтегазопроисковые гидрогеологические показатели

Гидрогеологические нефтегазопроисковые показатели разнообразны и по степени информативности и надежности. В настоящее время существует большое число классификаций гидрогеологических показателей нефтегазоносности, предложенных В.А.Сулиным, М.А.Гатальским, М.Е.Альтовским, В.А.Кротовой, А.С.Зингером, М.И.Субботой, Е.В.Стадником, Л.М.Зорькиным, В.А.Корценштайном, А.А.Карцевым и др.

При оценке перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим данным различают региональную, зональную и локальную оценки перспектив нефтегазоносности недр. Региональная оценка заключается в изучении гидрогеологических условий нефтегазоносных бассейнов или их частей, зональная - в определении перспектив нефтегазоносности отдельных территорий или зон внутри бассейна. Для региональных и зональных оценок применяется преимущественно сравнительный прогноз. При локальной оценке нефтегазоносности используются гидрогеологические показатели, прямо или косвенно указывающие на наличие или отсутствие залежей углеводородов в ловушке.

А.А.Карцевым и другими исследователями разработан рациональный комплекс гидрогеологических критериев нефтегазоносности, который включает следующие показатели: газовые, органо-газогеохимические, минерально-гидрогеохимические, гидродинамические, гидрогеотермические, палео-гидрогеологические.

Газовые показатели наиболее информативны и надежны. К их числу относится прежде всего общая газонасыщенность

воды, которая определяется общим количеством растворенного газа в единице объема воды ($\text{см}^3/\text{л}$). Растворенные в подземных водах газы представляют собой сложные газовые смеси, состоящие из углеводородных газов, кислых, инертных, редких и других газовых компонентов. Поэтому при нефтегазопроисковых работах большое значение имеет содержание в составе смеси углеводородных газов. Общая газонасыщенность в водоносных комплексах изменяется от единиц до сотен, а в некоторых случаях и до нескольких тысяч $\text{см}^3/\text{л}$. В законтурных водах газовых залежей часто отмечается резкое увеличение общей газонасыщенности вод, уменьшающейся по мере удаления от залежи. От газонасыщенности подземных вод зависит и упругость водорастворенных газов.

Общая упругость водорастворенных газов представляет сумму парциальных упругостей газов, содержащихся в смеси, и измеряется в МПа. В недонасыщенных водонапорных системах упругость растворенного газа меньше величины пластового давления, а в насыщенных приближается к величине пластового давления. Поэтому коэффициент газонасыщенности вод, представляющий отношение $\frac{P_T}{P_{\text{пл}}}$, является важным показателем газонасыщенности, характеризующим фазовое равновесие пластовой системы. В зонах взаимодействия залежей с подземными водами значения его могут достигать единицы. Поэтому рост коэффициента газонасыщенности в водонапорной системе указывает на направление поисков залежей газа. Таким образом, общая газонасыщенность вод, повышенное по сравнению с фоном содержание метана и его гомологов в водах, высокая упругость (и прежде всего углеводородных) газов, P_T/P_B могут рассматриваться как прямые показатели и при региональной оценке перспектив нефтегазонасыщенности, и при локальной. В качестве газовых показателей используются также различные соотношения газовых компонентов, например, такие как $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ и $\text{CH}_4/\text{C}_3\text{H}_8$, характеризующие жирность газов и возможный тип залежей газоконденсатная, нефтяная с легкой или тяжелой нефтью, $\text{Ar}/100/\text{N}_2 \cdot 2,68$, позволяющее определять содержание биогенного "безаргонного" азота, He/Ar , характеризующее степень закрытости структур, и ряд других. Эти показатели косвенные, но они имеют важное значение при оценке перспектив нефтегазонасыщенности.

Органо-гидрохимические показатели - это растворенные в водах органические вещества (ОВ), такие как

нафтеновые и гуминовые кислоты; общее содержание органических веществ ($C_{\text{орг}}$); ароматические углеводороды (бензол, толуол); фенолы; спирты; сера органическая; фосфор органический и др.

Основная часть компонентов водорастворенного ОВ связана с залежами нефти и газоконденсата и лишь частично с залежами углеводородных газов. Вокруг залежей образуются ореолы рассеяния ОВ, т.е. зоны с повышенным его содержанием по сравнению с фоновыми величинами. Для нефтегазопроисковых целей представляет интерес как раз та часть ОВ, которая является продуктом рассеяния углеводородов залежей в окружающие их воды. В последнее время в качестве прямого показателя наличия нефтяных залежей используются данные о содержании в водах бензола. Последний содержится в водах от тысячных долей до единиц $\text{мг}/\text{л}$. С приближением к нефтяным залежам концентрация бензола повышается, так, по данным Л.И.Морозова, на Южном Мангышлаке от 0,001 $\text{мг}/\text{л}$ (фон) до 2-9 $\text{мг}/\text{л}$ вблизи залежей нефти, т.е. в пределах ореолов рассеяния 2-3 $\text{мг}/\text{л}$. Отмечается, что наиболее высокие концентрации бензола характерны для вод, контактирующих с легкими нефтями. Влияние залежей на окружающие воды по пласту распространяется в пределах 1 км. Если при бурении выявлена зона с повышенной концентрацией бензола (ореол рассеяния), то это значит, что вблизи находится залежь нефти или газоконденсата, что позволяет правильно ориентировать поисково-разведочные работы.

Минерально-гидрогеохимические показатели - аммоний; общая минерализация воды; сульфатность относительная и общая; хлоридно-кальциевый и гидрокарбонатно-натриевый типы вод (по В.А.Сулину); микроэлементы: йод, бром, барий, никель, ванадий и др. Аммоний присутствует в водах нефтяных и газовых месторождений и по мнению большинства исследователей генетически связан с органическим веществом. В водах нефтяных месторождений аммоний образуется и за счет азотсодержащих компонентов нефтей. Содержание аммония изменяется в широких пределах: от десятков и сотен $\text{мг}/\text{л}$ до 1 $\text{г}/\text{л}$ и более. Установлено, что концентрация аммония возрастает по мере приближения к контуру нефтеносности. Однако отмечено и повышенное содержание его в галогенных толщах (до 5 $\text{г}/\text{л}$ в девонских рассолах Припятского бассейна и 1,5 \pm 2,0 $\text{г}/\text{л}$ в кембрийских рассолах Ангаро-Ленского бассейна). Поэтому при использовании аммония в качестве показателя нефтеносности необходимо учитывать наличие галогенных толщ в разрезе нефтегазонасыщенных бассейнов. Общая минерализация воды,

бессульфатность относительная и общая свидетельствуют об условиях сохранения залежей нефти и газа.

В общем случае, чем выше минерализация (при отсутствии соленосных толщ) и меньше сульфатность вод, тем более благоприятные условия имеются в недрах для сохранения скоплений углеводородов. Это косвенные показатели, к которым относятся и данные о типах вод.

Большинство залежей нефти и газа приурочены в основном к водам хлоридно-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типов. При этом ассоциация нефтяных и газовых скоплений с водами хлоридно-кальциевого типа более характерна для платформенных условий, а в зоне альпийского тектогенеза углеводородные залежи ассоциируют преимущественно с водами гидрокарбонатно-натриевого типа. Эти типы свидетельствуют о гидрогеологической закрытости недр, т.е. о благоприятных условиях сохранения углеводородов. Йод содержится в водах нефтяных и газовых месторождений, но крайне неравномерно - от следов до 10-20 мг/л и реже более 40-60 мг/л. Однако прямой связи между концентрацией йода и наличием залежей углеводородов не установлено. Поэтому использовать йод как показатель для прямого прогноза нефтегазоносности нельзя, но повышенные концентрации его в водах можно рассматривать как благоприятный признак.

Бром содержится в подземных водах в значительно больших количествах, чем йод. С нефтегазоносностью и вообще с органическими веществами основная масса брома не связана. Содержание брома возрастает с ростом хлоридности вод и глубиной залегания. Наибольшие концентрации его (до 9 г/л) выявлены в рассолах Восточной Сибири. Ввиду того, что нефтяные и газовые месторождения ассоциируются с рассолами, повышенные содержания брома указывают на высокую степень закрытости недр. В качестве косвенных показателей нефтеносности рассматриваются концентрации в водах таких металлов, как никель, кобальт, медь, молибден и некоторые другие. По данным В.М. Матусевича (1976), содержание этих металлов в водах по мере удаления от залежи падает. Основным процессом, приводящим к обогащению приконтурных вод металлами, является процесс выщелачивания их из нефтей и осадочных пород. В результате этого образуются ореолы рассеяния названных металлов вокруг залежей.

Гидродинамические показатели - тип и интенсивность водообмена; величина гидравлических уклонов; наличие пьезоминимумов. В зоне активного водообмена при инфильтрации метеогенных вод происходит разрушение залежей нефти и газа. В эксфильтрационных водонапорных системах элизионный

водообмен способствует формированию скоплений углеводородов. Величины гидравлических уклонов свидетельствуют об условиях сохранения или механического разрушения залежей углеводородов пластовыми водами. Локальное понижение напоров подземных вод свидетельствует о наличии пьезоминимумов. К пьезоминимумам, связанным с очагами разгрузки подземных вод, часто приурочены области локализации нефти и газа, т.е. образование залежей.

Гидрогеотермические показатели - температура; геотермическая ступень; геотермический градиент; плотность теплового потока. На основе интерпретации геотермических материалов выявляют зоны генерации жидких и газообразных углеводородов, их распространение в разрезе нефтегазоносного бассейна, наличие геотермических аномалий, зон перетоков флюидов и т.п.

Палеогидрогеологические показатели - данные о продолжительности элизионных и инфильтрационных этапов гидрогеологической истории. Так, если в пределах бассейна или водоносного комплекса инфильтрационный водообмен на прошлых этапах гидрогеологической истории был сравнительно непродолжительным и по масштабам незначительным по сравнению с элизионным водообменом, то это можно расценивать как благоприятный признак нефтегазоносности. Палеогидрогеологические реконструкции позволяют установить унаследованность в пространственном положении зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления, интенсивность движения флюидов и выявить наиболее перспективные территории в отношении нефтегазоносности.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 9)

1. Какова роль подземных вод в миграции углеводородов?
2. Какие факторы влияют на взаимодействие углеводородов и сульфатов?
3. Какие факторы влияют на вымывание залежей углеводородов из ловушек?
4. Какие вещества образуют ореолы рассеяния вокруг нефтяных залежей?
5. Какие категории нефтегазопроисловых гидрогеологических показателей наиболее информативны и чаще всего применяются на практике?

Нефтегазопромысловая гидрогеология

10.1. Промысловая классификация вод

Воды, находящиеся в нефтяных и газовых месторождениях, в промысловых условиях классифицируются по их пространственно-геологическому отношению к залежам, которые служат объектами разработки.

Выделяются следующие группы вод (рис.58): грунтовые, нефтяного (газового) пласта, непродуктивного (водоносного пласта), тектоническая, техногенная. Группы подразделяются на подгруппы. В продуктивном пласте (рис.59) внутри самой залежи нефти и газа содержится остаточная вода, т.е. вода, оставшаяся в пустотном пространстве коллектора после заполнения его нефтью или газом. Это в основном прочносвязанная, рыхлосвязанная и стыковая вода.

К промежуточной (рис.59) относится вода, насыщающая слои и линзы внутри залежи, являющейся единым объектом эксплуатации. Вода в продуктивном пласте, находящаяся под залежью в пределах внешнего и внутреннего контуров нефтеносности (газоносности), относится к нижней краевой. В случае, когда залежь водоплавающая, вода обычно называется подошвенной.

Вода, находящаяся за внешним контуром нефтеносности (газоносности), именуется законтурной. К верхним краевым водам относится вода, находящаяся в пласте, содержащем залежь, и залегающая выше залежи. Случай довольно редкий. Воды водоносных горизонтов, залегающих выше продуктивного пласта, обычно называют верхними, а ниже - нижними. Это название условное, так как в многопластовом месторождении один и тот же водоносный горизонт может быть нижним по отношению к расположенному выше продуктивному пласту и верхним по отношению к залегающей ниже продуктивной толще.

К тектонической (рис.59) относится вода, внедряющаяся в продуктивный пласт по тектоническим нарушениям. Вода, попадающая в нефтеносный (газоносный пласт), в результате процессов, связанных с бурением скважин, их ремонтом, а также с разработкой месторождения (закачка вод для поддержания пластового давления, введение различных растворов при других методах воздействия на пласт и т.п.) называют техногенной.

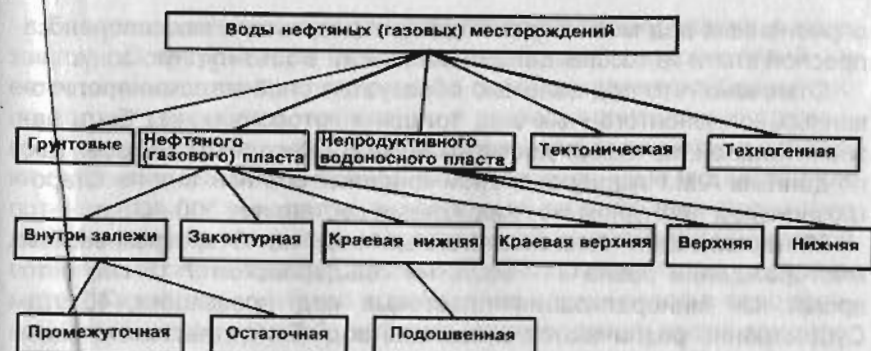


Рис. 58. Схема классификации вод нефтяных и газовых месторождений

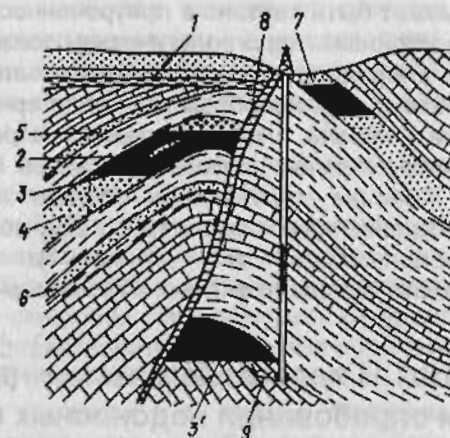


Рис. 59. Промысловая классификация вод:

1 - грунтовая; 2 - промежуточная; 3 - краевая нижняя; 3' - подошвенная; 4 - законтурная; 5 - верхняя; 6 - нижняя; 7 - краевая верхняя; 8 - тектоническая; 9 - техногенная

При разработке газовых, газоконденсатных залежей и залежей нефти, отличающихся высокой газонасыщенностью, получают мало-минерализованную воду, именуемую конденсатной. Эта вода образуется в стволах эксплуатационных скважин и в промысловых коммуникациях в результате конденсации паров воды, содержащейся в газе.

Выделяют также конденсатогенные воды, впервые описанные Б.И.Султановым (1961) в Азербайджане, а позднее изученные А.М.Никаноровым и Л.Н.Шалаевым (1973), а также В.В.Коллодием (1975). Образование конденсатогенных вод многие исследователи связывают с конденсацией паров воды в процессе формирования (или переформирования) скоплений углеводородов за счет вертикальной миграции флюидов снизу из зон с более жесткими термобарическими условиями. По мнению В.И.Петренко (1993), образование в нижней части газовой контактной оторочки

опресненных вод может происходить в результате массопереноса пресной влаги из газоконденсатной залежи в законтурную зону.

Отмечено, что под залежью образуется слой маломинерализованных конденсатогенных вод, толщина которого может быть незначительной, но может достигать и нескольких сотен метров. Так, по данным А.М.Никанорова, слой конденсатогенных вод на Старогрозненском нефтяном месторождении составляет 300-400 м.

Минерализация конденсатогенных вод на Старогрозненском месторождении равна 11-16 г/л, на Эльдаровском 7-15 г/л, в то время как минерализация пластовых вод превышает 40 г/л. Существенно различаются и составы вод. Если пластовые воды относятся к хлоридно-кальциевому типу, то конденсатогенные - к сульфатно-натриевому или гидрокарбонатно-натриевому типам.

Нередки случаи и повышения солености законтурных вод. Это может быть связано с приуроченностью залежей нефти или газа к застойным гидрогеологическим зонам. Повышение минерализации и хлоридности вод отмечено в залежах литологического типа, в залежах заливообразных, характерных для майкопских отложений на Кубани, для залежей стратиграфического типа, для приразломных ловушек, описанных Г.М.Сухаревым (1971) и т.п.

Знание химического состава и минерализации пластовых, подошвенных и законтурных вод до начала разработки позволяет использовать эти данные для контроля за процессом эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

10.2. Гидрогеологические наблюдения при бурении и опробовании водоносных горизонтов

Главная задача бурения скважин - выявление как продуктивных, так и водоносных горизонтов с последующим их опробованием. По данным бурения определяются глубины залегания и мощность водоносных горизонтов или комплексов, их литологический состав и возраст, изучаются различные водопроявления в скважинах. В процессе бурения ведется наблюдение за выходящей промывочной жидкостью (глинистым раствором), определяются вязкость выходящего раствора, а также соленость его фильтрата. Понижение вязкости глинистого раствора, изменение его химического состава и минерализации свидетельствуют о проходке водоносного горизонта. В ряде случаев наблюдается поглощение промывочной жидкости. Это может быть связано со вскрытием высокопористых, трещиноватых, кавернозных коллекторов с карстовыми полостями или с проходкой зон тектонических нарушений.

Большое значение имеют геофизические исследования в скважинах. Электрометрия скважин методом сопротивлений и естественных потенциалов, помимо литологических особенностей, позволяет определять положение в разрезе горизонтов с пресными и минерализованными водами. Горизонты пресных вод отбиваются максимумами электрических сопротивлений и естественных потенциалов, а горизонты с солеными водами или рассолами дают минимумы на кривой сопротивлений и максимумы на кривой естественных потенциалов. Целесообразно применять также гамма-метод. Гидрогеологическое опробование заключается в определении статических уровней, дебитов, производительности водоносных горизонтов, в замерах температуры, в отборе проб подземных вод для установления ионно-солевого и газового состава вод, содержания органических веществ, радиоактивных элементов и т.п.

Достоверность получаемых материалов зависит от качества подготовки скважины к гидрогеологическим исследованиям. Необходимо учитывать, что в процессе бурения нарушается естественное физико-химическое состояние подземных вод в зоне взаимодействия со стволем скважины. Фильтрат глинистого раствора оттесняет пластовые воды из призабойной зоны или проникает по наиболее проницаемым участкам пласта, смешиваясь с подземными водами. Поэтому в процессе освоения скважины из нее необходимо выкачать больше жидкости, чем могло проникнуть в пласт при бурении. Это достигается откачкой не менее трех-пяти объемов скважины. На практике качество освоения скважины считается удовлетворительным, если по всему ее стволу устанавливается столб воды с постоянной плотностью.

После замеров плотности жидкости по стволу скважины снимается кривая восстановления уровня. Существуют два способа снятия кривой восстановления уровня. Первый заключается в понижении уровня жидкости и прослеживании за его изменением во времени до положения статического. В тех случаях, когда приток слаб и уровень поднимается медленно, статический уровень можно определять путем долива воды в скважину и последующего наблюдения за повышением уровня до статического положения.

Второй способ используется реже. На положение статического уровня в скважине влияет степень газированности подземных вод. В скважинах с сильно газированной жидкостью статический уровень может быть завышенным, так как пузырьки газа уменьшают плотность воды и поэтому уровень поднимается на более высокую абсолютную отметку. Методика определения статического уровня подземных вод в таких скважинах описана в работе В.Н.Корценштейна (1976). Для гидродинамических

исследований важное значение имеют наблюдения за изменением уровней в пьезометрических скважинах. Пьезометрические скважины сохраняют на длительный срок для постоянных наблюдений. Скважины-пьезометры должны обладать постоянством состава воды и хорошей сообщаемостью с пластом. Само исследование пьезометрических скважин сводится к регулярным замерам уровня воды и пластового давления.

В переливающихся (фонтанирующих) скважинах статический уровень определяется путем наращивания труб. Если это технически невозможно, уровень рассчитывают, используя замеры избыточного давления на устье образцовыми манометрами.

Изменение уровня воды в скважинах прослеживается с помощью различных приборов: электроуровнемеров, эхолотов, а для постоянной записи колебаний уровня воды - пьезографов и лимниграфов.

Температурные измерения в скважинах проводятся ртутными манометрическими и электрическими термометрами. Наибольшее распространение получили максимальные ртутные термометры. Они более точны. Показания манометрических и электрических термометров часто проверяют показаниями максимальных ртутных термометров, причем погрешности бывают существенными. Достоверность данных о температуре в пластовых условиях зависит от времени пребывания скважин в покое перед замерами. Практика показывает, что тепловой режим устанавливается в скважине в течение 15-25 сут. Температурные измерения проводят через равные интервалы по стволу скважин. Следует измерять температуру у подошвы и кровли толщ, различных по литологическому составу.

В переливающихся скважинах температуры замеряют при закрытом устье через лубрикатор.

Для отбора проб из скважины в простейшем случае используют желонку. Глубинные пробы воды с сохранением пластового давления отбирают при помощи глубинных пробоотборников. Наиболее известны пробоотборники ПД-03, ПД-3М, ПРИЗ-2 и др. На рис.60 показана конструкция пробоотборника ПД-03, представляющего собой цилиндр длиной 2,6 м, массой 10,5 кг и емкостью камеры 0,8 л. Спуск и подъем различных приборов и в том числе пробоотборников осуществляют при помощи лебедок. Пробоотборники позволяют получить глубинные пробы с теми свойствами, которыми они обладают в пластовых условиях. Наиболее достоверные данные по ионно-солевому и газовому составу вод получают при анализе проб, отобранных у забоя скважины. В пробах, отобранных в приустьевой части в силу дегазации при движении вод от забоя к устью, газонасыщенность уменьшается.

Рис.60. Принципиальная схема пробоотборника ПД-03:

1 - проволока; 2,18 - переходники; 3 - нижний клапан; 4 - тяга; 5,12 - трубы; 6,15 - замки; 7 - стакан; 8 - спусковой рычаг; 9 - верхний клапан; 10,14 - муфты; 11 - фрикцион; 13 - часовой механизм; 16 - хвостовик; 17 - шток; 19 - кожух; 20 - термометр



Пробоотборники системы ПД снабжены термометрами, поэтому пластовая температура измеряется одновременно с отбором глубинных проб. Данные о температурах используют для расчета геотермических параметров, а также на последующих этапах работы скважин для сравнительного анализа и получения сведений о динамике изменения температурного режима в процессе разработки. При нефтегазопромысловых исследованиях большое значение приобретает отбор проб для определения содержания органических веществ и естественной радиоактивности. Содержание и состав органических веществ используют для оценки перспектив нефтегазоносности.

Данные о естественной радиоактивности вод и изотопном составе элементов позволяют судить о характере движения подземных вод, положении и скорости перемещения контура нефтеносности. Специфика отбора и хранения проб для этих целей рассмотрена в специальных руководствах (М.И. Суббота, В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник, 1980).

Все получаемые в процессе бурения и опробования данные используют для поисков, разведки, проектирования и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.

10.3. Гидрогеологические основы прогнозирования условий проводки скважин

Гидрогеологические условия имеют важное значение в формировании и распределении давлений в земной коре. При поисково-разведочных работах необходимо знание условий проводки скважин, связанных с пластовыми давлениями в нефтегазоводоносных комплексах. Правильно выбранная технология бурения и вскрытия водоносных горизонтов позволяет предупредить возможные осложнения - выбросы, провалы инструмента, поглощение промывочных жидкостей и т.п.

При разработке залежей нефти и газа также важны сведения о пластовых давлениях в продуктивных и водоносных горизонтах, так как они регламентируют процесс освоения месторождения - отбор нефти и газа, характер заводнения, объемы закачиваемых жидкостей или газов в продуктивные пласты, выбор объектов для захоронения промстоков и т.п.

А.А. Карцевым (1980) предложены классификация геогидродинамических систем (ГГДС) (табл.13) и принципиальная схема генетических соотношений между гидрогеологическими условиями и параметрами, характеризующими пластовые давления в нефтегазоводоносных комплексах.

Таблица 13

Типы геогидродинамических систем
(по А.А.Карцеву с изменениями)

Типы ГГДС	Характерные условия нахождения ГГДС	$P_{пл} / P_{у.г}$
Элизионные геостатические (литостатические) развивающиеся	Интенсивное прогибание	1,2 - 2,0
Элизионные геостатические (литостатические) вырождающиеся	Дренированные	1 и < 1
Элизионные термодегидратационные	Интенсивное прогибание	1,2 - 2,0
Элизионные геодинамические	Интенсивное прогибание	> 2,0
Инфильтрационные (гидростатические)	С высокогорными зонами создания напоров ГГДС	>1
	С низкоргорными, холмистыми и равнинными зонами создания напора при недостаточном питании ГГДС	~1 или <1
Депрессионные	Поглощение (засасывание) вод из осадочного чехла в раздробленные породы фундамента	<1
Техногенные	Отбор нефти или газа без поддержания пластового давления	~1 или <1
	Искусственная закачка газов и жидкостей	>1, иногда 1,2

В соответствии с этой классификацией в элизионной системе геостатического (литостатического) типа выделяются развивающиеся и вырождающиеся ГГДС. К развивающейся

следует относить геогидродинамическую систему, находящуюся в осадочном бассейне, испытывающем интенсивное прогибание и накопление покрывающих толщ. Возникновение и поддержание величин пластовых давлений в этом типе ГГДС происходят в результате гравитационного уплотнения вмещающих толщ. Гравитационное уплотнение как основной фактор возникновения и сохранения сверхгидростатического пластового давления проявляется и в современных условиях, например, в областях интенсивного прогибания.

В.М.Добрынин и В.А. Серебряков (1978) на примере Западного Предкавказья показали, что современные величины сверхгидростатического давления коррелируются со скоростью осадконакопления. Распространение сверхгидростатического давления характерно и для песчаных прослоев и линз в глинистых толщах, например, в майкопской свите в пределах Восточного Предкавказья. В соленосных толщах встречаются зоны со скоплениями рапы, также характеризующиеся избыточным давлением. Зоны рапопроявления выявлены при проходке скважинами толщ солей в Прикаспии, в Средней Азии и других районах. В развивающихся геостатических ГГДС создаются сверхгидростатические давления, превышающие условные гидростатические в 1,1 раза в краевых зонах и в 2,0 раза в наиболее погруженных частях нефтегазоносного бассейна. Если процесс прогибания в осадочном бассейне продолжается и геостатическая ГГДС погружается на большую глубину в зону высоких давлений и температур (100-150°C и выше), то она превращается в элизионную термодегидратационную ГГДС, для которой также характерны сверхгидростатические давления $P_{пл} / P_{у.г}$ от (1,2 до 2,0).

Сверхгидростатические давления характерны и для геодинамических ГГДС. В возникновении и поддержании величин пластовых давлений в системах этого типа решающая роль принадлежит геотектоническим давлениям стрессового характера. Они типичны для тектонически активных, высокосейсмических областей. Критерием отнесения ГГДС к этому типу является отношение $P_{пл} / P_{у.г}$ выше 2,0. Существовать они могут в условиях хорошей изоляции. При образовании проводящих тектонических разломов и разгрузке вод, а также других видов дренирования водоносных горизонтов происходит снижение давления вплоть до величины условного гидростатического. Для инфильтрационных систем с высокогорными зонами создания напоров ГГДС характерны также величины отношения $P_{пл} / P_{у.г}$, значительно превышающие единицу.

Для инфильтрационных водонапорных систем с низкогорными и равнинными зонами создания напора при достаточном питании ГГДС присущи величины отношения $P_{пл}/P_{у.г.}$, близкие к единице, т.е. пластовые давления соответствуют условному гидростатическому давлению. Бывают случаи, когда вследствие плохих коллекторских свойств и недостаточного питания водоносных горизонтов пластовые давления в них ниже условных гидростатических.

К геостатическим вырождающимся относятся ГГДС, в которых процесс компрессии осадков давно закончился, и в результате дренирования водоносных горизонтов нарушена изоляция пластов. Такие ГГДС деградируют, пластовые давления в них могут падать ниже величин условных гидростатических давлений. Для этого типа ГГДС характерны величины $P_{пл}/P_{у.г.}$ или близкие к единице, или еще меньше. В пределах некоторых водонапорных систем могут создаваться зоны с пластовым давлением ниже условного гидростатического, т.е. $P_{пл}/P_{у.г.}$ меньше единицы. Такое явление имеет место в областях развития тектонических растяжений.

Ю.И.Яковлевым и Р.Г.Семашевым на материалах по Восточной Сибири выделены природные водонапорные системы депрессионного типа. Механизм образования таких систем заключается в частичном поглощении (засасывании) вод из осадочного чехла в раздробленные породы разломных зон верхней части фундамента.

Техногенные ГГДС возникают внутри природных систем при отборе нефти и газа на естественных режимах, а также при искусственных мероприятиях по поддержанию пластового давления, связанных с закачкой в подземные резервуары газов и жидкостей в процессе разработки. В первом случае при добыче нефти или газа на естественных режимах в продуктивных пластах $P_{пл}/P_{у.г.}$ может сохраняться равным 1 или создаваться дефицит давления ($P_{пл}/P_{у.г.} < 1$) при интенсивном отборе углеводородов. Для второго случая характерны величины отношения $P_{пл}/P_{у.г.}$ превышающие 1,0, иногда достигающие 1,2 при интенсивной закачке воды.

Таким образом, при бурении в случае, если $P_{пл}/P_{у.г.}$ равно 0,9 или меньше, возможны поглощения. Нормальные условия проводки скважин создаются при $P_{пл}/P_{у.г.}$, изменяющемся в

диапазоне величин от 0,9 до 1,4. Осложнения в виде водопроявлений и выбросов могут наблюдаться при $P_{пл}/P_{у.г.}$, равным 1,4÷2,0 и более.

10.4. Гидрогеологические условия проявления различных режимов нефтегазоносных пластов

Характеристика режимов нефтяных и газовых залежей подробно изложена в гл.6 II раздела. Здесь мы остановимся на рассмотрении роли гидрогеологических условий в формировании режимов и возможности их прогнозирования.

Залежи нефти и газа являются элементами природных водонапорных систем, поэтому их пластовая энергия обусловлена давлениями, существующими в этих системах и продуктивных горизонтах. Влияют и другие источники энергии, связанные с газонасыщением вод и нефти, деформацией пород и т.п. В чистом виде все режимы проявляются редко. В процессе разработки залежи в зависимости от характера проявления источников пластовой энергии могут осуществляться последовательно и несколько режимов.

С гидрогеологической точки зрения по характеру доминирующего источника энергии основное внимание следует обратить на естественный жестко-водонапорный, упруго-водонапорный и газовый режимы.

При жестко-водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевых вод, которые внедряются в залежь нефти и могут полностью компенсировать в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. Такой режим характерен для залежей нефти, приуроченных к природным водонапорным системам инфильтрационного типа, преимущественно с высокогорными зонами создания напора. Для этого режима свойственны хорошая гидродинамическая связь залежи с законтурной частью пласта, наличие высоких скоростей подземного потока и большие гидравлические уклоны. При этом возможны и смещения залежей по направлению движения пластовых вод.

Наиболее наглядно это можно проиллюстрировать результатами исследований В.Н.Корценштейна (1960), проведенными в Центральном Предкавказье по хадумскому горизонту, содержащему крупные газовые залежи, такие как Северо-Ставропольское, Кугультинское, Расшеватское и др. Уникальность этих исследований заключается в том, что все результаты замеров статических уровней (более чем в 100 скважинах) получены до

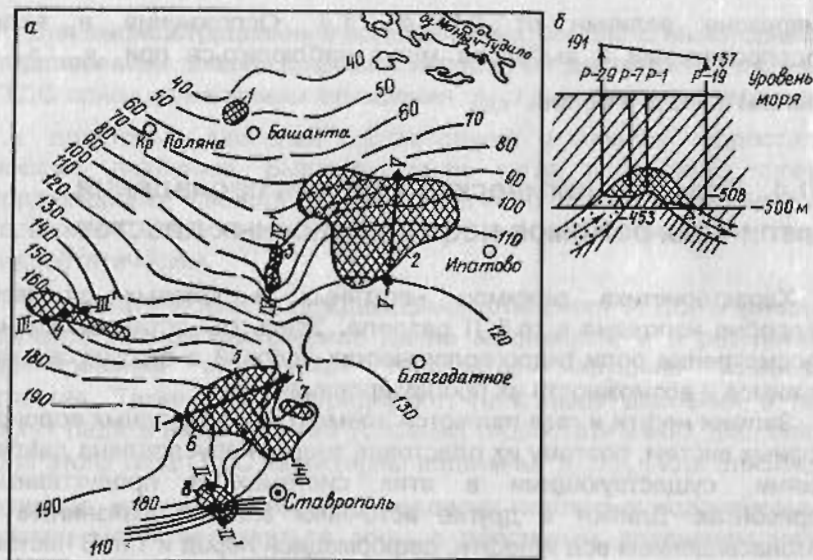


Рис. 61. Смещение хадумских газовых залежей в результате движения подземных вод (по В.Н. Корценштейну, с сокращениями). I - изопьезы хадумского горизонта; II - газовые залежи: 1 - Ивановская, 2 - Кугультинская, 3 - Безопасненская, 4 - Расшеватская, 5 - Северо-Ставропольская, 6 - Пелагиадинская, 7 - Казинская, 8 - Сенгилеевская; III - глины; IV - песчано-глинистые газоносные породы; V - направление движения вод; VI - отметка контакта вода-газ. Профили залежей: I - I' (Северо-Ставропольская); II - II' (Сенгилеевская); III - III' (Расшеватская); VI - VI' (Безопасненская); V - V' (Кугультинская)

начала разработки газовых залежей, в условиях ненарушенного естественного жестко-водонапорного режима. На карте хадумского водоносного горизонта (рис.61) показаны гидроизопьезы, свидетельствующие о движении подземных вод с запада - юго-запада на северо-восток. В результате влияния потока пластовых вод газовые залежи смещались по направлению потока. Величины смещения были разными и определялись в профильных сечениях, указанных на рис.61,а. Так, на Северо-Ставропольском месторождении, профильный разрез I-I' которого показан для примера на рис.61,б, величина смещения залежи по вертикали составила 55 м, на Сенгилеевском - 70 м, на Расшеватском 30-35 м, на Кугультинском 35-40 м.

В инфильтрационных водонапорных системах этого типа в результате интенсивного водообмена и проницаемости пластов воды обычно обладают низкой минерализацией. Подобный режим выявлен также в залежах караган-чокракских отложений Терско-Сунженского бассейна в Восточном Предкавказье и верхних горизонтах межгорных бассейнов Скалистых гор США.

При упруго-водонапорном режиме нефть, газ и вода, которые отбираются из пласта, замещаются водой, поступающей за счет расширения сжатой в водонапорном комплексе воды и частично породы, вследствие падения давления в области эксплуатационных скважин. Упруго-водонапорный режим проявляется в различных гидрогеологических условиях. Им могут обладать залежи, приуроченные к природным водонапорным системам инфильтрационного типа с холмистыми и равнинными зонами создания напора, имеющие слабую гидродинамическую связь с областью питания вследствие большой удаленности от нее. Этот режим проявляется при небольших скоростях естественного подземного потока и небольших гидравлических уклонах. Существенное значение имеют и размеры залежи. При больших размерах залежей и невысокой проницаемости коллекторов, а также при изолированности залежей от водоносной части пласта основной формой энергии будут упругие свойства флюидов и породы.

Химический состав и минерализация вод могут быть различными. Однако обычно преобладают высокоминерализованные воды (рассолы) хлоридно-кальциевого типа. Упруго-водонапорный режим характерен для залежей, приуроченных, например, к геостатическим вырождающимся ГГДС с пластовыми давлениями, близкими к условным гидростатическим. В элизионных геостатических развивающихся ГГДС со сверхгидростатическими давлениями в процессе разработки залежей отмечается быстрое снижение пластовых давлений, но все же при этом обеспечиваются более высокий коэффициент извлечения нефти и более интенсивный темп разработки (М.М.Иванова, Л.Ф.Дементьев, И.П.Чоловский, 1992).

При газовых режимах воды неподвижны и отбор нефти и газа, а частично и попутных вод происходит за счет расширения газа. Газовые режимы характерны для залежей, содержащих растворенный, свободный и окклюдированный газ в нефти, приуроченных к водонапорным комплексам небольших размеров и характеризующихся небольшими скоростями подземного потока.

При отсутствии значительного количества газа и изолированности от воды в залежи нефти возможен гравитационный режим. Основным источником энергии, продвигающим нефть к забоям скважин, является действие силы тяжести.

Таким образом, для прогноза возможных режимов нефтегазоводоносных пластов по гидрогеологическим данным необходимо изучение типа и строения водонапорных систем, а также взаимосвязи их в нефтегазоносном бассейне. Существенное значение имеют определение наличия или отсутствия тектонических нарушений, разделяющих залежи на блоки, установление гидравлической связи этих частей залежи с законтурной зоной. Важное

значение имеет определение положения зон создания напора и очагов разгрузки, гидрохимической характеристики пластовых вод, гидродинамических градиентов и т.п. Все эти данные могут лечь в основу прогнозирования режимов залежей.

10.5. Использование гидрогеологических данных для проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений

При проектировании разработки гидрогеологические данные позволяют уточнить энергетические характеристики нефтегазовых залежей, наличие или отсутствие гидравлической сообщаемости продуктивных горизонтов между собой, определить влияние разработки залежи на соседние месторождения, приуроченные к единой водонапорной системе и т.п.

При проектировании разработки существенное значение имеет установление гидродинамической связи залежей нефти и газа с законтурной водоносной зоной, так как эти условия в ряде случаев определяют выбор методов воздействия на пласт и технологию разработки залежей углеводородов.

Имеются многочисленные примеры, когда залежи изолированы от пластовых вод кальцитовым цементом и битумом. Толщина битуминизированной зоны может достигать нескольких метров, но может составлять и сотни метров. Такой слой битума и является экраном, запечатывающим залежь от водоносной части коллекторов. Подобное явление отмечено в залежах, приуроченных к карбонатным коллекторам Куйбышевского Поволжья, к рифогенным карбонатным массивам артинского возраста в Предуральском краевом прогибе, в турнейских породах Большекинельского вала в Оренбургской области, в залежах с песчаными коллекторами в Азербайджане и в ряде других районов.

В начальный период разработки связь таких залежей с законтурной зоной крайне незначительна и она начинает проявляться лишь при очень больших перепадах давления. Изучение гидродинамической связи залежей нефти необходимо и на стадии проектирования и в последующем в процессе разработки. Об изолированности или взаимосвязи залежей и пластовых вод можно судить, анализируя динамику пластового давления в эксплуатационных и пьезометрических скважинах (метод гидропрослушивания). Такие исследования были проведены Ю.П.Гаттенбергером и В.П.Дьяконовым в 1963-1965 гг. в начале освоения нефтяных месторождений Западной Сибири. Так, на Мегионском месторождении по

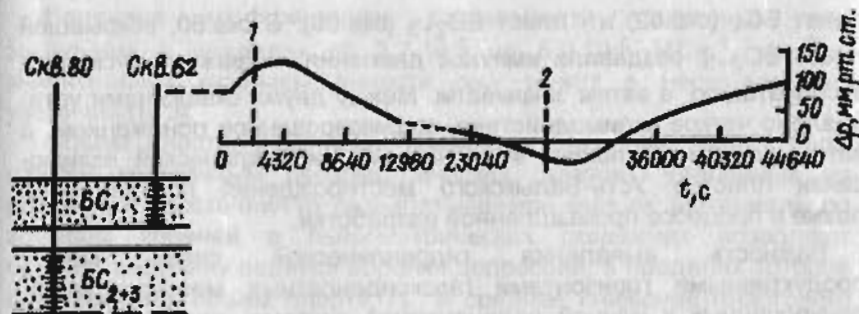


Рис.62. Выявление гидродинамической связи пластов в разрезе месторождения (кривая изменения устьевого давления в скв.62 пласта БС₁ от пуска и остановки скв.80 пласта БС₂₊₃ Усть-Балыкского месторождения), по Ю.П. Гаттенбергеру, В.П. Дьяконову: 1 - пуск в эксплуатацию скв.80, 2 - остановка скв.80

пласту БВ₈ исследовались три пары скважин, расположенных на западном и восточном крыльях структуры. Импульс давления создавался последовательным пуском и остановкой трех нефтяных скважин. Для улавливания импульса были оборудованы две законтурные пьезометрические скважины. Давления в них регистрировались с помощью устьевых дифференциальных манометров. Было установлено, что импульс давления регистрируется через 4-5 сут. при расстоянии между скважинами 1,7-2,3 км. Гидропрослушивание показало, что при прохождении волн давления через область водонефтяного контакта каких-либо аномальных отклонений не происходит, т.е. нефтяная и водяная зоны пласта БВ₈ гидродинамически связаны между собой. Аналогичные исследования были проведены и по другим месторождениям Западной Сибири и были затем учтены в соответствующих проектах разработки.

Метод гидропрослушивания наряду с использованием данных о химическом и газовом составе вод, может с успехом применяться и для выявления сообщаемости различных пластов в вертикальном разрезе единого месторождения. Те же исследователи (Ю.П.Гаттенбергер, В.П.Дьяконов, 1964) во время опытной эксплуатации Усть-Балыкского месторождения в Западной Сибири установили гидродинамическую связь между пластами БС₁ и БС₂₊₃, хотя никаких признаков литологических окон в глинистых породах раздела между ними до этого не было обнаружено. Гидропрослушивание было проведено в центральной части месторождения между двумя скважинами (рис.62), вскрывшими -

пласт БС₁ (скв.62) и - пласт БС₂₊₃ (скв.80). В скв.80, вскрывшей пласт БС₂₊₃, создавали импульс давления - скважину пускали в эксплуатацию, а затем закрывали. Между двумя скважинами установлено четкое взаимодействие, зафиксированное понижением, а затем ростом давления. Факт наличия гидравлической взаимосвязи пластов Усть-Балыкского месторождения подтвердился позже в процессе промышленной разработки.

Важность выявления гидравлической связи между продуктивными горизонтами газоконденсатных месторождений, приуроченных к единой водонапорной системе, подтверждается исследованиями В.В.Савченко (1994), проведенными на Северном Кавказе. Так, на Ленинградском газоконденсатном месторождении при анализе разработки залежей отдельных эксплуатационных объектов установлена их взаимосвязь не только в газонасыщенной части пласта, но и за ее пределами.

Следствием такой взаимосвязи являются расширение залежей, не введенных в разработку, снижение в них пластового давления, возможность прорыва газа расширяющейся залежи в водонасыщенную часть, уход газа в вышележащие горизонты. Таким образом, неучет факта взаимодействия продуктивных горизонтов может значительно осложнить разработку газовых месторождений и привести к снижению конечной газоотдачи.

Для проектирования разработки большое значение приобретает оценка энергетических возможностей того или иного режима. Ввиду того, что упругая стадия проявляется при всех режимах, существенное значение имеет определение упругого запаса жидкости в пласте. Под упругим запасом жидкости в пласте понимается количество жидкости, которое извлекается из пласта при снижении давления за счет объемной упругости самого пласта. Упругий запас характеризует потенциальные возможности добычи жидкости из пласта при заданном снижении давления. Упругий запас жидкости в пласте определяется по формуле, предложенной В.Н.Щелкачевым:

$$\Delta V_3 = (m \beta_{ж} + \beta_c) V_0 \Delta p,$$

где: ΔV_3 - упругий запас жидкости внутри объема пласта V_0 при снижении давления на величину Δp , м³; m - пористость пласта; $\beta_{ж}$ - коэффициент сжимаемости жидкости, МПа⁻¹; β_c - коэффициент сжимаемости породы, МПа⁻¹; Δp - заданное изменение пластового давления, МПа.

Величина коэффициента сжимаемости пластовых вод заключена в пределах от $2,7 \cdot 10^{-5}$ до $5,0 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹, но при значительной газонасыщенности она может в несколько раз увеличиваться.

Объем пласта, в котором снижается давление, может быть найден по данным пьезометрических скважин, удаленных на различные расстояния от разрабатываемой залежи. Материалы по замерам уровней в пьезометрических скважинах позволяют оценить величину радиуса воронки депрессии, в пределах которой определяется объем пласта V_0 , и среднее снижение пластового давления Δp .

Данные об упругом запасе можно использовать для прогноза процесса разработки залежи и определения мер воздействия на пласт.

Большое значение имеют гидрогеологические материалы для вычисления коэффициента возмещения (KB), предложенного А.П.Козловым и Е.М.Минским. Этот коэффициент также характеризует режимы нефтегазоносных пластов. Его вычисляют по формуле:

$$KB = \frac{V_1 + V_2}{Q_{ж}},$$

где V_1 - объем жидкости, поступающей в депрессионную зону в результате перепада давления между скважиной (или группой скважин), эксплуатирующей пласт, и контуром питания; V_2 - упругий запас жидкости в пласте, м³; $Q_{ж}$ - извлекаемый объем жидкости и газа, м³.

Величину V_1 определяют исходя из заданного перепада давления между скважиной (группой скважин) и контуром питания пласта и значения заданного радиуса воронки депрессии по формуле Дарси. Для ее вычисления необходимо знать проницаемость коллектора, вязкость воды в пласте и пластовое давление (или приведенный статический уровень) на внешнем контуре воронки депрессии (условном контуре питания). Упругий запас жидкости в пласте V_2 рассчитывают по формуле В.Н.Щелкачева. Теоретически величина KB может колебаться от единицы при жестко-водонапорном режиме до нуля при газовом режиме. При значениях KB меньших единицы, но больших нуля, воды могут поступать в залежь и за счет подземного потока и за счет упругих сил, т.е. может быть упруго-водонапорный режим или смешанные формы водонапорного и упругого режимов.

Таким образом, КВ рассчитывают с использованием гидрогеологических материалов и прежде всего карт гидроизопьез (гидроизобар) и учитывают при характеристике режима и составлении проекта разработки.

Многолетний опыт разработки групп месторождений свидетельствует о наличии взаимосвязи залежей нефти и газа, даже находящихся на значительном расстоянии друг от друга. Поэтому актуальным стало рассмотрение условий разработки групп нефтяных и особенно газовых месторождений как единого целого. Такие исследования проводились в Краснодарском крае, в Западном Узбекистане и других районах.

При комплексном проектировании разработки групп месторождений роль гидрогеологических исследований особенно значительна.

Важной задачей гидрогеологических исследований в процессе проектирования разработки залежей нефти является выбор водоисточников для закачки воды в продуктивные горизонты в целях поддержания пластового давления. Для закачки в нефтяные пласты используют воду различных водоисточников (рек, озер, морей, подземных водоносных горизонтов), воду, добываемую попутно с нефтью из нефтяных пластов, а также сточную воду промышленных производств. Проще и, казалось бы, дешевле использовать воду речную или озерную. Однако это может привести к истощению водных ресурсов, особенно в засушливых районах. Кроме того поверхностные воды содержат большое количество взвешенных частиц, растворенный кислород, а также сульфат-редуцирующие бактерии, что может привести к сероводородному заражению и образованию нерастворимых осадков. Поэтому сейчас широко используется закачка вод из верхних водоносных горизонтов нефтегазовых месторождений. Так, в Среднем Приобье на ряде месторождений воду получают из альб-сеноманских отложений, которую затем закачивают в продуктивные пласты неокома. Широко используются попутные воды нефтяных промыслов и сточные воды промышленных предприятий. Добыча попутной воды по мере эксплуатации месторождения постоянно возрастает, поэтому использование попутных вод в системах заводнения нефтяных месторождений является перспективным направлением, так как способствует их утилизации.

На проектной стадии при освоении нефтяного месторождения целесообразно проводить предварительную оценку водоносных горизонтов и их потенциальных возможностей как водоисточников. Выбранные наиболее перспективные горизонты тщательно опробуют и исследуют. С этой целью используют как ранее пробуренные, но не давшие притоков нефти и газа, так и

специальные скважины. В скважинах измеряют дебиты воды, определяют величины статических уровней, фильтрационные параметры, температуру, отбирают пробы воды для изучения химического состава воды и водорастворенных газов, подсчитывают эксплуатационные запасы водоносных горизонтов.

При выборе вод для закачки в продуктивные горизонты необходимо учитывать, что закачиваемая вода любого происхождения встречается с пластовой водой и вступает с ней во взаимодействие, которое может привести к выпадению осадков и выделению газов. Это необходимо учитывать при законтурном и внутриконтурном заводнении. При полной идентичности химического состава вод, т.е. химической совместимости, реакции между компонентами растворов не идут. При химической несовместимости закачиваемых и пластовых вод возможны следующие наиболее характерные реакции. Например, между сульфатом кальция закачиваемой воды (морской) и карбонатом натрия пластовой воды: $CaSO_4 + Na_2CO_3 \rightarrow Na_2SO_4 + CaCO_3 \downarrow$; между сульфатом магния закачиваемой воды (морской) и хлоридом кальция пластовой воды: $MgSO_4 + CaCl_2 \rightarrow MgCl_2 + CaSO_4 \downarrow$; между сульфатом натрия закачиваемой воды (речной) и хлоридом кальция пластовой воды: $Na_2SO_4 + CaCl_2 \rightarrow 2NaCl + CaSO_4 \downarrow$; между растворенным молекулярным кислородом закачиваемой воды (речной, морской и др.) и сероводородом пластовой воды: $1/2O_2 + H_2S \rightarrow H_2O + S$.

Эти реакции приводят к образованию осадков карбоната и сульфата кальция, а также свободной серы, коагулирующих и цементирующих поры, пустоты, трещины в породах, ухудшающих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных горизонтов.

При закачке воды внутрь контура нефтеносности большое значение приобретают нефтewымывающие свойства вод, связанные с поверхностной активностью вод на границе с нефтью.

При выборе водоисточников для заводнения необходимо учитывать возможность сероводородного заражения. Сероводород может образоваться в результате взаимодействия сульфатсодержащих закачиваемых вод (речных, озерных, морских) с нефтью при участии бактерий, заносимых с закачиваемыми водами. В соответствии с реакциями, рассмотренными в разд. 8.6, образуется сероводород, вызывающий коррозию металла и цемента. Это явление наиболее широко проявляется на нефтяных месторождениях с интенсивной закачкой вод при значительном обводнении залежей и отмечен в различных нефтедобывающих районах (Арланское, Ромашкинское, Жетыбайское, Узеньское и другие месторождения). При обнаружении сульфатредуцирующих

бактерий в водах, предлагаемых для закачки в продуктивные пласты, следует проводить их обработку - стерилизацию, чтобы избежать образования сероводорода.

А.Р.Ахундовым сформулированы требования к качеству воды для внутриконтурного заводнения нефтяных залежей Азербайджана, которые могут учитываться при аналогичных работах и в других районах. Они предусматривают, что закачиваемая вода должна: обладать высокой нефтewымывающей способностью; по составу быть стабильной, при температуре пласта не давать осадка солей; по составу быть близкой к пластовой; не иметь взвеси более 1 мг/л; не содержать различных солей, способных выпадать в осадки; не содержать глинистых частиц; не содержать нефти более 3-5 мг/л; не обладать коррозионными свойствами.

Перечисленные основные требования к качеству воды предусматривают изучение природных вод различных водоисточников и изыскание необходимых методов обработки воды для доведения их до требуемых кондиций.

10.6. Гидрогеологические данные и методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений

Гидрогеологические данные, полученные в результате опробования продуктивных и водоносных горизонтов, в процессе разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений могут быть представлены в виде разрезов, профилей, карт и графиков. Для построения гидрогеологического разреза используются наиболее достоверные, типичные или средние анализы вод по отдельным горизонтам, данные о статических уровнях, составе водорастворенных газов, сведения о температуре и содержании микрокомпонентов, а также вся информация о подземных водах в виде различных коэффициентов, характеризующих специфические особенности вод продуктивных пластов. В качестве примера приведен гидрогеологический разрез Ярино-Каменоложского месторождения, составленный И.Н.Шестовым (рис.63).

При существенном изменении состава вод по площади целесообразно построение гидрогеохимических карт для отдельных пластов. Такие карты позволяют детально изучать изменения состава вод в зависимости от геологического строения, особенно при наличии зон выклинивания, стратиграфических несогласий, экранирующих тектонических нарушений и т.п. Показательными

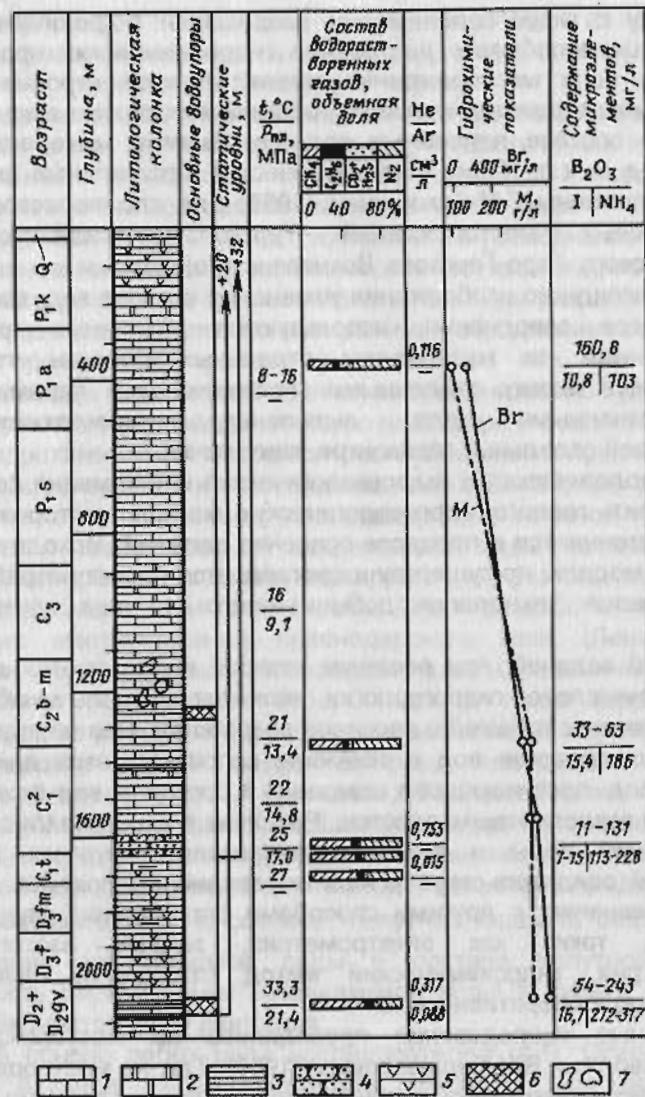


Рис.63. Гидрогеологический разрез Ярино-Каменоложского месторождения (по И.Н.Шестову).

1 - известняки; 2 - доломиты; 3 - глины (аргиллиты); 4 - песчаники, алевролиты; 5 - гипс, ангидрит; 6 - основные водоупоры; 7 - зоны древнего карста

могут быть карты, построенные до начала разработки и пополняющиеся данными, уже полученными в процессе эксплуатации. Сопоставление таких карт дает возможность судить о характере обводнения залежи в процессе разработки.

Наряду с гидрогеологическим разрезом и гидрохимическими картами целесообразно построение гидрохимических профилей, особенно если месторождение имеет сложное строение. При построении гидрогеологических профилей используют всю информацию о составе подземных вод; сведения о минерализации, типах вод и т.п. Такие гидрохимические профильные разрезы были выполнены Г.М.Сухаревым (1956) для сложнопостроенных нефтегазовых месторождений Терско-Сунженской области (Октябрьского, Гора-Горского, Вознесенского).

Для наглядного изображения изменения состава вод, особенно в процессе заводнения, используются различные графики, составленные по материалам отдельных скважин, графики зависимости между отдельными геохимическими параметрами, предназначенными для выявления гидрогеохимических показателей отдельных горизонтов, свит, пачек.

Вся геологическая и гидрогеологическая информация позволяет составить геолого-гидрогеологическую модель месторождения, которая уточняется в процессе освоения залежей. Исходя из знания этой модели, по существу и составляется проект разработки и определяется технология добычи нефти и газа конкретных залежей.

Важной задачей, при решении которой используются данные нефтепромысловой гидрогеологии, является контроль за обводнением скважин и залежей в процессе разработки. При определении аварийных притоков вод в скважине сопоставляются данные о составе вод, поступающих в скважину, с составом вод эксплуатируемых и вышележащих пластов. Различия в свойствах и составе исследуемой воды и вод пластов, эксплуатируемых данной скважиной, свидетельствует о наличии аварийного притока.

По сравнению с другими способами определения аварийных притоков, таких как электрометрия, закачка изотопов и термометрия, гидрохимический метод отличается невысокой стоимостью и оперативностью.

Подобные исследования проводились на месторождениях Урало-Поволжья В.И.Вищезеровым (1968). Так, на месторождении Красный Яр наблюдалось интенсивное обводнение скважин, ранее дававших чистую нефть.

Часть исследователей считала это обводнение естественным, происходящим в результате замещения нефти пластовыми водами. Однако химические анализы попутной воды показали, что во многих скважинах она значительно отличается от пластовой. Детальные исследования подземных вод разреза отложений позволили установить, что попутная вода является посторонней и проникает в скважины через нарушения колонн вследствие

сероводородной коррозии последних. Из 21 скважины, обследованной гидрогеологами, подверглись ремонту 11 скважин, и все они стали давать безводную нефть.

Гидрохимический метод определения притоков вод в скважинах возможен при детальном знании гидрогеологических показателей отдельных горизонтов, хорошей изученности свойств вод продуктивных пластов и изменения их по площади.

Гидрохимический метод контроля за обводнением залежей основан на наблюдениях за химическим составом вод, получаемых в процессе разработки залежи нефти и газа. При разработке залежей углеводородов на естественных режимах обводнение происходит за счет продвижения краевых (подошвенных) вод. По изменению состава вод в отдельных скважинах во времени можно судить о темпе и направлении перемещения вод по пласту при его эксплуатации.

Гидрохимический метод контроля обводнения применяется при разработке газовых и газоконденсатных залежей, где обводнение за счет законтурных вод, сопровождаемое заменой получаемой вместе с газом пресной конденсатной воды высокоминерализованной краевой, хорошо маркируется по резкому возрастанию минерализации или хлоридности. Опыт разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края (Ленинградское, Каневское, Челбасское) показывает, что гидрохимический метод позволяет регулировать отборы газа, а также корректировать проведение ремонтно-изоляционных работ на месторождении.

Гидрохимический метод контроля заводнения нефтяных залежей применялся П.К.Азимовым, И.Б.Розенбергом, А.Р.Ахундовым, А.М.Никаноровым, Л.Н.Шалаевым и др. По составу попутной воды и изученным закономерностям смешения пластовой и нагнетаемой вод гидрохимический метод позволяет определить долю закачиваемой воды в составе попутной, оценить скорость перемещения закачиваемой воды в составе попутной, оценить скорость перемещения закачиваемой воды и судить о путях ее преимущественного движения.

На основе работ ряда исследователей (А.Н.Огильви и др.). А.Р.Ахундов (1969) предложил формулу для определения пропорций двух смешивающихся вод в составе смесей:

$$X = \frac{(C - B)100}{A - B},$$

где X - содержание первой воды в составе смеси, %; A - содержание какого-либо компонента химического состава (например хлора) в первой воде, мг-экв/л; B - содержание того же компонента во второй воде, мг-экв/л; C - содержание того же компонента в смеси, мг-экв/л.

В качестве первой воды (А) можно рассматривать пластовую воду, в качестве второй (В) воду, закачиваемую в пласт в целях поддержания давления, С - как попутную воду.

Формула справедлива для тех случаев, когда не происходит вторичных процессов, выпадения осадков, выделения газов и т.п. В противном случае нарушается прямолинейная зависимость, так как часть ионов выводится из состава вод-смесей.

Для более точного решения задачи рекомендуется определять все главные компоненты состава вод, а затем выводить среднюю величину X , т.е.:

$$X = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n},$$

где X_1, X_2, \dots, X_n - содержание первой воды в составе смеси, определенные по отдельным компонентам (хлору, натрию и др.); n - число рассматриваемых компонентов.

В качестве примера использования гидрохимического метода контроля заводнения следует привести результаты исследования, приведенные А.М.Никаноровым (1977) на месторождении Карабулак-Ачалуки. Нефтяная залежь в верхнемеловых отложениях месторождения Карабулак-Ачалуки приурочена к толще трещиноватых известняков мощностью около 300 м. Проницаемость обусловлена наличием трещин различной раскрытости. Максимальная трещиноватость наблюдается в сводовой части складки и на участках, примыкающих к тектоническим нарушениям, разделяющим залежь на пять блоков. Залежь подпирается водами хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 1100-1700 мг-экв/л. Начиная с 1959 г. началось нагнетание пресной воды в приконтурную зону пласта.

Результаты подсчета процентного соотношения вод пластовых и закачиваемых в смеси использованы для построения карт заводненности коллектора. Пример такой карты показан на рис. 64, из которого видно, что внедрение закачиваемых вод в пласт происходит неравномерно. Положение фронта нагнетания локализовалось вокруг нагнетательных скважин, со временем удаляясь от них на различные расстояния, зависящие от перепадов давления и фильтрационных свойств коллектора. Динамика процесса заводнения может быть прослежена при сравнении таких карт, построенных на разные даты разработки. По разности заводненных объемов между какими-либо датами определяется объем, заполненный нагнетаемой водой в рассматриваемый период времени. По анализу состояния нагнетания, скоростям продвижения вод и положению фронта

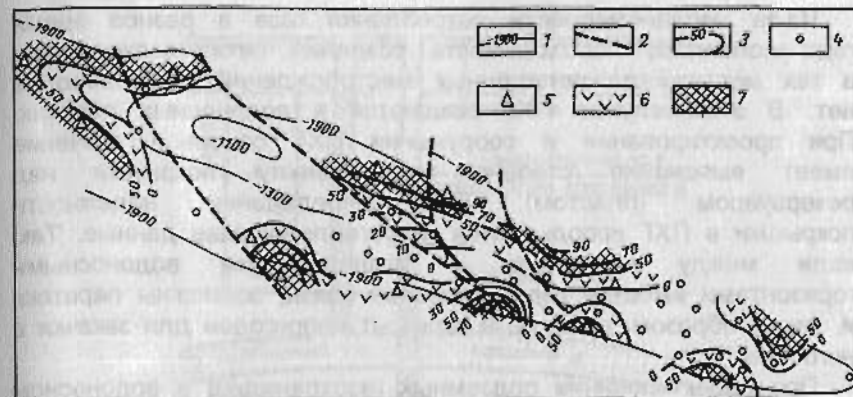


Рис. 64. Карта распределения нагнетаемой воды в заводненном объеме верхнемеловой залежи месторождения Карабулак-Ачалуки по состоянию на 01.01.1964 г. (по А.М. Никанорову):

1 - изогипсы на кровле верхнемеловых отложений, м; 2 - тектонические нарушения; 3 - линии равного процентного соотношения пластовой и нагнетаемой вод; скважины: 4 - добывающие, 5 - нагнетательные; зоны с содержанием нагнетаемой воды в пластовой (% по объему): 6 - от 0 до 50, 7 - более 50

нагнетания были сделаны рекомендации по ограничению отборов и закачки в некоторых добывающих и нагнетательных скважинах, т.е. конкретные рекомендации по регулированию разработки Карабулак-Ачалукского месторождения.

Гидрохимические методы контроля за обводнением и заводнением залежей нефти отличаются технической простотой, большой надежностью и экономичностью.

10.7. Гидрогеологические основы подземного хранения газа и захоронения промышленных стоков

Для подземного хранения газа, а также для захоронения промышленных стоков используются резервуары, которые могут быть приурочены к истощенным нефтяным и газовым пластам, водоносным пластам, а также к искусственно создаваемым емкостям в толщах солей, доломитов и гранитов. Первые подземные хранилища газа (ПХГ) начали обустраиваться на истощенных месторождениях углеводородов Самарской и Саратовской областей с 50-х годов. Сейчас такие хранилища есть и в России и за рубежом.

Из-за неравномерности потребления газа в разное время года появилась необходимость создания сети газохранилищ в тех местах, где истощенных месторождений углеводородов нет. В этом случае ПХГ создаются в водоносных пластах. При проектировании и сооружении ПХГ основное значение имеет выяснение степени герметичности крышки над резервуаром (пластом). При определении надежности крышки в ПХГ используются гидрогеологические данные. Так, если между проектным и вышележащим водоносными горизонтами имеется гидравлическая связь, возможны перетоки и, таким образом, проектный горизонт непригоден для закачки в него газа.

При проектировании подземных газохранилищ в водоносном пласте П.Уизерспун, Т.Миллер, Р.Донован (1962) рекомендуют использовать гидрохимические и гидродинамические методы. Гидрохимический метод заключается в сравнении составов вод проектного и вышележащих горизонтов. Если химические составы вод проектного и вышележащих горизонтов различны, значит гидравлическая связь и перетоки между этими горизонтами отсутствуют, а следовательно, проектный горизонт пригоден для хранения газа. Если химический состав вод проектного пласта такой же, что и химический состав верхних вод, то вероятны гидравлическая связь и перетоки между ними. Следовательно, проектный пласт непригоден для хранения газа.

Гидродинамический метод заключается в следующем. Если пьезометрическая поверхность проектного пласта *B* (рис.65) располагается ниже пьезометрической поверхности вышележащего пласта *A*, то вероятность перетоков из *B* в *A* отсутствует, и значит пласт *B* пригоден для закачки газа. Этот случай изображен на схеме. При обратном соотношении пьезометрических поверхностей пластов закачка газа в пласт *B* нецелесообразна.

Получаемые этими методами положительные данные в последующем должны проверяться специальными наблюдениями при опытной закачке газа. Во время эксплуатации ПХГ следует наблюдать за теми изменениями естественных условий, которые возникают под влиянием закачки газа. Основная цель наблюдений заключается в фиксации утечки газа и расползании искусственной газовой залежи. Подземные хранилища сжиженных углеводородных газов и нефти, преимущественно в солях, построены у нас и за рубежом. Так, в Германии в толще солей искусственно созданы камеры для хранения природных и сжиженных газов, а также нефтепродуктов общей емкостью до 40 млн. м³.

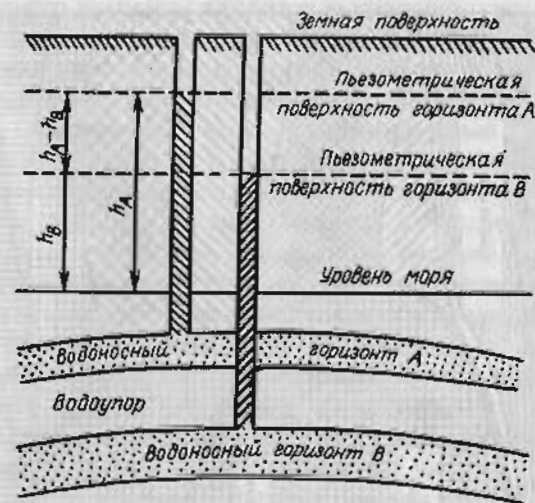


Рис.65. Схема соотношений водоносных горизонтов с различными напорами для оценки условий хранения газов и жидкостей и захоронения промышленных стоков в водоносных пластах (по П. Уизерспуну и др.)

На рис.66 приведен геологический разрез соляного штока в Северной Германии, в толще которого созданы искусственные полости для хранения газа и нефтепродуктов. В США построены нефтехранилища в солях вблизи Мексиканского залива. Суммарный объем этих подземных емкостей составил 200 млн. м³. Во Франции компания "Эльф-Юнион" (г. Гарфанвиль) построила подземное хранилище в скальном грунте объемом 1,9 млн. м³ для мазута и 600 тыс. м³ для бензина и газойля (А.Я.Гаев, В.Д.Шугорев, А.П.Бутолин, 1986). Гидрогеологические исследования при сооружении хранилищ для газа и нефтепродуктов в толщах солей проводятся в надсолевых отложениях с целью выяснения возможностей развития карста и контроля за утечкой углеводородов.

Еще в более широких масштабах используются естественные подземные резервуары для захоронения промышленных стоков. В нефтегазодобывающей промышленности захоронению подлежат сточные воды, которые не могут быть использованы и для которых не могут быть применены какие-либо способы очистки или уничтожения. При необходимости сброса сточных вод важное значение приобретает выявление в разрезе нефтегазовых месторождений поглощающих горизонтов и зон. Выбрать такие горизонты позволяет гидрогеологическая изученность разреза. Важнейшей гидрогеологической задачей, которая требует

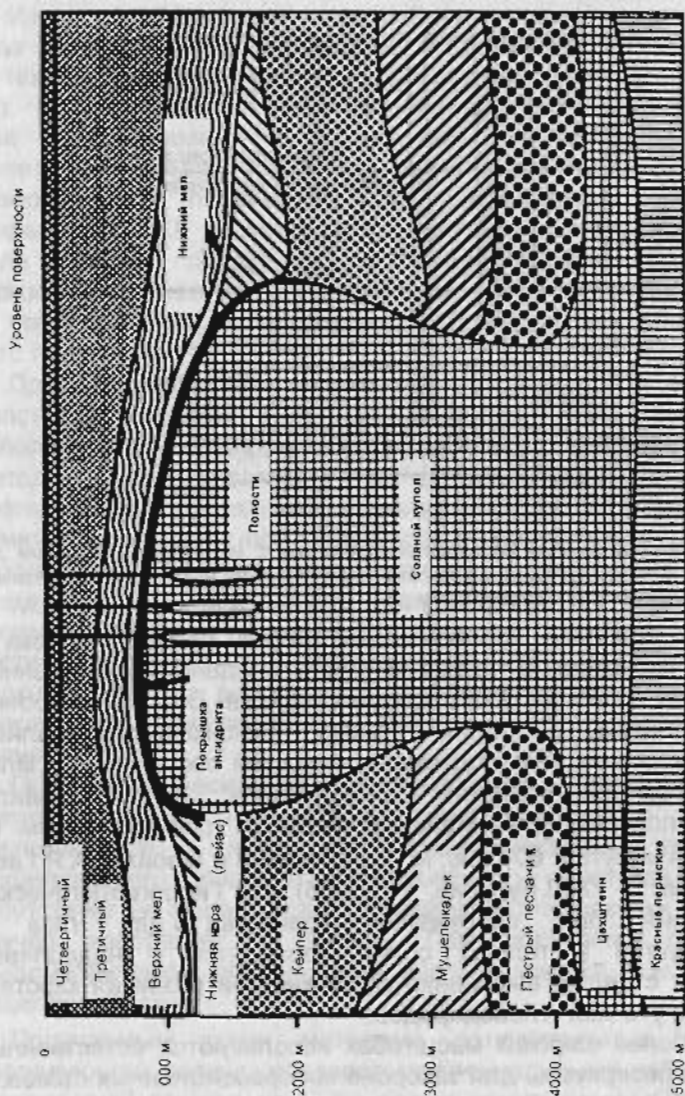


Рис. 66. Схематическое изображение соляного купола с полостями хранения в Северной Германии (Энциклопедия газовой промышленности, 1994)

первоочередного решения является выяснение возможности (или невозможности) перетоков вод через разделы, определяющие условия взаимодействия водоносных горизонтов. Это важно для прогноза миграции загрязнений и попадания промышленных стоков в подземные воды, используемые для целей водоснабжения, лечебных и других. В поглощающих скважинах вышележащие горизонты должны быть надежно изолированы от загрязнения сточными водами. Закачка допускается только на глубины не менее 800 м. Гидрогеологические исследования предусматривают бурение опытных скважин и проведение опытно-исследовательских работ по определению приемистости и других параметров поглощающего пласта.

Необходимо проводить лабораторное изучение пород поглощающего пласта, его кровли и подошвы для определения физических свойств и влияния на них стоков, физико-химические исследования, расчеты необходимого числа поглощающих скважин, их расположения, опытные закачки стоков при режиме, соответствующем эксплуатационным условиям, и при наличии системы наблюдательных скважин. Горизонт для захоронения промстоков должен обладать значительной мощностью и хорошей приемистостью. Лучшими поглощающими горизонтами являются зоны палеокарста, трещиноватые известняки и другие породы. При проектировании захоронения промышленных стоков важное значение имеют данные наблюдений режимной сети. В районе сброса сточных вод организуются санитарно-защитные зоны, состоящие из двух-трех поясов.

Таким образом, гидрогеологические исследования необходимо проводить не только при проектировании и эксплуатации подземных хранилищ газа и нефтепродуктов, но и при использовании подземных резервуаров для утилизации промышленных стоков.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 10)

1. Какие воды при закачке в нефтяные пласты вызывают солеотложение?
2. Для каких целей применяется метод гидропрослушивания?
3. Каково происхождение сероводорода и какое значение имеет сероводород, образующийся в пластах при разработке нефтяных залежей?
4. На чем основаны прогнозы обводнения газовых залежей?

Раздел IV

Геологические основы проектирования, контроля и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений

Глава 11

Геологопромысловое обоснование систем разработки нефтяных и газовых залежей

11.1. Понятие о разработке и системе разработки

После окончания разведочных работ и подсчета запасов приступают к проектированию разработки. Проектные документы составляют на основе комплексного изучения геологопромысловых особенностей залежей продуктивных пластов, 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. Что же следует понимать под разработкой и системой разработки?

Разработкой нефтяной (газовой) залежи (месторождения) следует называть выполнение комплекса работ, предусмотренных соответствующими проектными и другими документами, по управлению процессом движения жидкости и газа в пласте к забоям добывающих скважин, установлению их числа и порядка ввода в эксплуатацию, режима их работы при использовании естественной энергии пласта или искусственного воздействия на него.

Системой разработки нефтяной (газовой) залежи следует называть определенную схему и принятый план разбуривания залежи нагнетательными и добывающими скважинами с учетом мероприятий по воздействию на пласт, контролю за правильностью эксплуатации пластов и скважин.

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); сроки фонтанирования скважин, перевода их на глубиннонасосную 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 самостоятельно 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 поведения отдельных показателей в процессе разработки проводится пробная эксплуатация.

11.2. Пробная (опытная) эксплуатация нефтяных залежей

После окончания разведочных работ (или параллельно с ними) основная часть разведочных скважин вводится в опытную (пробную) эксплуатацию, план которой утверждается главным геологом и главным инженером нефтегазодобывающего управления. Программа работ в процессе проведения опытной эксплуатации обязательно согласовывается 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 продуктивного пласта, которые определяются гидродинамическими (промысловыми) методами исследований.

В процессе пробной эксплуатации регулярно замеряются дебиты нефти, газа, воды на групповых сборных пунктах, процент обводненности продукции, количество выносимого песка. Устанавливается жесткий контроль за учетом добычи нефти, жидкости, воды, газа, а также за динамикой их добычи во времени. Большое внимание уделяется определению газового фактора, динамике его изменения во времени (особенно при снижении пластового давления ниже давления насыщения). За контуром нефтеносности из числа разведочных скважин выбирают пьезометрические скважины, в которых определяется изменение уровня пластовой воды в зависимости от отборов нефти, газа и воды из залежи. С этой целью эти скважины оборудуют пьезографами различных конструкций, с помощью которых непрерывно регистрируется уровень жидкости.

Для оценки физико-химических и товарных свойств нефти, газа и воды, берут поверхностные пробы этих флюидов. Кроме того, с помощью глубинных пробоотборников отбирают глубинные пробы 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 замерами дебитов нефти осуществляется 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 средневзвешенное пластовое давление как в пределах внешнего контура нефтеносности, так и в зоне отбора. Определяется возможность эксплуатации залежи при снижении давления ниже давления насыщения. Аналогичные исследования проводят по изучению динамики изменения забойного давления во времени в зависимости от различных режимов, определяется также возможность разработки залежи при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

Особое внимание в процессе пробной эксплуатации уделяется промысловым (гидродинамическим) исследованиям пластов и скважин. Снимаются индикаторные кривые как при $P_{гпл} < P_{нас}$, так и при $P_{гпл} > P_{нас}$. По кривым рассчитывают коэффициенты

продуктивности, проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности. Большое значение при этих исследованиях отводится снятию кривых восстановления давления, самопрослушиванию и гидропрослушиванию, обработка которых позволяет не только рассчитать фильтрационные параметры пласта, но и установить его неоднородность, а также гидродинамическую связь как отдельных скважин и пропластков между собой, так и нефтяной и законтурной частей залежи. По результатам гидродинамических исследований устанавливают наличие различных экранов, участков выклинивания пласта. Например, в Шаимском районе (Западная Сибирь) выклинивание продуктивного пласта зафиксировано с помощью самопрослушивания и гидропрослушивания.

Комплексная оценка проводимых исследований позволяет установить режим залежи, темп падения пластового давления, определить метод поддержания пластового давления по залежи. По каждой скважине и в целом по залежи устанавливается технологический режим их работы. Подготавливаются исходные данные для проектирования разработки, размещения добывающих и нагнетательных скважин, расчета динамики добычи нефти и газа, закачки воды в пласт. Оцениваются технико-экономические показатели разработки данной залежи (объекта).

11.3. Составление геологической основы документов по проектированию разработки

Каждый документ по проектированию разработки основан на длительном изучении залежей, связанном с поисками, разведкой, оконтуриванием, опробованием, проведением пробной эксплуатации, бурением добывающих, нагнетательных скважин и т.п. Процесс проектирования состоит из ряда этапов. Первый этап связан с детальным геолого-геофизическим изучением залежи; на втором этапе на основе гидродинамических расчетов устанавливаются технологические показатели разработки определяемой системы разработки; третий этап заключается в технико-экономической оценке предлагаемых вариантов разработки.

С целью ускорения работ по изучению залежи был принят принцип двухстадийного проектирования нефтяных и газовых залежей. На первой стадии проектирования разработки обычно составляется технологическая схема разработки, основой которой является фактический материал, получаемый в результате разведочных работ и пробной эксплуатации. В некоторых случаях для крупных месторождений вначале составляется принци-

пальная схема разработки, а затем в соответствии с ней - технологические схемы отдельных эксплуатационных объектов.

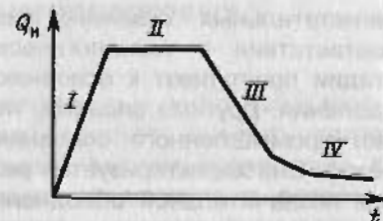
Вторая стадия проектирования разработки заключается в составлении проекта разработки эксплуатационного объекта. Основой его является фактический материал, получаемый в результате бурения добывающих и нагнетательных скважин, а также результаты состояния разработки эксплуатационного объекта за весь предыдущий срок - с момента составления технологической схемы разработки.

Технологическая схема разработки прежде всего включает геологическую часть, в которой подробно описывается: 1) орография и геоморфология; 2) история геологического изучения района; 3) литолого-стратиграфическое описание разреза; 4) тектоническое строение площади; 5) нефте-газоносность разреза; 6) водоносность. Следующая часть - геологопромысловая характеристика пласта - освещает следующее: 1) обоснование границ пласта, обоснование ВНК, ГВК, ГНК, положение контуров нефте-носности, эффективные и нефтенасыщенные мощности; 2) коллекторские свойства пласта: гранулометрия, пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность по комплексу различных методов; 3) свойства флюидов в пластовых условиях; 4) неоднородность пластов; 5) энергетическую характеристику залежей; 6) запасы нефти и газа.

В технологической части обосновывается выделение эксплуатационных объектов, обосновываются система разработки и метод поддержания пластового давления. Основное внимание уделяется результатам гидродинамических расчетов и динамике технологических показателей разработки (количество скважин, добыча нефти, газа, воды, закачки агента) за весь срок разработки. Приводятся технико-экономические показатели разработки, на основе анализа которых обосновывается рациональный вариант разработки. Большое внимание уделяется методам повышения коэффициента нефтегазоотдачи. В заключительных разделах этой части приводится перечень мероприятий по охране недр и окружающей среды.

В проекте разработки перечень вопросов геологической части остается тем же, что и в технологической схеме разработки, однако все главы этой части излагаются с учетом всех уточнений, полученных в результате изучения и обобщения фактического материала. При описании геологического строения залежи (эксплуатационного объекта) основное внимание уделяется характеристике геологической неоднородности, фильтрационным параметрам залежи, полученным в результате исследования всех пробуренных добывающих и нагнетательных скважин.

Рис. 67. Стадии разработки эксплуатационных объектов



Большое внимание в проекте разработки уделяют анализу существующей системы разработки, анализу полноты извлечения нефти, а также соответствию данной системы разработки геолого-промысловым особенностям залежи (эксплуатационного объекта). В технологической части уточняются система воздействия на пласт, количество и местоположение добывающих скважин основного и резервного фонда. В соответствии с уточненными геолого-промысловыми особенностями залежи, ее фильтрационными параметрами проводятся гидродинамические расчеты, позволяющие уточнить технологические и технико-экономические показатели разработки в динамике с учетом применения дополнительных методов повышения нефтеотдачи. В конечном итоге уточняется система разработки залежи, находящейся в разработке в соответствии с ранее принятой технологической схемой разработки.

К геологической части технологической схемы и проекта разработки прикладываются графические приложения, позволяющие наглядно показать геологическое строение как всего месторождения в целом, так и отдельных его залежей. Сюда обычно включаются корреляционные схемы, геологические разрезы, структурные карты, карты поверхностей ВНК, мощностей, распространения коллекторов, песчанности, расчлененности, изобар и др. От полноты и качества геологической информации в проектных документах зависят обоснование систем разработки, запланированные отборы нефти, газа, а также конечная нефтегазоотдача.

11.4. 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. 67).

Первая стадия характеризуется разбуриванием залежи (эксплуатационного объекта) основным фондом добывающих и

нагнетательных скважин, 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). Она характеризуется резким наращиванием добычи нефти при незначительной обводненности продукции. Для этой стадии характерен в основном фонтанный способ эксплуатации, она заканчивается получением максимального уровня добычи нефти.

Вторая стадия - это стадия стабилизации достигнутого максимального отбора нефти, она характеризуется разбуриванием эксплуатационного объекта оставшимися (по проекту) добывающими и нагнетательными скважинами. Скважины в основном эксплуатируются фонтанным способом, но к концу стадии начинается их перевод на механизированный способ эксплуатации. В продукции скважин наблюдается увеличение обводненности. В течение этой стадии пластовое давление начинает стабилизироваться, для этой цели принимаются дополнительные меры по его поддержанию. В течение первой и второй стадии разработки отбирается 40-70 % извлекаемых запасов нефти; обе стадии составляют основной период разработки.

Третья стадия характеризуется значительным снижением добычи нефти. Для нее характерен перевод последних из оставшихся фонтанирующих скважин на механизированный способ эксплуатации. В продукции скважин отмечается резкое увеличение ее обводненности, за счет чего часть добывающих скважин выбывает из числа действующих. Ежегодно добыча нефти снижается на 10-15 %. Из-за 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. Третья и четвертая стадии разработки, характеризующиеся падением добычи нефти, составляют поздний период разработки.

11.5. 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 разделенными, 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 выявленные залежи продуктивных пластов. С этой целью изучаются все продуктивные пласты, оцениваются 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. Существует три варианта систем разработки многопластовых месторождений: 1) сверху вниз; 2) снизу вверх; 3) комбинированная.

Система разработки сверху вниз применялась с момента возникновения нефтяной промышленности и продолжалась примерно до середины 20-х годов нашего столетия. Бурение велось ударным способом, скважиной вскрывался лишь верхний горизонт, выявляемый разведочными работами в разрезе многопластового месторождения (рис.68). Разведку нижележащих горизонтов, характеризующихся обычно большими запасами нефти, лучшей производительностью скважин удавалось проводить обычно уже после истощения и выработки верхнего горизонта. Такая система разработки, во-первых, не позволяла оценить в целом ресурсы месторождения, выявить наиболее продуктивные пласты. Во-вторых, разведка и разработка месторождений затягивалась на долгие годы, наращивание добычи происходило очень медленными темпами. В-третьих, значительно увеличивался метраж эксплуатационных колонн, что приводило к значительному росту капитальных вложений и себестоимости нефти.

Система разработки снизу вверх начала применяться с момента внедрения новой технологии - вращательного бурения, позволяющего первыми разведочными скважинами вскрывать весь нефтегазоносный разрез (или его большую часть) и

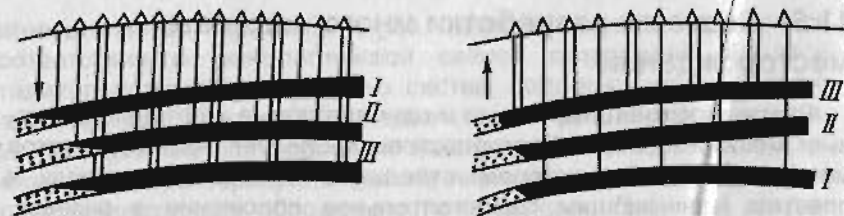


Рис.68. Схема разработки многопластового нефтяного месторождения по системе сверху вниз

Рис.69. Схема разработки многопластового нефтяного месторождения по системе снизу вверх

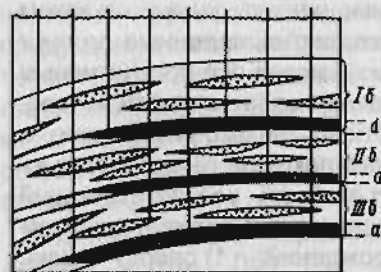


Рис.70. Схема разработки многопластового нефтяного месторождения по комбинированной системе:
а - базисный горизонт; б - возвратный объект; I, II, III - этажи разработки

изолировать все продуктивные пласты. В этом случае эксплуатационными скважинами вначале разбурился нижележащий горизонт, а затем поочередно все вышележащие (рис.69). Такая система разработки позволяла оценивать потенциальные ресурсы месторождения и разрабатывать вышележащие пласты путем возврата эксплуатационных скважин после истощения нижележащих горизонтов. Описываемая система дала возможность значительно уменьшить объем разведочного и эксплуатационного бурения, сократить капитальные вложения в разработку месторождения. В то же время и эта система не могла привести к быстрому увеличению добычи нефти и газа, сроки разработки месторождения в целом значительно затягивались. Естественно, что такая система разработки не обеспечивала народное хозяйство страны нефтью и газом.

Объективные условия - увеличение добычи нефти - привели к необходимости разбуривать многопластовые месторождения несколькими сериями эксплуатационных скважин. По результатам разведочных работ в пределах месторождения выделяется несколько этажей разработки, на каждый из которых планируется соответствующая серия эксплуатационных скважин. В пределах

этажа разработки выделяются эксплуатационные и возвратные объекты. Каждая серия эксплуатационных скважин может буриться как одновременно, так и последовательно, что позволяет значительно увеличить темпы добычи, уменьшить капитальные вложения, снизить себестоимость нефти и газа. Такая система разработки получила название комбинированной (рис.70).

Что же следует называть этажом разработки эксплуатационным объектом, объектом возврата, объектом разработки? Этажом разработки следует называть один или несколько продуктивных пластов, эксплуатируемых одной серией эксплуатационных скважин. Разработка залежей продуктивных пластов в пределах этажа осуществляется только по системе снизу вверх. Этажи разработки могут разбуриваться по системе снизу вверх, сверху вниз, либо одновременно. В пределах этажа разработки выделяются эксплуатационные объекты и объекты возврата.

Эксплуатационным объектом называется один или группа пластов, предназначенных для одновременной самостоятельной разработки одной серией эксплуатационных 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 производится контроль и регулирование разработки. Следовательно, эксплуатационный объект может состоять из нескольких объектов разработки.

Возвратным объектом эксплуатации называют один или несколько продуктивных пластов, на которые осуществляется возврат эксплуатационных скважин в пределах этажа разработки после окончания выработки нижележащего эксплуатационного объекта.

При разработке многопластовых месторождений большое внимание должно отводиться возможности одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды в одной скважине. Для этих целей

применяется специальное оборудование, позволяющее в одну скважину опускать несколько рядов насосно-компрессорных труб.

Таким образом, комбинированная система разработки позволяет очень четко, с учетом геологопромысловых особенностей каждого многопластового месторождения запроектировать свою, соответствующую, рациональную систему разработки. Она приводит за короткие сроки к достижению необходимого уровня добычи, обеспечению минимальной себестоимости нефти и газа и достижению максимальных коэффициентов нефтегазоотдачи.

11.6. Оценка возможности объединения нескольких пластов для совместной эксплуатации

В процессе проектирования разработки этажи разработки обычно выбираются таким образом, чтобы производительность нижнего (базисного) объекта эксплуатации была гораздо выше производительности верхних (возвратных) объектов. Обычно с целью повышения эффективности разработки, увеличения производительности скважин, снижения капитальных вложений в один эксплуатационный объект объединяется значительное количество продуктивных пластов. При решении вопроса о возможности объединения нескольких пластов для совместной разработки необходимо учитывать пять групп соответствующих факторов: 1) геологопромысловые; 2) технологические; 3) технические; 4) гидродинамические; 5) экономические.

11.6.1. Геологопромысловые факторы

Эти факторы рассматриваются по следующим направлениям: 1) расчленение разреза месторождения, выделение продуктивных пластов; 2) литологическая характеристика продуктивных пластов; 3) общая, эффективная и нефтенасыщенная мощности пластов; 4) коллекторские свойства пластов по керну и материалам промысловой геофизики; 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 покрышек; 8) методика определения ВНК и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности; 9) запасы

нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения; 10) установление первоначальных пластовых давлений в залежах и их соотношения по разрезу месторождения; 11) гидрогеологическая характеристика и режим залежей.

При рассмотрении вопроса о возможности объединения, совмещения в один объект эксплуатации нескольких продуктивных пластов кроме учета и характеристики отмеченных геологопромысловых факторов, важным моментом является также установление их количественных соотношений по смежным продуктивным пластам. При решении вопроса об объединении пластов для совместной эксплуатации в одной скважине основными качественными критериями являются:

- а) одинаковые физико-химические свойства нефтей;
 - б) совпадение площадей залежей в плане;
 - в) близкие пластовые давления;
 - г) одинаковые режимы залежей.
- Рассчитывается ранговая оценка каждого сравниваемого пласта по комплексу геологопромысловых признаков.

Таким образом, на основе анализа комплекса геологопромысловых факторов по каждому из сравниваемых пластов и их ранговой оценки дается предварительное геологопромысловое обоснование возможных вариантов объединения нескольких продуктивных пластов в эксплуатационный объект.

11.6.2. Технологические факторы

Как показал опыт выделения эксплуатационных объектов, среди этой группы факторов в основном учитываются следующие.

1. Выбор сетки эксплуатационных скважин 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 пятирядными расположениями эксплуатационных скважин. Сетка скважин обычно принимается равной 400x450; 450x500; 500x550; 550x600; 600x650; 650x700; 700x750; 750x800 м в зависимости от мощности объекта, его неоднородности. Соответственно определяется количество добывающих и нагнетательных скважин.

2. Выбор метода поддержания пластового давления. При выделении эксплуатационных объектов в разрезе многопластовых нефтяных месторождений следует решать вопрос о методе поддержания пластового давления - очаговым, законтурном, внутриконтурном, площадном и т.п. При этом должны учитываться

энергетическая характеристика пласта, его связь с законтурной областью, неоднородность, активность пластовых вод и т.п.

3. Контроль и регулирование разработки эксплуатационных объектов. Выбор оптимального варианта выделения эксплуатационного объекта возможен только при условии контроля и регулирования его разработки, за счет чего обеспечиваются рациональные условия его выработки. Основная задача контроля и регулирования разработки многопластовых эксплуатационных объектов заключается в максимальном извлечении нефти из недр. При этом определяются: характер профилей отдачи и притока в скважинах; количество нефти и жидкости, отобранной соответственно из каждого пласта эксплуатационного объекта; количество закачанной воды; по мощности объекта - 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 решаются 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. Выбор каждого эксплуатационного объекта должен предусматривать возможность применения методов повышения нефтеотдачи: закачки ПАВ, газа высоких давлений, углекислоты, пен, воды повышенной вязкости, сжигания порохов, создания движущегося очага горения и т.п.

11.6.3. Технические факторы

Среди этой группы внимание обращается на следующие факторы.

1. Способ и технические возможности эксплуатации. Учет способа эксплуатации - обязательное условие при выборе эксплуатационных объектов. Естественно, что не рекомендуется объединять в один 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 учитывается возможность образования песчаных пробок, слом эксплуатационных колонн и т.п.

2. Расчет диаметра эксплуатационных колонн. Выбор и расчет диаметра эксплуатационных колонн производят в зависимости от дебитов скважин, намечаемого к спуску в них соответствующего

оборудования, например, ЭЦН. При спуске нескольких рядов НКТ на каждый продуктивный пласт или эксплуатационный объект при ОРЭ (одновременно-раздельной эксплуатации) диаметр эксплуатационных колонн может быть увеличен до 203,2 - 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 НКТ при больших дебитах эксплуатационного объекта приведет к большим гидравлическим потерям, наоборот, слишком большой диаметр НКТ - к преждевременному прекращению фонтанирования скважин.

4. Возможность одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Прежде всего рассматриваются геолого-промысловые особенности пластов для оценки возможности внедрения ОРЭ, после чего детально характеризуются необходимое оборудование, разработанное соответствующими организациями, и возможность его применения на данном месторождении.

5. Изоляция обводнившихся пластов. В процессе эксплуатации многопластовых эксплуатационных объектов контурные воды постепенно подтягиваются, обводняя отдельные интервалы объекта. В этом случае решаются все варианты изоляции части таких объектов, а иногда и в целом одного из обводнившихся пластов, особенно самых нижних.

6. Выбор и применение приборов для контроля за состоянием выработки каждого пласта.

Объединение в один эксплуатационный объект пластов со значительными мощностями требует создания и использования приборов с целью контроля и регулирования разработки залежи каждого пласта, эксплуатационного объекта в целом. В этом случае должны быть выбраны 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.п.

11.6.4. Гидродинамические факторы

Среди них необходимо отметить следующие: 1) установление годовой добычи по залежи каждого пласта; 2) динамику добычи нефти по каждому пласту до конца разработки; 3) установление производительности, а затем годовой добычи объединяемых в эксплуатационный объект продуктивных пластов; 4) динамику добычи нефти, воды в целом по месторождению; 5) расчет

обводнения скважин, залежей и эксплуатационных объектов; 6) продолжительность отдельных стадий разработки месторождения; 7) определение оптимального уровня добычи нефти по месторождению с учетом ее по залежи каждого пласта, объекта эксплуатации при условии обеспечения плановых заданий.

Гидродинамические расчеты могут проводиться по методикам ВНИИ, Гипровостокнефти, Татнипнефти, УНИ. Методика гидродинамических расчетов при совместной эксплуатации нескольких пластов разработана еще недостаточно, слабо учитываются геологопромысловые особенности, взаимовлияние пластов. Совершенствование методики гидродинамических расчетов при объединении нескольких пластов в один эксплуатационный объект позволит более объективно решать вопрос о наиболее оптимальном варианте подобного совмещения.

11.6.5. Экономические факторы

В этой группе факторов прежде всего учитываются: 1) природно-климатические условия того или иного многопластового месторождения (например, Западная Сибирь, Республика Коми и Краснодарский край); 2) технико-экономические (с учетом природно-климатических условий) нормативы на бурение скважин и обустройство месторождения; 3) результаты гидродинамических расчетов. После этого производят следующие расчеты.

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, капитальных вложений в промысловое обустройство, а также затрат на одновременно-раздельную эксплуатацию (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; ремонту наземного оборудования; поддержанию пластового давления; подготовке нефти; сбору, транспорту и хранению нефти; обслуживанию производства и управления; зарплате, а также отчислениям на покрытие затрат по проведению геолого-разведочных работ.

3. Сопоставляются все рассчитанные варианты с учетом удельных капитальных вложений, себестоимости, приведенных затрат за первые 10 лет и за весь срок разработки месторождения.

4. Выдаются рекомендации по выбору оптимальных вариантов выделения эксплуатационных объектов в разрезе данного месторождения с учетом минимальных удельных 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.

В результате технико-экономических расчетов устанавливаются годовые отборы по каждому из продуктивных пластов отдельности и в целом по совместно эксплуатируемым пластам при различных вариантах их объединения. Разность между суммарной добычей нефти из каждого пласта и добычей нефти при совместной эксплуатации позволяет оценить уменьшение текущей добычи нефти за счет их объединения при данном варианте совмещения в эксплуатационный объект.

Оценив разницу в добыче нефти и народнохозяйственную эффективность в динамике по каждому из рассмотренных вариантов разработки многопластового месторождения, можно предложить на основе учета количественных показателей вариант оптимального объединения продуктивных пластов в эксплуатационные объекты либо в пределах одного этажа разработки, либо по всей продуктивной части разреза рассматриваемого месторождения.

11.7. Геологопромысловое обоснование систем разработки нефтяных и газовых залежей

11.7.1. Системы разработки без поддержания и с поддержанием пластового давления

Перед производственными организациями страны по добыче нефти поставлена важнейшая задача - обеспечить более полное извлечение нефти из недр. Для ее решения предусматриваются более эффективные методы воздействия на залежи продуктивных пластов, применение интенсивных систем разработки нефтяных и нефтегазовых залежей. Значительное внимание уделяется методам поддержания пластового давления путем закачки воды в эксплуатационные объекты. В настоящее время с применением этого метода добывается около 85 % всей нефти в стране, причем он применяется более чем на 200 месторождениях. Обобщение

этого богатого опыта позволило создать и разработать геологопромысловые основы применения соответствующих систем разработки с применением как законтурного, так и внутриконтурного заводнения. Кроме того, имеются залежи, разработка которых проводится без поддержания пластового давления, с использованием естественного напора пластовых вод.

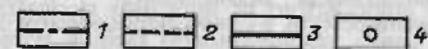
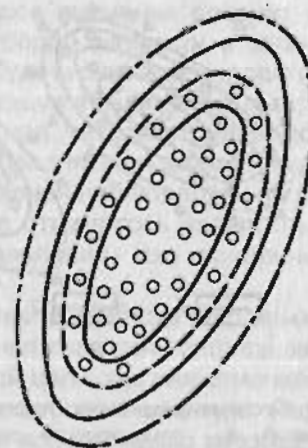
Поскольку системы разработки эксплуатационных объектов являются важным резервом повышения конечной нефтеотдачи, возможностям их применения в зависимости от геологопромысловых особенностей той или иной залежи нефти посвящено значительное количество исследований.

Нефтяные залежи. Разработка нефтяных залежей осуществляется с применением следующих систем: 1) использование естественного напора краевых вод; 2) закачка воды в законтурную область; 3) закачка воды в пределы внешнего и внутреннего контуров нефтеносности; 4) комбинированная - сочетание законтурного и внутриконтурного заводнения. Остановимся на характеристике отмеченных систем более детально.

При развитии в залежах водонапорного режима при их разработке используется естественный напор краевых или подошвенных вод. Проявление этого режима на нефтяных залежах обычно достигается при высоких значениях коллекторских свойств, гидропроводности, небольших значениях вязкости нефти, отсутствии фациальных замещений пласта. Фронт продвигающейся краевой воды в случае однородного строения пласта перемещается параллельно внешнему контуру нефтеносности. В этом случае добывающие скважины планируется размещать рядами параллельно внешнему контуру нефтеносности. Количество рядов скважин должно приниматься нечетное, для обеспечения возможности извлечения нефти из центральной части залежи (рис. 71).

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 за счет образования языков обводнения нефть из водонефтяных зон извлекается в минимальных объемах, конечный коэффициент нефтеотдачи значительно уменьшается, запланированная его величина не будет обеспечиваться данной системой разработки. В связи с этим в последние годы предлагается размещение добывающих скважин в пределах и системой разработки. В связи с этим в последние годы предлагается размещение добывающих скважин в пределах и водонефтяной зоны залежей. В этом случае конечный коэффициент нефтеотдачи таких объектов эксплуатации, естественно, будет увеличиваться.

Рис. 71. Система разработки нефтяных залежей с использованием естественного напора пластовых вод:
1 и 2 - контуры нефтеносности: внешний и внутренний; 3 - изогипсы пласта;
4 - добывающие скважины



Максимальная нефтеотдача при запланированных системах разработки должна достигаться 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. Примером объектов эксплуатации с такой разработкой является залежь пласта С-1 Мухановского месторождения (Самарская область).

При разработке массивных нефтяных залежей с активным напором пластовых вод наблюдается их обводнение по вертикали, по разрезу пластов. Для таких залежей характерна более высокая скорость продвижения ВНК. Для снижения скорости обводнения добывающих скважин перфорируется лишь верхняя часть нефтенасыщенной толщины пластов. При этом вырабатывается вначале нижняя часть залежи, затем последовательно лежащие выше части. Контроль за обводнением скважин показывает, что они обводняются также постепенно снизу вверх. Для улучшения выработки запасов целесообразно применять более равномерную систему размещения добывающих скважин.

2. Законтурное заводнение рекомендуется для разработки залежей шириной 4-5 км. В пределах залежи должно быть четко установлены положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Залежи должны характеризоваться однородным

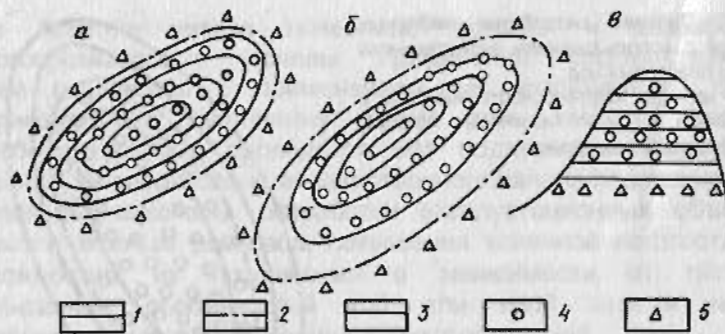


Рис.72. Система разработки нефтяной залежи с применением законтурного заводнения: а - симметричной сводовой, б - асимметричной сводовой, в - литологически экранированной; 1 - изогипсы пласта, 2 - внешний контур нефтеносности, 3 - линия литологического ограничения скважины, 4 - добывающие, 5 - нагнетательные

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 располагаются рядами (батареями) параллельно внешнему контуру нефтеносности, причем рекомендуется бурить в основном в пределах внутреннего контура нефтеносности. Рекомендуется нечетное число рядов для обеспечения отборов нефти из центральной части залежи (рис.72).

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 повышаться сопротивление продвижению жидкости в продуктивный пласт, значительно увеличиваться коэффициент оттока закачиваемой воды. При расчете количества нагнетательных скважин следует пользоваться следующим соотношением:

$$N = \frac{q_{ж} K_{от}}{q_a},$$

где N - количество нагнетательных скважин; $q_{ж}$ - количество отбираемой жидкости из залежи в пластовых условиях, м³/сут; $K_{от}$ - коэффициент оттока; q_a - средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут.

При законтурном заводнении большое внимание следует уделить контролю за балансом между отбором жидкости и закачкой воды. При отрицательном балансе будет снижаться пластовое давление в залежи, происходить сегрегация и выделение газа; при значительных превышениях закачки над отбором будет повышаться пластовое давление, резко обводняться залежь. Например, неприятные последствия этого явления наблюдались на ряде месторождений Пермской области, где отмечалось значительное превышение текущих пластовых давлений над начальными давлениями в залежах.

Другим важным условием рациональной разработки нефтяных залежей в условиях законтурного заводнения является контроль за изменением пластового давления. Для этой цели, как уже отмечалось, рассчитывается среднее давление в зоне отбора и в контуре нефтеносности. Большое внимание уделяется исследованию пьезометрических скважин. Другим важным фактором контроля за разработкой при законтурном заводнении является анализ обводненности скважин и продвижения контуров нефтеносности. При этом устанавливаются характер вытеснения нефти водой, закономерности образования языков обводнения и т.д. Примерами эксплуатационных объектов с такой разработкой могут служить нефтяные месторождения Татарстана, Башкортостана, Пермской области.

Системы разработки с законтурным заводнением, кроме того, рекомендуется применять при разработке групп близко расположенных, небольших по размерам нефтяных залежей (залежам-спутникам), когда нагнетательные скважины, расположенные за контуром нефтеносности, оказывают при закачке воды влияние одновременно на несколько залежей.

3. Приконтурное заводнение рекомендуется для залежей (эксплуатационных объектов) небольшой ширины (4-5 км), с однородным строением, высокими фильтрационными характеристиками пласта, когда отсутствует гидродинамическая связь между нефтяной и законтурной частями залежи за счет 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, бурят параллельно контурам нефтеносности (рис.73). При осуществлении систем разработки с приконтурным заводнением применяются в основном те же методы контроля, что и при законтурном заводнении.

Внутриконтурное заводнение рекомендуется на залежах (эксплуатационных объектах), ширина которых либо более 4-5 км, либо менее 4-5 км, но в последнем случае наблюдается

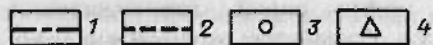
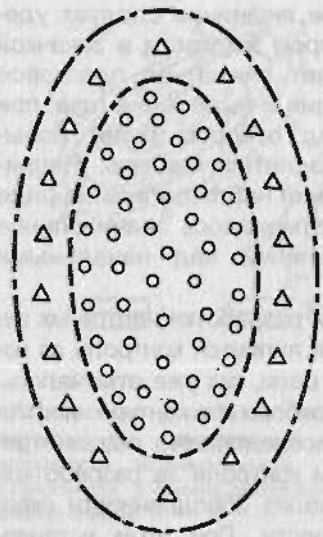


Рис.73. Система разработки нефтяных залежей с приконтурным заводнением:
1 и 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности; скважины: 3 - добывающие, 4 - нагнетательные

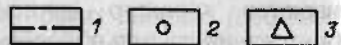
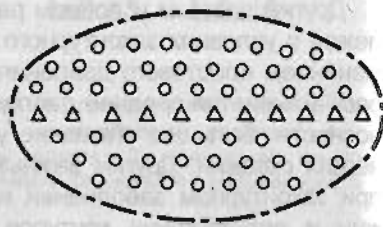


Рис.74. Система разработки нефтяных залежей с осевым заводнением; 1 - внешний контур нефтеносности; скважины: 2 - добывающие, 3 - нагнетательные

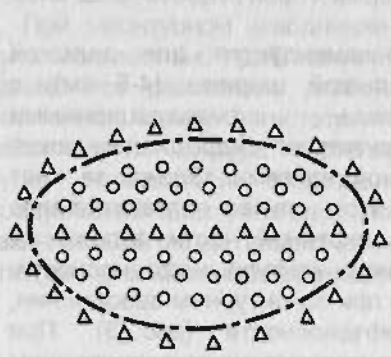


Рис.75. Система разработки нефтяных залежей при сочетании осевого и законтурного заводнения:
1 - внешний контур нефтеносности; скважины: 2 - добывающие, 3 - нагнетательные

Рис.76. Система разработки нефтяных залежей с центральным заводнением.
Условные обозначения см. на рис. 75

уменьшение фильтрационных характеристик залежи и увеличение вязкости нефти. При внутриконтурном заводнении различаются следующие виды систем разработки.

4. Осевое (продольное) заводнение рекомендуется для залежей (эксплуатационных объектов) шириной более 4-5 км, фильтрационные характеристики пласта обычно гораздо ниже, чем при законтурном заводнении, вязкость пластовой нефти может колебаться в значительном диапазоне, в пределах залежей могут наблюдаться случаи, когда коллекторские свойства закономерно ухудшаются от сводовых участков к периферийным частям (рис.74). В том случае, когда наблюдается активная гидродинамическая связь между законтурной и нефтяной частями залежи, а соотношение вязкости нефти и закачиваемой воды примерно одинаковое, осевое заводнение может применяться в комплексе с законтурным (рис.75). Пример такого сочетания - эксплуатационный объект БС₁+БС₂₋₃+БС₄ Усть-Балыкского нефтяного месторождения (Западная Сибирь).

При проектировании систем разработки с осевым заводнением нагнетательные скважины располагаются вдоль оси структуры, а добывающие - рядами параллельно нагнетательным скважинам. Расстояния между линией нагнетания и первым рядом добывающих скважин принимаются равными расстоянию между рядами добывающих скважин. Для эксплуатационных объектов, характеризующихся низкой геологической неоднородностью и высокими значениями подвижности, это расстояние увеличивается в 1,2-1,5 раза. Разбуривание залежей начинается в первую очередь с бурения скважин разрезающего и первого добывающего рядов. Характерным примером залежей с описываемой системой разработки является залежь кумского горизонта Новодмитриевского месторождения (Краснодарский край).

В случае сочетания осевого и законтурного заводнений в первую очередь планируется бурение нагнетательных скважин как в пределах залежи, так и за контуром, а также добывающих скважин в рядах, прилегающих к нагнетательным скважинам. При таком порядке разбуривания достигается большой охват залежи. При наличии многопластовых эксплуатационных объектов (Усть-Балыкское месторождение) закачку воды рекомендуется осуществлять в каждый пласт отдельно с целью более четкого контроля за разработкой, наилучшей и равномерной выработкой запасов.

В процессе разработки эксплуатационных объектов с описываемыми системами размещения нагнетательных и добывающих скважин основное внимание при контроле за выработкой запасов уделяется динамике изменения пластового давления, характеру продвижения закачиваемой воды, динамике изменения газового

фактора. Регулирование разработки осуществляется как изменением отборов нефти, так и перераспределением закачиваемой воды в продуктивные пласты.

5. Центральное заводнение рекомендуется 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 залежей больших размеров, характеризующихся более однородным строением, более высокими значениями коллекторских свойств и фильтрационных характеристик, центральное заводнение применяют в сочетании с законтурным.

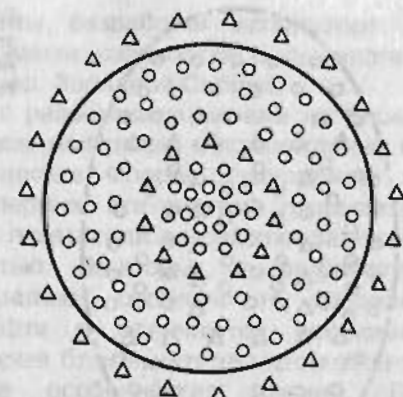
При осуществлении описываемых систем разработки в центральной части залежи планируется размещение нагнетательных скважин в количестве от 3 до 7 вдоль окружности, радиус которой достигает 250-300 м. Добывающие скважины планируется располагать концентрическими рядами параллельно внешней контуре нефтеносности в пределах как чисто нефтяной, так и водонефтяной зон (рис.76).

Основное внимание при контроле за выработкой запасов должно уделяться изучению характера продвижения закачиваемой воды в пределах как нефтяной, так и законтурной частей залежей. Параллельно осуществляется контроль за динамикой изменения пластового давления в зоне отбора и зонах закачки воды.

6. Кольцевое заводнение рекомендуется для залежей, которые характеризуются изменением литолого-физических и фильтрационных свойств в определенном направлении от сводовой к периклинальным частям структуры. Залежи обычно характеризуются изометрической, овальной формой. Для поддержания пластового давления в средней части залежи нагнетательные скважины располагают по кольцу, а в законтурной области - параллельно внешней контуре нефтеносности. В результате этого образуются две неравные площади: меньшая - в центральной части площади и большая - между двумя рядами нагнетательных скважин (рис.77).

В результате теоретических исследований установлено, что наибольшая эффективность данной системы разработки достигается в том случае, когда кольцо нагнетательных скважин находится на расстоянии 0,4 радиуса залежи. Описываемая система разработки применялась, например, при дополнительном разрезании нагнетательными скважинами Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

Рис.77. Система разработки нефтяных залежей с кольцевым заводнением. Условные обозначения см. на рис. 75



Системы разработки с разрезанием залежей (эксплуатационных объектов) нагнетательными скважинами на отдельные блоки применяются в том случае, когда ширина залежей более 4-5 км, в пределах которых могут быть выявлены участки с различной геологической неоднородностью, физико-литологическими и фильтрационными свойствами. Обычно залежи содержат значительные запасы нефти. Кроме того, эту систему можно использовать для залежей, имеющих меньшие размеры, но характеризующихся значительной фациальной изменчивостью пород, уменьшением фильтрационных свойств (проницаемости, гидропроводности, подвижности), повышенной вязкостью пластовой нефти, резким ухудшением условий фильтрации на границах залежей и т.п. В том или другом случае законтурное заводнение становится уже менее эффективным, годовые отборы нефти оказываются весьма низкими по сравнению с заключенными в залежах запасами нефти, а сроки разработки затягиваются на многие годы.

В этом случае площадь эксплуатационного объекта разрезается рядами нагнетательных скважин на отдельные полосы, блоки шириной не более 4-5 км. Закачка воды в нагнетательные скважины приводит к образованию локальных зон повышенного давления, которые в процессе дальнейшей закачки жидкости образуют единый фронт закачиваемой воды с повышенным давлением. Направление линий разрезания выбирают с учетом выявленной общей закономерности литологического и фациального строения эксплуатационных объектов - вкрест преимущественного простирания зон

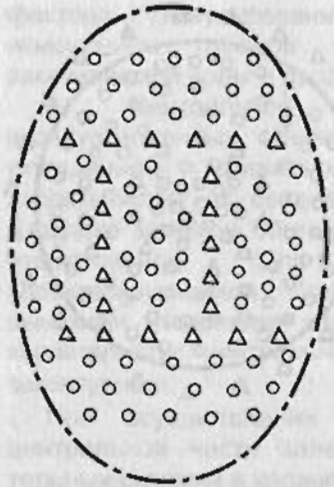


Рис.78. Система разработки нефтяных залежей с разрезанием на блоки рядами нагнетательных скважин
Условные обозначения см. на рис. 75

коллекторов с различными проницаемостью и подвижностью или перпендикулярно к зонам регионального замещения (выклинивания) коллекторов (рис.78).

В настоящее время в процессе проектирования разработки разрезание залежей на блоки рядами нагнетательных скважин планируется в этом случае вкрест простирания структуры. Кроме того, ряды нагнетательных скважин в пределах выделенных зон следует располагать в наиболее низких по гипсометрическим отметкам участкам пласта, что позволит на основе небольших водонасыщенных участков создать единый фронт закачиваемой воды. Продвижение этого фронта внутрь нефтенасыщенных блоков регулируется так же, как и при законтурном заводнении.

В пределах блоков разработки добывающие скважины размещают рядами параллельно нагнетательным скважинам. Количество рядов в каждом блоке должно быть нечетным (1; 3; 5). Наиболее часто применяются трехрядные системы расположения добывающих скважин, что позволяет более интенсивно осуществлять отбор из эксплуатационных объектов. Такие системы, например, планируются для разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Пятирядные системы разработки при ширине полос до 4-5 км рекомендуют преимущественно при значениях подвижности более $0,1 \text{ Мкм}^2$ (МПа·с). Для залежей, которые характеризуются меньшей подвижностью, следует применять более интенсивные системы, которые характеризуются меньшим числом рядов добывающих скважин и более узкими по ширине блоками (полосами)

разработки. Интенсивные системы разработки используют в настоящее время при проектировании разработки большинства нефтяных месторождений, например, Западной Сибири.

Впервые система разработки с разрезанием залежи на блоки была применена на Ромашкинском нефтяном месторождении и показала значительные преимущества перед законтурным и приконтурным заводнением. Во-первых, эта система позволяет, например, значительно улучшить показатели разработки залежей со значительной неоднородностью. Во-вторых, в разработку можно вводить любые блоки залежи, особенно те, которые содержат большие запасы нефти и отличаются высокими дебитами скважин. В-третьих, форма блоков может максимально отобразить геологопромысловые особенности залежей. В-четвертых, данную систему разработки в необходимых случаях можно использовать в сочетании как с законтурным, так и с приконтурным заводнением. Все перечисленное способствовало широкому внедрению описываемых систем во многих нефтедобывающих районах страны.

Контроль и регулирование разработки при внедрении описываемых систем размещения добывающих и нагнетательных скважин осуществляются в пределах каждого блока. Большое внимание при контроле за разработкой запасов уделяется анализу динамики добычи нефти, жидкости, динамике ее обводнения, динамики изменения пластовых давлений. Карты изобар и разниц пластовых давлений строят уже не для всей залежи, а для отдельных блоков разработки. Средневзвешенное по объему (или по площади) пластовое давление вычисляют в пределах контура нефтеносности и зоны отбора по каждому блоку разработки, а затем суммируют в целом по залежи. Регулирование разработки осуществляется путем либо изменения отборов нефти и закачки воды, либо перераспределения давлений, либо переноса фронта закачки.

8. Системы разработки с площадным заводнением применяются для залежей (эксплуатационных объектов), характеризующихся сравнительно однородным замещением песчаников глинистыми породами и низкими значениями вязкости нефти, проницаемости, гидропроводности и подвижности. Пласт должен характеризоваться значительной толщиной, что способствует лучшей выработке запасов. В залежах со значительной неоднородностью вода из нагнетательных скважин может прорываться по наиболее проницаемым пропласткам, что приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин.

При системах с площадным заводнением чередуют нагнетательные и добывающие скважины, между которыми

выдерживают определенные расстояния. При этом наблюдаются следующие варианты размещения как нагнетательных, так и добывающих скважин:

а) линейная система скважин, при которой ряды нагнетательных скважин чередуются с рядами добывающих. При этой системе обязательным условием является размещение нагнетательных и добывающих скважин в шахматном порядке, но расстояния между скважинами в рядах могут быть отличными от расстояний между рядами скважин с одинаковым назначением (рис.79,а);

б) четырехточечная система, при которой нагнетательные скважины располагаются в вершинах треугольника, а добывающая - в его центре (рис.79,б);

в) пятиточечная система, при которой нагнетательные скважины размещают в вершинах квадрата, а добывающая - в его центре (рис.79,в);

г) семиточечная система выбирается в зависимости от подвижности нефти, нагнетательные скважины размещаются в углах правильного шестиугольника, а добывающая - в его центре (рис.79, г);

д) девятиточечная система также применяется в зависимости от неоднородности залежи и ее подвижности, нагнетательные скважины располагаются как в вершинах квадратов, так и посередине его сторон, а добывающая - в центре квадрата (рис.79, д);

Системы разработки с площадным заводнением широко используются на месторождениях Башкортостана, Татарстана. В настоящее время эта система разработки применяется для извлечения нефти из залежей пласта БС₁₀ Усть-Балыкского, БС₁₀₋₁₁ Федоровского и других месторождений Западной Сибири.

Системы с избирательным заводнением рекомендуются для эксплуатационных объектов, характеризующихся значительной неоднородностью, линзовидным строением, прерывистостью, а также резким изменением коллекторских свойств и толщины пласта. Этот вид заводнения является в целом разновидностью площадного заводнения. Эксплуатационный объект при этой системе разбуривается по равномерной треугольной или квадратной сетке. Разрезы скважин увязывают между собой путем детальной корреляции, используют результаты гидропрослушивания и самопрослушивания скважин, делают вывод относительно линзовидности, прерывистости пласта, изменения его толщины. Большое внимание отводится прослеживанию отдельных проницаемых пропластков по площади залежи,

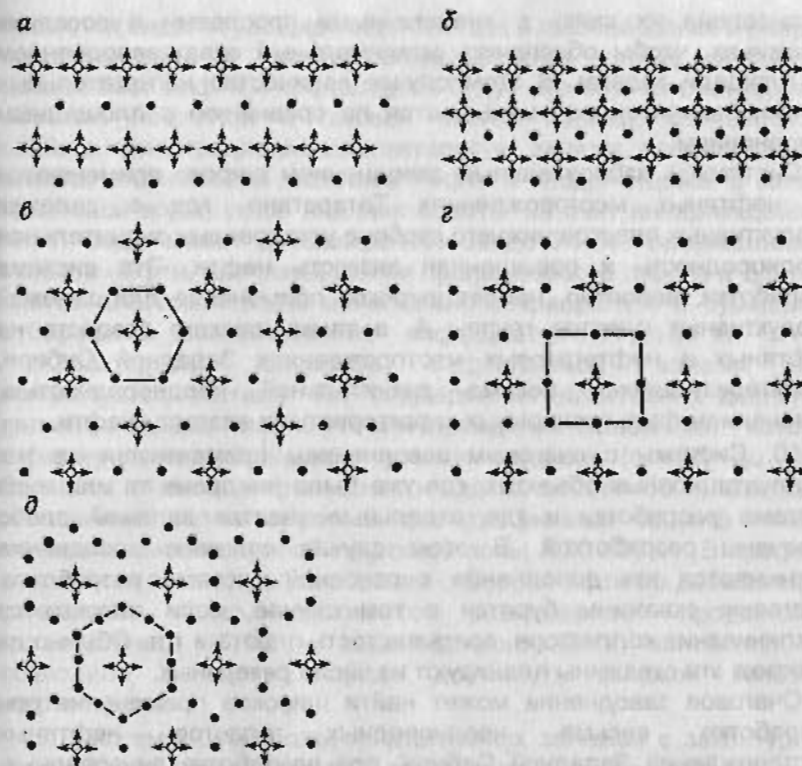


Рис. 79. Системы разработки нефтяных залежей с площадным заводнением: а - линейная; б - четырехточечная; в - пятиточечная; г - семиточечная; д - девятиточечная; е - ячеистая. Скважины: 1 - добывающая, 2 - нагнетательная

изменению их коллекторских свойств, толщины, а также, изучению закономерностей изменения фильтрационных характеристик: проницаемости, гидропроводности, подвижности, проводимости.

На основе комплексной обработки всех геологопромысловых материалов из числа пробуренных скважин выбирают те, в которые лучше всего закачивать воду. Основными требованиями к нагнетательным скважинам в этом случае являются следующие: наибольшая толщина пласта, чтобы охват был максимальным; наилучшая фильтрационная характеристика пласта, чтобы обеспечить максимальную приемистость скважин и прохождение закачиваемой воды в добывающие скважины; количество проницаемых пропластков должно быть максимальным,

установлена их связь с аналогичными прослоями в соседних скважинах, чтобы обеспечить максимальный охват заводнением по площади залежи. В этом случае количество нагнетательных скважин значительно уменьшается по сравнению с площадным заводнением.

Системы с избирательным заводнением широко применяются на нефтяных месторождениях Татарстана, где в залежах продуктивных пластов нижнего карбона установлены значительная неоднородность и повышенная вязкость нефти. Эта система разработки, вероятно, найдет широкое применение для залежей продуктивных пластов группы А, а также юрского возраста на нефтяных и нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, характеризующихся весьма значительной неоднородностью, изменением фильтрационных характеристик и вязкости нефти.

10. Системы с очаговым заводнением применяются на тех эксплуатационных объектах, где уже была внедрена та или иная система разработки и где отдельные участки залежей слабо охвачены разработкой. В этом случае очаговое заводнение применяется как дополнение к основной системе разработки. Очаговые скважины бурятся в том случае, если отмечаются выклинивание коллектора, прерывистость пласта и т.п. Обычно на практике эти скважины планируют из числа резервных.

Очаговое заводнение может найти широкое применение при разработке весьма неоднородных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири, при разработке линзовидных, стратиграфически и литологически экранированных залежей продуктивных пластов. В настоящее время эта система разработки с успехом применяется на месторождениях Татарстана, Башкортостана, Пермской, Самарской, Оренбургской областей.

11. Система разработки с ячеистым размещением скважин применяется для неоднородных коллекторов. На участках с улучшенными коллекторскими свойствами в центральной части бурится нагнетательная скважина, а на периферии в виде ячеи - сеть добывающих скважин, в связи с чем система и получила название ячеистой.

Нефтегазовые залежи. Разработка нефтегазовых залежей осуществляется с применением следующих систем: 1) без поддержания пластового давления; 2) путем законтурного заводнения; 3) с барьерным заводнением.

Рассмотрим перечисленные системы разработки более подробно.

1. Системы разработки нефтегазовых залежей без поддержания пластового давления рекомендуются для эксплуатационных объектов, 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 будут зависеть от соотношений объемов нефтяной и газовой частей залежи, коллекторских свойств, фильтрационных характеристик залежи, неоднородности пласта, соотношений вязкостей нефти и внедряющейся в залежь пластовой воды, углов падения пласта. За счет внедряющейся в пласт воды может добываться от 38 до 74 % промышленных запасов нефти, при уменьшении проницаемости пласта в 2,5 раза приток пластовой воды значительно сокращается, а суммарный отбор нефти соответственно сокращается с 51 до 36 %.

Характерным примером нефтегазовой залежи, где используется система без поддержания пластового давления, является залежь пласта VII месторождения Палванташ, которая характеризуется большими углами падения (от 25 до 80°), большим этажом нефтеносности, достигающим 30 м, высокими значениями коллекторских и фильтрационных свойств пласта, незначительной шириной нефтяной зоны (200-400 м). В процессе разработки за счет регулирования отборов нефти по добывающим скважинам было достигнуто равномерное продвижение газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов, что позволило в свою очередь достигнуть высокой конечной нефтеотдачи.

2. Системы разработки нефтегазовых залежей с законтурным заводнением применяются на тех эксплуатационных объектах, где размеры, объем газовой части пласта по сравнению с нефтяной очень небольшие, энергия пластовой водоносной системы незначительная, коллекторские и фильтрационные свойства пласта обычно низкие, вязкость нефти может быть повышенной. В этом случае запаса пластовой энергии в залежи недостаточно, поэтому для обеспечения соответствующей нефтеотдачи такие объекты разрабатываются с законтурным заводнением с обеспечением начального пластового давления на контуре нефтеносности. Нагнетательный ряд располагается за внешним контуром нефтеносности, разработка в этом случае почти не отличается от разработки нефтяных залежей.

3. Системы разработки нефтегазовых залежей с барьерным заводнением рекомендуются в том случае, когда отсутствует трещиноватость пород, проницаемость вкрест напластования гораздо ниже аналогичной величины по напластованию пород. Наибольшая эффективность описываемой системы достигается при наличии плотных непроницаемых пропластков в интервале газонефтяного контакта, а также при небольших углах падения пород.

Нагнетательные скважины бурятся 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 как нефть, так и газ. Особое внимание при контроле за разработкой уделяется исследованиям, позволяющим оценить возможность прорыва воды в добывающие скважины.

Впервые барьерное заводнение в нашей стране успешно было осуществлено при разработке залежи пласта Б-1 Бахметьевского месторождения, где наблюдаются небольшие углы падения пород, а также плотные непроницаемые пропластки, прослеживающиеся по всей площади залежи газонефтяного контакта. В настоящее время эта система применяется на нефтегазовой залежи пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения. В процессе разработки этой залежи ГНК опустился на 12-15 м, в добывающие скважины начал прорываться газ, газовый фактор увеличился до 1200-3000 м³/т. Это обусловило применение барьерного заводнения. Закачиваемая вода позволила стабилизировать положение газонефтяного контакта, величина газового фактора достигла первоначальных значений. В целом все показатели разработки этого объекта эксплуатации значительно улучшились. Это свидетельствует о возможности применения этой системы разработки и на других нефтегазовых залежах Западной Сибири.

11.7.2. Системы размещения добывающих и нагнетательных скважин

Как отмечалось выше, среди эксплуатационных скважин выделяют добывающие, нагнетательные, контрольные. Добывающие скважины служат для извлечения нефти, газа или воды из залежей продуктивных пластов; нагнетательные скважины проектируют для закачки различных агентов с целью поддержания пластового давления; контрольные скважины размещают в пределах эксплуатационных объектов с целью контроля за состоянием разработки, продвижением контуров нефтеносности и выработки запасов.

Поскольку все залежи продуктивных пластов характеризуются геологической неоднородностью, изменением литолого-физических и фильтрационных свойств, изменением физико-химических свойств флюидов, размещение добывающих скважин

в пределах эксплуатационных объектов должно учитывать все изменения геологопромысловых характеристик с целью получения максимальной добычи нефти и обеспечения максимальной нефтеотдачи. Другими словами, в процессе проектирования должна быть создана рациональная система разработки, максимально отвечающая геологопромысловым особенностям изучаемого эксплуатационного объекта.

Следовательно, для каждого эксплуатационного объекта должна быть создана своя система размещения добывающих и нагнетательных скважин, отражающая специфику его строения. Кроме того, при размещении скважин необходимо учитывать форму залежей, их мощность, запасы и удельные запасы нефти. В пределах одного эксплуатационного объекта могут возникнуть объективные условия для проектирования различных систем размещения добывающих скважин. Например, в условиях Западной Сибири на залежах с обширными водонефтяными зонами следует применять соответствующую систему разработки отдельно для чисто нефтяной и водонефтяной зон (Советское, Усть-Балыкское, Самотлорское месторождения). Для залежей пластов БВ₈⁰, БВ₈¹⁻², БВ₈³ Самотлорского месторождения, характеризующихся различной неоднородностью, запроектированы и различные системы размещения добывающих и нагнетательных скважин.

В зависимости от развития технологии добычи нефти изменялись и представления о системах размещения скважин. В первые годы развития нефтяной промышленности расстояния между скважинами были не более 25 м, после ее национализации расстояния между скважинами колебались от 100 до 150-200 м, размещение скважин по площади было равномерным. Наибольшие расстояния (400-500 м) при размещении скважин по равномерной сетке начали применять с 1930 г. в Майкопском районе Северного Кавказа.

На основе анализа разработки Новогрозненского месторождения было предложено использовать неравномерные сетки размещения скважин с расстояниями между рядами 150 м, а между скважинами в рядах 400 м (по другому варианту - 600 м). В 1940 г. В.Н.Щелкачев теоретически обосновал возможность батарейного размещения скважин (кольцевыми и линейными рядами). Расстояния между рядами скважин составляли 500-600 и 400-500 м между скважинами в батарее. Внутриконтурное заводнение было предложено в 1952-1955 гг. при разработке Ромашкинского месторождения. Это мероприятие позволило значительно увеличить расстояния между скважинами. Например,

расстояния между рядами на этом месторождении достигли 1000 м, а между скважинами в рядах 600 м (уплотнение 60 га/скв.). Аналогичная картина наблюдалась при проектировании разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Например, на Мегионском и первоочередном участке Самотлорского месторождения плотность сетки скважин достигла 64 га/скв., на остальной площади Самотлорского месторождения - 48,75 га/скв., на Усть-Балыкском месторождении - 42 га/скв.

Таким образом, анализ практики систем размещения скважин позволяет в настоящее время выделить две группы: 1) системы размещения скважин по равномерной сетке; 2) неравномерные системы размещения скважин.

1. Системы размещения скважин по равномерной сетке по форме делятся на квадратные и треугольные. Квадратная сетка при разработке нефтяных месторождений применяется редко, в основном при наличии значительной неоднородности эксплуатационных объектов, при резком изменении коллекторских и фильтрационных свойств. Применение такой сетки позволяет пробуренными добывающими скважинами производить дальнейшее изучение залежи, ее неоднородности и на этой основе уплотнять сетку скважин, т.е. в конечном итоге переходить на треугольную сетку. Квадратные сетки широко используют при разработке газовых залежей, что позволяет более равномерно дренировать залежь. В США при разработке нефтяных месторождений применяют в основном квадратную сетку. Это связано с геометрией участков, имеющих обычно прямоугольную или квадратную форму, принадлежащих различным владельцам.

Треугольная сетка широко применялась при разработке нефтяных залежей до внедрения неравномерных сеток, в этом случае площадь дренируется гораздо интенсивнее, чем при квадратной сетке. Треугольная сетка может быть получена за счет бурения дополнительных добывающих скважин в центре квадратов при разбуривании залежи на первом этапе по квадратной сетке. В настоящее время треугольные сетки чаще всего используют при разбуривании залежей с режимом растворенного газа.

Системы размещения скважин подразделяются еще по степени уплотнения, по темпу ввода и по порядку ввода скважин в эксплуатацию. По степени уплотнения различают малую, среднюю и большую степени уплотнения скважин в пределах эксплуатационных объектов. Однако это понятие зависит как от развития методов технологии добычи нефти, так и от геологопромысловых особенностей залежей. Пользоваться этим понятием можно только в пределах одного эксплуатационного объекта или многопластового месторождения.

По темпу ввода скважин в разработку выделяли сплошную и замедленную системы разработки. Однако в настоящее время в связи с внедрением интенсивных систем разработки разбуривание эксплуатационных объектов добывающими скважинами производится в пределах отдельных блоков разработки. Поэтому сейчас понятия "сплошная" и "замедленная" системы разбуривания потеряли свой первоначальный смысл и эти системы не применяются.

По порядку разбуривания эксплуатационных объектов выделяли сгущающуюся и ползущую системы. Однако в связи с применением интенсивных систем разработки понятия "сгущающаяся" и "ползущая" системы разработки потеряли свое первоначальное значение, так как система заводнения предусматривает активное воздействие на залежь и максимальное извлечение содержащихся в ней запасов нефти с первых этапов разбуривания в соответствии с проектными документами.

2. Неравномерные системы размещения добывающих скважин по форме рядов разделяют на две группы: с незамкнутыми рядами и с замкнутыми (кольцевыми) рядами. Незамкнутые ряды применяют при разработке стратиграфически или литологически экранированных залежей. В этом случае ряды добывающих скважин планируют бурить параллельно начальному контуру нефтеносности. Незамкнутые ряды применяются также при разбуривании залежей рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки разработки. При этом ряды добывающих скважин располагаются параллельно нагнетательным скважинам и вкрест простирания структуры. Замкнутые (кольцевые) ряды, или батареи предусматриваются для разработки залежей, приуроченных к антиклинальным и брахиантиклинальным складкам, при проведении на них законтурного, приконтурного, осевого, кольцевого и центрального заводнения.

Кроме того, выделяются системы по взаимному расположению рядов, по степени их уплотнения, по темпу ввода рядов в эксплуатацию, по методу воздействия на пласт. Однако, как отмечалось выше, отмеченные понятия не соответствуют первоначальному их смыслу и в настоящее время на практике обычно не используются.

Нагнетательные скважины в пределах эксплуатационных объектов размещаются на участках с лучшими коллекторскими свойствами, в наиболее пониженных участках залежей. Расстояния между нагнетательными скважинами зависят от вязкости нефти и агента, мощности объекта, его фильтрационных характеристик, направления простирания зон с законтурным выклиниванием коллектора.

Геологопромысловые особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей

12.1. Особенности разработки газовых залежей

Условия разработки газовых залежей существенно отличаются от условий разработки нефтяных главным образом из-за больших различий 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 противовдавлением (а также ограниченная 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.

Проектирование разработки газовых месторождений также осуществляется на основе геологопромыслового изучения залежей, газодинамических и технико-экономических расчетов. Рациональная разработка месторождения заключается в получении заданной планом добычи газа при оптимальных технико-экономических показателях, т.е. в обеспечении наиболее полного извлечения запасов газа при минимальных затратах на 1 м³ добытого газа.

При проектировании разработки газовых месторождений следует прежде всего установить режим залежи. В настоящее время выделяют три режима: газовый, газо-упруго-водонапорный, газоводонапорный. Режим залежи обычно определяется в процессе ее эксплуатации по зависимости P/Z и накопленная добыча газа. Для газового режима эта зависимость выражается прямой линией, при газо-упруго-водонапорном режиме - кривой

Количество нагнетательных скважин определяется количеством жидкости, отбираемой из залежи, приемистостью нагнетательных скважин.

При внедрении систем разработки с разрезанием залежей на блоки в первую очередь бурят скважины разрезающих рядов и прилегающих к ним эксплуатационных скважин. Расстояние между линией нагнетания и первым рядом эксплуатационных скважин рекомендуется принимать не менее расстояния между эксплуатационными рядами.

Следует заметить, что имеется прямая связь между конечной нефтеотдачей и выбором рационального варианта размещения добывающих и нагнетательных скважин. Поэтому основное внимание геологической службы нефтегазодобывающих предприятий должно быть направлено на изучение геологопромысловых особенностей нефтяных залежей с целью их учета при проектировании рациональных систем разработки и достижения максимальной нефтеотдачи.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 11)

1. В чем заключаются основные понятия "разработка" и "система разработки" эксплуатационных объектов?
2. В чем заключаются основные положения геологической основы документов по проектированию разработки?
3. Каковы этапы и стадии проектирования разработки?
4. В чем заключаются задачи и основные положения проекта пробной эксплуатации?
5. Какова характеристика основных показателей различных стадий разработки нефтяных и газовых месторождений?
6. Каковы основные принципы возможности объединения нескольких пластов для совместной эксплуатации?
7. Каковы основные геологопромысловые принципы и обоснование систем разработки залежей нефти с заводнением?
8. Каково геологопромысловое обоснование систем размещения добывающих и нагнетательных скважин?

линией, при газоводонапорном режиме отклонение от прямой линии еще более значительное. Причина отклонения заключается в проявлении активности воды.

При выделении эксплуатационных объектов на газовых многопластовых месторождениях учитываются в основном те же факторы, что и на нефтяных. Однако при этом принимаются во внимание дополнительно следующие геологопромысловые факторы: газонасыщенная мощность пластов, ГВК, плотность и упругость газа, величина взаимовлияния пластов при их совместной эксплуатации. На основании газодинамических и технико-экономических расчетов, критерия народнохозяйственной эффективности устанавливается вариант оптимального совмещения газовых пластов в один эксплуатационный объект. Определяется количество объектов эксплуатации в пределах всего месторождения.

В пределах каждого эксплуатационного объекта (залежи) обосновывается система размещения добывающих скважин, которая в первую очередь зависит от режима залежи, а также от ее геологопромысловых особенностей. При газовом режиме давление газа распределено равномерно, поэтому с точки зрения газодинамики оптимальным является равномерное размещение добывающих скважин. В свою очередь равномерная сетка скважин определяется прежде всего равномерными объемами дренажа продуктивного пласта, приходящимися на добывающие скважины.

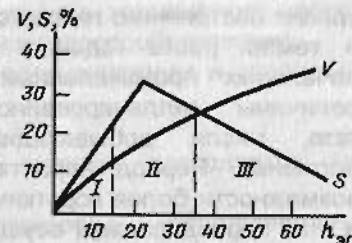
Расстояния между скважинами при этом должны выбираться пропорционально параметру mh (где m - пористость, h - эффективная толщина пласта). Равномерное размещение добывающих скважин по площади удовлетворяет этому условию для пластовых сводовых залежей с однородными продуктивными пластами. Для массивных залежей mh изменяется за счет увеличения эффективных газонасыщенных толщин от контура газоносности к своду залежи, что позволяет сгущать сетку добывающих скважин в своде структуры.

При газо-упруго-водонапорном режиме на распределение давлений в пределах залежи оказывает влияние упругость газа и воды. В пределах залежи с таким режимом П.Т.Шмыгля с целью рациональной разработки выделяет три зоны: 1) дренирования; 2) регулирования; 3) контроля. Размеры и границы зон обуславливаются типом залежи и величинами удельных запасов, приходящихся на единицу площади в пределах каждой зоны.

Зона дренирования должна включать большую часть объема залежи. В ее пределах размещается новый фонд добывающих скважин. Зона регулирования расположена между зонами дренирования и контроля, в ней также размещаются добывающие

Рис.80. Схема определения зон дренирования, регулирования и контроля при разработке газовых месторождений:

$h_{гг}$ - газонасыщенная мощность, м; S - газонасыщенная площадь, %; V - газонасыщенный объем, %; зоны: I - контроля; II - регулирования; III - дренирования



скважины из фонда резервных. Зона контроля выделена в приконтурной части залежи, в ее пределах размещаются наблюдательные скважины, с помощью которых осуществляется контроль за пластовым давлением, продвижением пластовых вод, уточняются геологическое строение и геологопромысловые параметры.

Для определения границ перечисленных зон вначале строят карту газонасыщенных мощностей, по которой между изопакитами определяются площадь и объем газонасыщенных пород в % (от суммарных общей площади и объема). Затем строят график, на оси координат которого откладывают значения площади и объема газонасыщенных пород в %, на оси абсцисс - эффективную газонасыщенную толщину в м. (рис.80). На этом графике кривые пересекаются в точке, означающей, что на единицу площади приходится единица объема газонасыщенных пород. Первая часть графика с $V/S > 1$ приходится на зону дренирования, средняя часть - на зону регулирования, левая часть - на зону контроля.

Анализ результатов моделирования по размещению добывающих скважин позволил сделать вывод, что при значительном уменьшении проницаемости газонасыщенной части пласта по сравнению с водонасыщенной следует рекомендовать равномерное размещение скважин. Однако при определенных соотношениях проницаемостей газонасыщенной зоны и водонапорной системы, по данным П.Т.Шмыгли, может оказаться более выгодным групповое центральное размещение добывающих скважин. Для решения рационального варианта размещения добывающих скважин должна быть проведена технико-экономическая оценка всех рассмотренных вариантов. Расстояния между добывающими скважинами в этих случаях колеблются от 700 до 2500 м.

Для газовых месторождений характерны три последовательно сменяющихся периода эксплуатации: 1) нарастающей; 2) постоянной; 3) снижающейся добычи газа.

Первому периоду нарастающей добычи газа соответствуют форсированный ввод в эксплуатацию скважин и промышленного оборудования, а также прогрессирующий рост добычи газа до

уровня постоянного годового отбора. Продолжительность периода и темпы роста годового отбора газа зависят от величины начальных промышленных запасов газа на месторождении, величины запланированного постоянного годового отбора газа, числа добывающих скважин, объема капитальных вложений. Период нарастающей добычи следует сделать по возможности более коротким, поэтому разработка месторождения в этот период должна осуществляться в основном за счет ввода скважин по наиболее продуктивным и мощным эксплуатационным объектам.

Период постоянной добычи характеризуется устойчивым годовым отбором газа. Это период наиболее эффективной разработки месторождения. Для него характерны наиболее высокие технологические и технико-экономические показатели разработки. Период постоянной добычи газа желательно делать более продолжительным, например, для крупных месторождений он должен составлять 10-15 лет, а суммарная добыча к концу этого периода должна достигнуть 55-56 % от начальных запасов.

Третий период - период снижающейся добычи - характеризуется уменьшением дебитов от постоянного до такого минимального, при котором эксплуатация становится экономически нерентабельной. Этот период более длительный, чем период постоянной добычи. Для него характерны снижение производительности режима работы всего газопромыслового хозяйства и уменьшение количества газа, которое подается потребителю.

При составлении проекта разработки средних, крупных и уникальных месторождений годовой отбор газа определяется в количестве 5-7 % от начальных извлекаемых запасов. Годовой отбор газа по мелким месторождениям может быть запланирован и более 7-8 % при условии наличия в данном районе новых газовых месторождений, которые могут обеспечить нужды потребителя.

При обосновании начальных дебитов газа прежде всего следует исходить из того, что проектный уровень добычи газа должен отбираться минимальным количеством добывающих скважин. Исходя из этого, начальные дебиты должны приближаться к свободным дебитам. Однако при этом следует учитывать факторы, которые ограничивают максимально возможные дебиты:

а) образование песчаных пробок, вынос частиц породы и разрушение оборудования;

б) подтягивание краевых или подошвенных вод;

в) переохлаждение газа и возникновение термических напряжений в оборудовании, его обмерзание и гидратообразование;

г) сильное понижение давления внутри скважины и опасность смятия колонны внешним давлением;

д) вибрация оборудования;

е) потери пластовой энергии, которая расходуется на турбулентное движение газа;

ж) техническое состояние скважины (обводненность, негерметичность, некачественное цементирование);

з) низкая пропускная способность призабойной зоны скважины;

и) низкая пропускная способность системы газосбора и транспорта.

Текущие дебиты газа устанавливают путем газодинамических расчетов, с учетом темпов падения пластового давления в залежи и обводнения.

Газовые залежи при режиме расширяющегося газа эксплуатируют до тех пор, пока пластовое давление в них не снизится до величины, равной атмосферному давлению на устье плюс вес столба газа в стволе скважины, т.е. до полного прекращения фонтанирования скважин. При газодонапорном режиме эксплуатация добывающих скважин прекращается в результате их предельного обводнения.

При наличии крупных по размерам нефтяных оторочек условия разработки газовой 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.

12.2. Особенности разработки газоконденсатных залежей

Газоконденсатными следует называть такие месторождения (залежи), в которых в газе при высоких давлениях растворяются жидкие углеводороды, которые при снижении давления переходят в жидкую фазу, называемую газоконденсатом. Количество конденсата определяют путем отбора и анализа глубинных проб газа.

Геологопромысловое изучение газоконденсатных месторождений проводится по такой же схеме, как и для газовых месторождений. Однако значительное внимание при этом уделяется физико-химическим свойствам газовой смеси и определению величины давления, при котором начинает выпадать конденсат.

Газоконденсатные залежи разрабатывают с таким расчетом, чтобы пластовое давление в них не снижалось ниже давления, при котором начинает выделяться жидкая фаза из газа. В связи с этим разработку проводят с поддержанием пластового давления путем обратной закачки в пласт газа, освобожденного в конденсатной установке от конденсата. При такой технологии отдача пласта достигает 80-90 %.

В зависимости от содержания стабильного конденсата газоконденсатные месторождения делятся на четыре группы:

- 1) с малым содержанием конденсата, $60-100 \text{ см}^3/\text{см}^3$;
- 2) со средним, $100-200 \text{ см}^3/\text{см}^3$;
- 3) с повышенным, $200-400 \text{ см}^3/\text{см}^3$;
- 4) с высоким, $> 400 \text{ см}^3/\text{см}^3$.

Для газоконденсатных месторождений с незначительным содержанием конденсата и эксплуатируемых без поддержания пластового давления так же, как и для газовых месторождений, выделяются три периода эксплуатации: 1) нарастающей добычи газа и конденсата; 2) постоянной добычи газа и конденсата; 3) снижающейся добычи газа и конденсата.

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.

12.3. 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 промышленного 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 уровней постоянного годового отбора газа, числа добывающих скважин, темпов промышленного 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 геолого-промысловых 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 геологопромысловых 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 противодействия 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) подтягивание 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 путем газодинамических расчетов, при которых учитывают 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 систем 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 площадь газовой зоны залежи сравнима 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 их разбуривания следует выбирать, ориентируясь на условия и систему разработки нефтяной оторочки.

При выборе плотности размещения скважин надо ориентироваться на геолого-промысловую характеристику продуктивных пластов (объектов), режим залежи, норму отбора газа из скважины.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 12)

1. Каковы геолого-промысловые особенности разработки газовых месторождений?
2. Каковы геолого-промысловые особенности разработки газоконденсатных залежей?
3. Как учитывается геолого-промысловая информация при разработке газовых и газоконденсатных залежей?

Глава 13

Геологопромысловые методы контроля и регулирования разработки залежей нефти и газа

Геологопромысловые исследования при разработке преследуют две основные цели. Первая цель - оценка динамики свойств пластовых флюидов, направления фильтрационных потоков, продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, текущей нефтегазодонасыщенности продуктивных пластов - направлена на решение оперативных задач разработки. При этом полученные данные используются для оптимизации работы добывающих скважин, регулирования процесса разработки, корректировки суточной, месячной и годовой добычи продукции. Обобщение полученных данных используется также при оперативном подсчете запасов. Вторая цель - оценка величины и положения остаточных запасов и комплексирование

методов их извлечения с целью достижения потенциально возможной для данных геолого-физических условий нефтегазоконденсатотдачи. Для любого объекта разработки достижение данной цели - сложная научная задача, решаемая с помощью методов геологопромыслового анализа.

13.1. Методы контроля за разработкой эксплуатационных объектов

13.1.1. Контроль за изменением свойств нефти, газа и воды в процессе разработки

Контроль изменения свойств нефти в процессе разработки. Контроль за изменением свойств нефти проводится после отбора глубинных проб специальными пробоотборниками.

Пробоотборники разделяются: 1) по принципу заполнения камеры прибора жидкостью; 2) по принципу управления работой клапанов.

По первому принципу пробоотборники подразделяются на приборы со сквозной (проточной) камерой и приборы, набирающие нефть в камеру без предварительного протока через нее. При использовании проточного пробоотборника затрудняется отбор парафинистой нефти вследствие опасности закупорки отверстий пробоотборника. По второму принципу выделяются автоматические, управляемые с помощью реле, и управляемые с помощью устройств, требующих технического воздействия с поверхности.

В лаборатории отобранные глубинные пробы исследуют на установках типа АСМ-300 для анализа проб пластовых нефтей. Нефть из глубинного прибора в установку АСМ-300 переводят с помощью блока перевода без нарушения естественных условий. Пробу в установке перемешивают. Установка позволяет определять давление насыщения нефти газом, коэффициент сжимаемости, газосодержание, плотность, объемный коэффициент и усадку нефти, температуру начала кристаллизации парафина, исследовать процессы разгазирования нефти при разных температурах.

Глубинный пикнометр предназначен для оперативного измерения прямым методом плотностей нефти и воды. Принцип его действия состоит в том, что пробу пластовой жидкости забирают на заданной глубине скважины в специальную пикнометрическую

капсулу известного объема, которую после извлечения прибора из скважины взвешивают на рычажных весах. При этом отпадает необходимость в лабораторной имитации пластовых условий.

Глубинный вискозиметр предназначен для измерения динамической вязкости пластовых нефти и воды непосредственно в условиях НГДУ.

Глубинный экспансиметр предназначен для оперативного измерения в условиях НГДУ коэффициента объемной упругости (коэффициента сжимаемости) пластовой нефти и воды. Действие его основано на принципе сообщающихся сосудов, согласно которому изменение давления в одном сосуде вызывает соответствующее изменение давления в смежном сосуде.

Глубинный сатуриметер предназначен для оперативного измерения величины давления насыщения непосредственно в скважинных условиях. Он выполнен в виде трубы, объединяющей пробозаборную камеру и регистрирующий манометр. На заданной глубине в пробозаборную камеру поступает проба нефти и герметично отсекается в ней. Специальное устройство производит расширение нефти в пробозаборной камере, а регистрирующий манометр фиксирует соответствующее давление.

Контроль изменения свойств воды в процессе разработки. Контроль изменения свойств воды в процессе разработки осуществляется путем отбора проб глубинными пробоотборниками или на устье скважины с последующим их анализом. Анализы вод производят как в стационарных, так и в полевых гидрохимических лабораториях. В качестве полевой лаборатории наиболее широко применяется лаборатория А.А. Резникова.

При исследовании вод в первую очередь определяют ионы Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , а также плотность и рН воды.

Для изучения изменения газовой фазы пластовой воды (CO_2 , H_2S и др.) пробы необходимо отбирать глубинными пробоотборниками и исследовать в стационарной лаборатории.

Сравнение ряда анализов пластовой воды на различные даты позволяет охарактеризовать происходящие в пласте процессы и предпринять меры для предотвращения нежелательных явлений, таких, как выпадение гипса в призабойной зоне скважины.

Контроль изменения свойств газа в процессе разработки. Для определения состава газа пробы его, отобранные глубинными пробоотборниками непосредственно в скважине или из газосепаратора на устье скважины, анализируют в лабораторных условиях. Для покомпонентного анализа газа, не содержащего конденсат, используют газовые хроматографы. Хроматография заключается в разделении сложных смесей газов на инди-

видуальные компоненты при их движении вдоль слоя сорбента. Сорбент, находящийся в хроматографической колонке, разделяет сложную анализируемую газовую смесь на временную последовательность бинарных смесей газаносителя с одним из анализируемых компонентов (метаном, этаном, пропаном, бутаном, пентаном, гексаном). После прохождения бинарных смесей через газоанализатор получают хроматограмму - последовательность пик, каждая из которых характеризует содержание определенного компонента в анализируемой смеси в %. Время хроматографического анализа одной пробы газовой смеси на современных хроматографах около 6 мин.

При разработке газоконденсатных месторождений кроме контроля динамики состава газа необходимо проводить контроль за газоконденсатной характеристикой (ГКХ). При контроле за ГКХ пробы газа отбирают с помощью передвижных стационарных установок и затем исследуют на установке УГК-3, основной частью которой является бомба рVT. После исследования пробы газа на установке УГК-3 на различных режимах строят кривую содержания C_5^{+} высш. в добываемом газе, т.е. кривую содержания газового конденсата q (в $\text{см}^3/\text{м}^3$ или $\text{г}/\text{м}^3$) в зависимости от пластового давления p_t .

Контроль за составом газа при разработке газоконденсатных месторождений нужно проводить дважды - после сепарации газа на нефтепромысле и отделения нестабильного конденсата (на заводе при дальнейшем снижении давления).

13.1.2. Геологопромысловые исследования скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты

Если скважина эксплуатирует объект, состоящий из одного пласта, то вся информация, получаемая в целом по скважине (дебит, обводненность, газовый фактор, давление и др.), относится именно к этому пласту и характеризует только его работу. Следовательно, эта информация может оказаться достаточной для осуществления контроля за работой однопластового объекта.

Положение существенно меняется, если в объект разработки объединены несколько в той или иной степени изолированных друг от друга пластов и прослоев. Как правило, в этих условиях из-за различия коллекторских свойств самостоятельных пластов и

прослоев, разрабатываемых общим фильтром, воздействие на каждый из них через нагнетательные скважины бывает различным. В наиболее проницаемые пласты будет поступать основная часть закачиваемой воды и соответственно в них поднимается пластовое давление. В часть малопроницаемых прослоев вода вообще не поступит, и динамическое давление в них снизится до уровня забойного. В результате этого в добывающих скважинах разные пласты и прослои будут работать по-разному, причем часть из них вообще не будет отдавать нефть. Отсюда следует, что по информации, получаемой из скважины о работе объекта в целом, невозможно судить о работе каждого пласта в отдельности, если они эксплуатируются общим фильтром.

В настоящее время для определения работы пластов многопластового объекта разработан целый ряд приборов и методов исследования. Причем для получения надежных результатов часто комплексуют замеры разными приборами. В добывающих скважинах обычно применяют методы механической и термокондуктивной дебитометрии, термометрии, плотнометрии, влагометрии, резистивиметрии. В нагнетательных скважинах используют механическую и термокондуктивную расходомерию, термометрию, закачку меченых веществ. Кроме этих прямых методов судить о работе пластов многопластового эксплуатационного объекта позволяют данные фотоколориметрии нефти, гидродинамических исследований по взаимодействию скважин, геологопромыслового анализа, детальной корреляции разрезов скважин и т.п.

Методы механической и термокондуктивной потокометрии. Метод механической потокометрии основан на фиксации скорости потока по стволу скважины с помощью перемещаемого на кабеле прибора с датчиком турбинного (вертушка) или реже поплавкового и другого типов. Частота вращения вертушки пропорциональна расходу жидкости, проходящей через сечение ствола скважины в месте установки прибора. Перемещая прибор по стволу скважины и измеряя скорость вращения вертушки, устанавливают количество жидкости, проходящей через его сечение на разных глубинах и, следовательно, определяют приток (расход) из каждого перфорированного пласта или интервала.

Данные замеров представляют в виде интегральных кривых, показывающих изменение по глубине ствола скважины суммарного измеренного дебита (расхода), или в виде дифференциальных профилей притока (расхода), показывающих дебит (приемистость) каждого из пластов или интервалов разреза.

В настоящее время применяют в основном приборы дистанционного действия, обеспечивающие передачу и регистрацию показаний на поверхности.

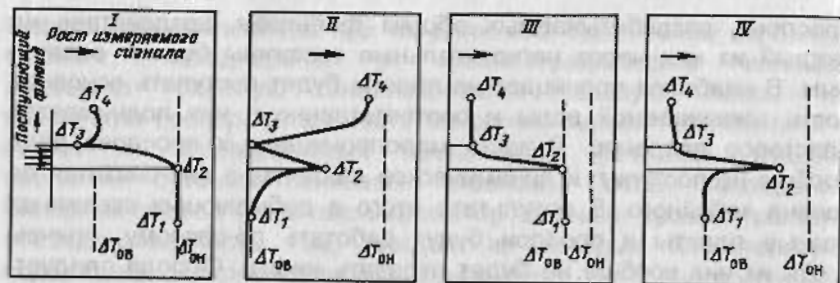


Рис.81. Типовые диаграммы термокондуктивного дебитомера против интервала притока:

I - значительный приток нефти с водой в гидрофобную среду; II - значительный приток нефти, ВНР ниже интервала притока, III - слабый приток нефти с водой, ВНР над интервалом притока, IV - слабый приток нефти в гидрофильную среду, ВНР над интервалом притока

Применение гидродинамических дебитометров имеет ряд ограничений, главные из них - низкая чувствительность к потоку в диапазоне малых и средних скоростей (даже в пакерном варианте) и большое влияние на показания механических примесей в потоке, которые засоряют узел чувствительного элемента.

От этих недостатков в значительной мере свободны термокондуктивные дебитометры СТД. Чувствительность беспакерного термокондуктивного дебитометра в некоторых случаях может быть выше чувствительности пакерных дебитометров с механическими датчиками.

В зависимости от составов притекающего из скважины флюида и флюида в стволе скважины диаграмма термокондуктивного дебитомера, регистрируемая против отдающего пласта, имеет различные конфигурации (рис.81).

На показания СТД оказывает влияние загрязнение датчика нефтепродуктами (нефть+парафин в скважинах со слабыми потоками флюидов). Основной элемент СТД - датчик-резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру среды. Датчик включен в мостовую схему, при помощи которой наблюдается изменение его сопротивления при постоянной величине подводимого электрического тока. По величине этого измерения можно судить о температуре датчика и скорости потока, а, следовательно, и о дебите пласта. К настоящему времени разработана конструкция термокондуктивного дебитомера диаметром 36 мм. Для исследования фонтанных и нагнетательных скважин широко применяется комплексация глубинных приборов.

Применение гамма-плотностномера совместно с ДГД и СТД позволяет изучить отдачу и производительность отдельных интервалов и характер отдачи. Оценка характера отдачи необходима

при исследовании скважины с высокой обводненностью продукции. При благоприятных геологических условиях (наличие глинистого раздела) обводненный пласт может быть изолирован при капитальном ремонте и тем самым снижен процент обводненности продукции в данной скважине.

При использовании материалов потокометрии необходимо четко представлять, что они не всегда достаточно полно отражают работу пластов. Это связано с тем, что, строго говоря, все разновидности механической и термокондуктивной потокометрии фиксируют работу фильтра (перфорационных отверстий), а не самого пласта.

Этими методами наиболее уверенно выделяются работающие и неработающие пласты многопластового объекта, отделенные друг от друга непроницаемыми разделами при неперменном условии надежной их изоляции друг от друга в заколонном пространстве. Только в этих условиях можно отождествлять работу фильтра и пластов (рис.82,а).

При некачественном цементировании и наличии заколонной циркуляции работа пластов не соответствует работе фильтра и данные потокометрии могут привести к ошибочным заключениям.

Перед проведением измерений при помощи глубинных дистанционных приборов необходимо тщательно ознакомиться со всеми геологопромысловыми материалами по эксплуатационному журналу. Скважина должна быть подготовлена согласно правилам техники безопасности. Глубину спуска в скважину измеряют одним из следующих способов: по механическому счетчику глубины; по магнитным меткам; визуально по контрольным меткам; с привязкой по диаграммам гаммакаротажа или локатора муфт.

Для облегчения прохождения прибора и предупреждения его подброса встречными потоками в лифте его опускают при закрытой скважине. В результате остановки скважины режим ее работы нарушается. После спуска прибора на заданную глубину необходимо время для восстановления режима работы скважины. Оно определяется параметрами пласта. Время спуска прибора на забой скважины обычно не превышает 30-40 мин, а время восстановления режима - не менее 1-1,5 ч. Для большей достоверности исследований прибор 3 раза останавливают на одних и тех же глубинах, принимая за истинные средние значения.

Нагнетательные скважины исследуют в процессе закачки или излива жидкости, а в некоторых случаях за один спуск прибора - при закачке и изливе.

Расходомер сначала устанавливают выше интервалов перфорации. Скважину подключают к водоводу и выдерживают в течение времени, необходимого для установления рабочего

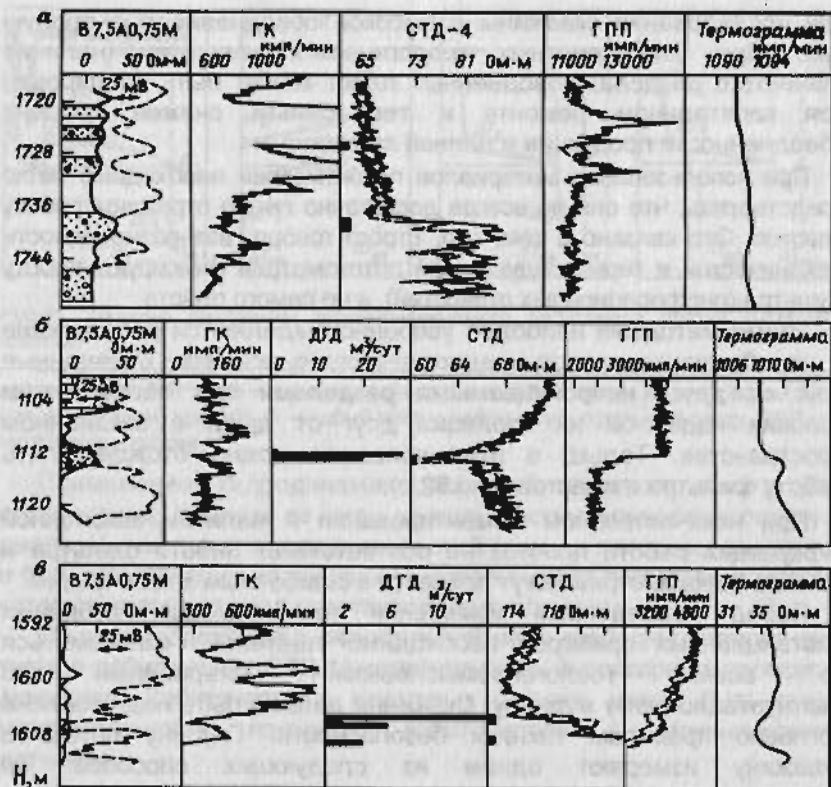


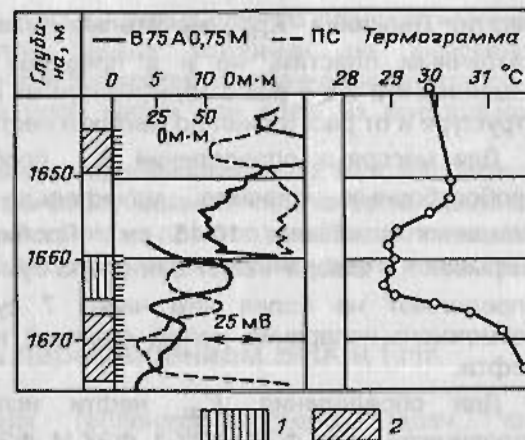
Рис.82. Примеры выделения работающей мощности пластов:
 а - Д₁ в скв.206 Серафимовского месторождения; б и в - Д₁ Александровской площади Туймазинского месторождения соответственно в скв.750 и 1104

режима, о чем судят по стабилизации скорости вращения турбинки. Замеры делают через каждые 10 мин. Режим скважины следует считать установившимся, если последние три замера различаются не более чем на 2-3 %.

Частоту вращения турбинки в данной точке принимают соответствующей суммарному расходу, который определяют по расходомеру кустовой насосной станции. В зависимости от мощности пластов замеры следует проводить через равные интервалы - 20, 40 или 50 см. Такие же интервалы желательно соблюдать и при переходе через участки пласта, не вскрытые перфорацией. По прохождении всей мощности пластов в наиболее характерных участках необходимо делать контрольные замеры.

Термометрия. В комплексе с ДГД, СТД и гамма-плотностномером проводится также термометрия (рис.82,б).

Рис.83. Термограмма нагнетательной скважины.
 Пласты: 1 - принимающий воду, 2 - не принимающий воду



Термические исследования скважин - одно из важнейших средств изучения гидродинамического состояния продуктивных пластов.

Большое значение имеют термические исследования в действующих добывающих и нагнетательных (рис.83) скважинах. В соответствии с задачами, решаемыми при термических исследованиях скважин, глубинные термометры по назначению можно разделить на две основные группы: абсолютные, предназначенные для измерений установившихся значений температур, и дифференциальные, основное назначение которых состоит в регистрации температурных аномалий на фоне больших абсолютных значений температур в скважине. При решении специальных задач, например, при выявлении интервала обводнения в перфорированном нефтяном пласте, хорошие результаты могут быть получены с помощью потенциал-термометра, дающего информацию как об относительных перепадах температуры, так и об изменении величины абсолютной температуры при условии, что чувствительность таких термометров будет достаточно высокой.

Физико-химические методы выявления работающих пластов.

Выявление работающих пластов с помощью физико-химических методов основано на различных химических составах нефти и пластовой воды даже в близко расположенных пластах. Нефть, являясь смесью углеводородов различного состава, обладает различными физическими свойствами. Химический состав нефти, ее вязкость оказывают значительное влияние на коэффициент светопоглощения $K_{ст}$, что позволило И.Ф.Глумову и А.Ф.Гильманшину предложить способ контроля за перемещением

нефти. Величина $K_{сп}$ значительно изменяется не только по различным пластам, но и в пределах одного пласта может изменяться в 2,5-5 раз в зависимости от положения скважины на структуре и от расстояния до контакта нефть-вода.

Для массовых определений $K_{сп}$ пробы нефти отбирают из пробоотборных краников манифольда скважин в чистый стаканчик в объеме 10-15 см³. Пробирку с нефтью плотно закрывают и заворачивают в плотную бумагу. В лаборатории $K_{сп}$ определяют не более чем через 7 сут после отбора из-за возможного испарения легких фракций и частичного окисления нефти.

Для определения $K_{сп}$ нефти используют фотоэлектроколориметры типа ФЭК (ФЭК-1, ФЭК-М, ФЭК-Н-57, ФЭК-56).

Для определения наличия притока нефти из того или иного пласта многопластового месторождения и его относительной величины необходимо знать эталонную величину $K_{сп}$ для каждого пласта.

Величины притоков

$$q_1 = (K'_{сп} - K_{сп}) / (-K'_{сп} - K''_{сп}); \quad q_2 = 1 - q_1; \quad Q_1 = Q q_1; \quad Q_2 = Q q_2,$$

где $K'_{сп}$, $K''_{сп}$, $K_{сп}$ - коэффициенты светопоглощения нефти соответственно из первого, второго пластов и добываемой смеси; q_1 , q_2 - отношения дебитов первого и второго пластов к дебиту скважины; Q_1 , Q_2 , Q - абсолютные дебиты первого, второго пластов и скважины.

Определение гидродинамической связи между пластами. Для определения гидродинамической связи между пластами используют следующие методы.

1. Методы, основанные на анализе добываемой нефти и воды из скважины, учитывающие различия их свойств по отдельным пластам. При наличии гидродинамической связи между пластами из исследуемой скважины добывают смесь флюидов, насыщающих различные пласты, и их свойства отличаются от свойств эталонных проб. При этом может использоваться эффект изменения $K_{сп}$ смеси по сравнению с эталонными образцами по пласту, эффект изменения в смеси нефтей концентрации редких элементов - кобальта или ванадия, определяемой нейтронно-активационным, рентгено-радиометрическим, атомно-абсорбционным способами.

2. Методы, основанные на закачке в один из пластов (наличие гидродинамической связи между которыми не выяснено) радиоактивных изотопов или жидкостей с добавкой индикаторов с последующим анализом проб нефти или воды из контрольной скважины.

3. Применение собственно гидродинамических методов. Можно использовать метод гидропрослушивания, при котором, изменяя режим работы скважин на одном из пластов, улавливают импульс от этого изменения в наблюдательных скважинах другого пласта.

13.1.3. Контроль за перемещением ВНК и ГНК

При решении таких геологопромысловых задач, как регулирование продвижения контуров нефтегазоносности, оценка текущих коэффициентов нефтеотдачи, заводненного объема и др., необходимо знание текущего положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов (ТВНК, ТГНК, ТГВК).

В настоящее время разработаны методические основы определения ВНК, ГВК и положения заводненных пластов практически для любых геолого-физических условий продуктивных пластов. К их числу относят как прямые методы, такие как контроль по данным обводнения скважин, гидрохимические и промыслово-геофизические, так и косвенные, основанные на систематизации и комплексном обобщении различной геологопромысловой информации.

Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды в залежь на основании систематического наблюдения за динамикой обводнения добывающих скважин. Этот метод наиболее простой и не требует применения специальных приборов.

Появление воды, вытесняющей нефть, в ранее безводных скважинах, может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне и в ней перфорирована только верхняя нефтенасыщенная часть пласта, начало ее обводнения обычно связано с подъемом ВНК и совпадает с моментом, когда поверхность текущего ВНК достигает нижних отверстий.

Однако следует учитывать, что в случае монолитного пласта из-за разрушения глинистой корки в заколонном пространстве в скважине может появиться вода, когда текущий ВНК еще находится ниже перфорационных отверстий на 2-3 м.

Для определения положения текущего ВНК в пределах интервала перфорации по данным о доле воды в продукции скважин предложены различные формулы и эмпирические

зависимости. Однако точность количественных определений положения текущего ВНК этим способом обычно крайне низка. Поэтому показатели обводненности скважин пригодны лишь для качественных суждений - если обводненность низкая - текущий ВНК находится в нижней части интервала перфорации, а если высокая - то в его верхней части. В высокопроницаемых однородных пластах, когда вертикальная проницаемость близка к горизонтальной, появление воды в скважине может быть связано с образованием конуса подошвенной воды.

Появление пластовой воды в скважине, расположенной во внутреннем контуре нефтеносности залежи, указывает на то, что текущий внутренний контур в районе этой скважины переместился. Зная моменты прохождения текущего внутреннего контура через разные скважины, можно фиксировать его положение на разные даты и определять скорость перемещения на различных участках залежи. Переход скважины на работу чистой водой (полное обводнение) указывает на прохождение через эту точку залежи текущего внешнего контура нефтеносности. На практике этот момент фиксируется с некоторой долей приближенности, поскольку добывающие скважины обычно отключают при обводненности 96-98 %.

Метод контроля по данным об обводненности скважины полезно комплексировать с гидрохимическими методами, основанными на наблюдениях за изменением химического состава воды, добываемой вместе с нефтью. Особенно это важно, если на залежи происходит подъем ВНК и контуры нефтеносности продвигаются одновременно с перемещением фронта закачиваемой воды.

Данные о начале обводнения скважины закачиваемой водой (обычно отличающейся по химическому составу от пластовой) дают возможность достаточно уверенно фиксировать положение передней границы фронта нагнетаемой воды. Однако при этом нельзя судить о том, по какой части мощности пласта закачиваемая вода подошла к добывающей скважине, а какая её часть на эту дату осталась нефтенасыщенной.

Эффективность контроля заводнения пластов по данным обводнения скважин существенно зависит от соотношения вязкостей нефти и вытесняющей воды. Чем меньше это соотношение, тем теснее связь между обводненностью скважин и соотношением заводненной и нефтенасыщенной частей пласта в интервале перфорации. При соотношении вязкостей более 1,5-2 такая связь уже полностью отсутствует и даже при весьма высокой обводненности скважин в пределах интервала перфорации и ниже него могут оставаться участки пласта с высокой нефтенасыщенностью.

Применяя метод контроля по обводнению скважин, всегда надо иметь в виду, что появление воды может быть связано не только с технологическими причинами - заводнением пластов, но и с техническими - некачественное цементирование, негерметичность колонны и др. Поэтому для анализа следует привлекать только те данные по обводненности, которые получены по технически исправным скважинам, в которых исключена заколонная циркуляция.

Использование данных об обводнении скважин для контроля заводнения многопластовых объектов значительно менее эффективно, чем для однопластового объекта. Ими можно пользоваться лишь в том случае, если точно известно, в какой из пластов многопластового объекта внедрилась вода. Если же в скважине воду дают два или большее количество пластов, информация об обводнении скважин для целей контроля практически непригодна. Поэтому в многопластовых объектах система контроля заводнения пластов основывается на других методах.

13.1.4. Комплексирование различных методов для выделения заводненных пластов

Особо сложная задача - выделение перфорированных заводняемых пластов в действующей скважине, эксплуатирующей многопластовый объект. В этом случае требуется комплексирование различных методов (табл.14), основанных на изучении изменения по стволу скважины скорости потока жидкости, состава смеси, температуры и др. Вначале с помощью глубинного дебитометра выделяют работающие в скважине пласты. Затем определяют состав жидкости против работающих интервалов, для чего используют замеры диэлектрических влагомеров, гамма-плотномеров или резистивиметров. Наиболее надежное выделение интервалов поступления воды таким способом обеспечивается, если дебит скважины достаточно высок (более $120 \text{ м}^3/\text{сут}$) и в колонне не происходит гравитационного разделения нефти и воды. При меньшем дебите вода из скважины полностью не выносится, часть ее скапливается в нижней части колонны и может частично или полностью перекрыть интервал перфорации. В результате эффективность способа резко снижается.

Таблица 14

Методы определения ВНК и заводненных пластов при различных геолого-физических и технических условиях

Назначение скважины, степень перфорации пласта	Особенности конструкции обсадной колонны	Минерализация пластовой и обводняющей пласт воды, г/л	Рекомендуемые методы исследования			
			основные	дополнительные		
Добывающие	Пласт перфорирован на полную мощность	Обычная	> 40	ДГД, СТД, ГК	ГГП	
			< 25	ДГД, СТД, ГК	ГГП	
		Пластмассовые обсадные трубы	Любая возможная	ИК, НГК, ИННКт	ГГП	
	ОМПТ	То же	ЭКЭС	НА по О		
	Пласт перфорирован частично	Обычная	> 40	НГК, ИННКт	НА по Na и Cl	
			< 25	-	НА по О	
Пластмассовые обсадные трубы		Любая возможная	ИК	НА по О		
ОМПТ		То же	ЭКЭС	НА по О		
Контрольные	Пласт не перфорирован	Обычная	> 40	НГК, ИННКт, ИНГК	НА по Na и Cl	
			< 25	-	НА по О	
	Пластмассовые обсадные трубы	Любая возможная	Обычная	Любая возможная	ИК	НА по О
				ОМПТ	То же	БКЗ, ИННКт
Оценочные	Открытый забой	Обычная	> 40	Полный комплекс исследований для скважин, выходящих из бурения		
			< 25	То же		

Примечание. ОМПТ - обсадные металлопластмассовые трубы; ЭКЭС - электрокаротаж в эксплуатационной скважине с помощью контактных зондов и обсадных металлопластмассовых труб; НА по О - наведенная активность по кислороду.

При небольшом дебите скважины хорошие результаты при выделении обводняющихся интервалов может дать метод наведенной активности кислорода, при котором фиксируется движущаяся по стволу скважины вода. Включение в комплекс для выделения пластов, заводняемых закачиваемой водой, термометрии основано на том, что обычно в пласт нагнетается холодная вода с температурой ниже пластовой. Фиксируя в стволе добывающей скважины интервалы с пониженной температурой, выделяют пласты, промытые закачиваемой водой. Но поскольку фронт охлаждения отстает от фронта вытеснения, с помощью термометрии можно уверенно выделять только те заводненные пласты, через которые прошел значительный объем нагнетаемой воды.

Основным недостатком контроля за заводнением пластов по данным радиометрии является невозможность количественной оценки остаточной нефтенасыщенности.

Электрические методы обладают значительно большей глубиной исследования, чем радиоактивные. При обводнении пласта опресненными водами нижний предел минерализации, при котором отмечены случаи однозначной интерпретации данных электрокаротажа, составляет 5 г/л против 25-40 г/л для радиоактивного каротажа. При радиоактивных методах исследования наибольшая геологопромысловая эффективность наблюдается при временных замерах. Временные замеры при помощи электрокаротажа в одной и той же скважине дают значительно большую информацию.

Предложено несколько типов обсадных колонн, не препятствующих проведению электрокаротажа в обсаженной скважине, однако в настоящее время наиболее разработана и внедрена технология изготовления ОМПТ обсадных электропроводящих металлопластмассовых труб с равномерно распределенными в них электрическими контактами (конструкция Уфимского нефтяного института), составляющих часть обсадной колонны скважины, перекрывающую эксплуатационный объект, и обеспечивающих возможность проведения в скважине высокоинформативных измерений по методу сопротивлений с получением более надежной, чем другими применяемыми методами, количественной оценки изменения насыщенности пластов во времени.

Оценка положения ГНК и ГВК и интервалов обводнения при разработке газовых месторождений. В процессе эксплуатации газовых месторождений газонасыщенность определяется

преимущественно различными модификациями нейтронного каротажа, из которых наиболее распространены нейтронный гамма-каротаж и импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (табл.15).

Таблица 15

Методы определения ГНК и ГВК в различных геолого-физических и технических условиях

Назначение скважины	Минерализация пластовой воды, г/л	Цель определения	Рекомендуемые основные методы исследования*
Добывающая, пласт перфорирован	>40	ГНК	НГК, ННК _T , ИННК _T
		ГВК	НГК, ННК _T , ИННК _T
	<25	ГНК	-
		ГВК	ЭКЭС
Контрольная, пласт не перфорирован	>40	ГНК	НГК, ННК _T , ИННК _T
		ГВК	НГК, ННК _T , ИННК _T
	<25	ГНК	ИНГ, ННК _T , ИННК _T
		ГВК	Электрокаротаж в ОМПТ

* Дополнительный метод исследования - высокочувствительная термометрия.

Широкое использование нейтронных методов при оценке газонасыщенности объясняется тем, что газоносные пласты в отличие от водоносных или нефтеносных имеют относительно малые водородосодержание и плотность флюида, насыщающего поры. Если нефть по содержанию ядер водорода практически не отличается от воды, то водородосодержание газа в 62/p, а плотность в 140/p раз меньше, чем у воды (p-давление в пласте, МПа).

Все методики оценки газонасыщенности по результатам нейтронных методов основаны на изучении водородосодержания в зоне пласта, не превышающей десятых долей метра, поэтому для достоверности оценки газонасыщенности необходимо полное расформирование зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости. Наиболее надежны такие определения в неперфорированной скважине с герметичным цементным кольцом.

13.2. Геологопромысловый анализ состояния разработки эксплуатационного объекта

13.2.1. Основные показатели разработки

Геологопромысловая документация показателей разработки ведется на нефтепромыслах (табл. 16 - 19), в НГДУ, производственных объединениях и Роснефти.

Таблица 16

Промысловая документация

Документ	Сведения, содержащиеся в документе
Паспорт скважины	Конструкция скважины, объект(объекты) эксплуатации, дата выхода из бурения и начала эксплуатации, начальные дебиты нефти, газа, воды, начальное пластовое давление. Способ эксплуатации; изменения дебитов и пластового давления во времени; добыча за каждый месяц и накопленная добыча нефти, жидкости, газа; дата начала обводнения и его характер. Для нагнетательных скважин кроме этих сведений приводятся данные о текущей и накопленной закачках воды
Суточные, квартальные, месячные рапорты, карточки режимов (месячные)	Данные о добыче нефти, воды, газа, закачке воды по промыслам, объектам эксплуатации, нагнетательным кустам. Данные по всем скважинам отдельно, по объектам эксплуатации месторождений о среднесуточной добыче нефти, газа, воды, жидкости, способах эксплуатации, забойном и пластовом давлениях, обводненности продукции, числе скважино-дней эксплуатации, причинах бездействия скважин
Журналы и карточки состояния разработки	Ежемесячные, ежеквартальные, ежегодные сведения о количестве скважин (действующих, бездействующих, добывающих, нагнетательных, фонтанных, насосных, компрессорных, обводненных), добыче нефти, воды, газа, жидкости (всего фонда и по способам эксплуатации), закачке воды, пластовом давлении, обводненности продукции и фонда скважин, добыче нефти по обводненному и безводному фонду скважин
Карточки исследования скважин	Результаты геофизических, гидродинамических и других исследований

Таблица 17

Форма эксплуатационной карточки

Месторождение..... Начало бурения..... Глубина скважины.....
 Скважина №..... Конец бурения..... Искусственный забой.....
 Пласт..... Вступление в эксплуатацию.....

19... год											
Месяц	Количество часов эксплуатации	Число дней в месяце	Добыча нефти, т			Добыча газа, м ³			Добыча воды		
			за месяц	средне-суточная	всего добыто	газовый фактор	за месяц	всего добыто	% обводненности	за месяц	всего добытого
I											
II											

Таблица 18

Форма документации работы нагнетательной скважины

Месторождение..... Скважина №..... Глубина.....
 Диаметр колонны..... Альтитуда.....
 Начало нагнетания..... Удлинение.....

Год	За год			С начала нагнетания		Давление нагнетания, МПа	Примечание
	Среднесуточная закачка, м ³	Объем закачки, м ³	Продолжительность работы, сут.	Объем закачки, м ³	Продолжительность работы, сут.		
1	2	3	4	5	6	7	8
19...							
.....							

Таблица 19

Данные о разработке залежи (объекта)

Годы	Годовой отбор					Накопленный отбор		Накопленный отбор, тыс. м ³			Число добывающих скважин		
	Поверхностные условия, тыс. т		Пластовые условия, тыс. м ³			(поверхностные условия), тыс. т		нефти	воды	жидкости	Среднегодовая обводненность, %	действующих	перебывавших в эксплуатации
нефти	воды	нефти	воды	жидкости	нефти	воды	нефти						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение

Плотность сетки скважин		Темп отбора нефти,	Текущая нефтеотдача	Закачка воды в нагнетательные скважины, тыс. м ³	Накопленная закачка воды в нагнетательные скважины, тыс. м ³	Число нагнетательных скважин	
действующих	перебывавших в эксплуатации	% от балансовых запасов				действующих	перебывавших в эксплуатации
15	16	17	18	19	20	21	22

На основании данных таблицы 19 строят графики разработки (рис.84). Они наглядно отображают динамику показателей разработки по объекту в целом во времени. Детальность графика

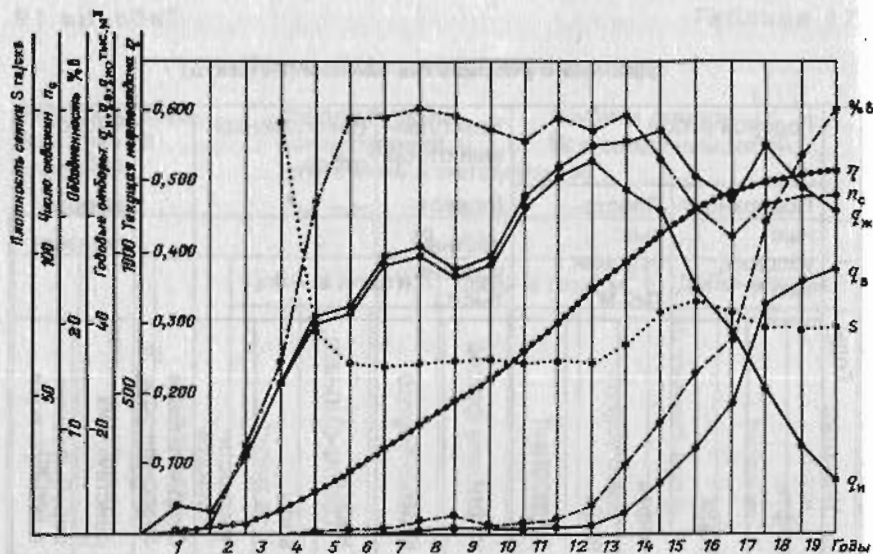


Рис. 84. Пример разработки.

[q_n] - годовая добыча нефти; [q_b] - годовая добыча воды; [$q_{ж}$] - годовая добыча жидкости; [S] - текущая плотность сетки скважин, га/скв.; [n_c] - количество работающих скважин; [η] - текущая нефтеотдача; [$B, \%$] - обводненность продукции

разработки зависит от решаемых с его помощью задач, а промысловые данные могут быть ежемесячными, ежеквартальными или ежегодными. С помощью графика разработки можно быстро построить некоторые дополнительные зависимости, например, нефтеотдачи от обводненности продукции.

По основным промысловым данным строят также карты разработки. Как правило, любая карта разработки составляется на начало календарного года. На всех картах отражается положение начальных и текущих внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Наиболее часто производственники составляют карту текущих и карту суммарных отборов жидкости. Эти карты позволяют наглядно представить производительность скважин в конкретной точке пласта, обводненность продукции в этой скважине, величину накопленного отбора жидкости с выделением доли воды и нефти. Анализ различных карт разработки позволяет наметить мероприятия по регулированию разработки.

Важнейшей характеристикой работы пласта при анализе разработки является энергетическая характеристика, отобра-

жаемая с помощью карт изобар. Карты изобар составляются раз в квартал. С использованием карт изобар решают следующие задачи:

рассчитывают средневзвешенное по площади или по объему давление по объекту разработки или по его части;

определяют градиенты давления по любой зоне карт изобар;

устанавливают направление линии тока и положение нейтральной линии тока;

используя данные по добыче жидкости на участке залежи и определив градиент давления на этом участке, зная ширину и толщину участка, можно определить проницаемость по анализируемой зоне.

Анализируя карты изобар совместно с другими геологическими материалами по объекту, определяют положение застойных зон и зон с низкими градиентами давления, т.е. зон, где могут проявляться неньютоновские свойства нефтей. Имея достоверную информацию энергетического состояния объекта разработки в целом и отдельных его зон, легко принять решение об изменении системы воздействия на объект в целом и на отдельные его зоны.

13.2.2. Анализ разработки эксплуатационных объектов

Геологопромысловое изучение объекта разработки и систематизация во времени основных показателей разработки позволяют провести качественный анализ разработки эксплуатационных объектов. Основная цель анализа разработки - получение данных о том, соответствует ли текущая и конечная нефтеотдача объекта потенциальной, и выявление при этом величины и положения остаточных запасов и соответствия проектной и фактической нефтеотдачи.

Схема анализа разработки эксплуатационных объектов как при текущей работе, так и при оценке эффективности методов повышенной нефтеотдачи включает:

уточнение подсчетных параметров;

уточнение запасов по анализируемому объекту и его участкам;

детальную характеристику геологической неоднородности и физико-химических свойств анализируемого объекта и его участков;

идентификация анализируемых объектов по геолого-физическим свойствам и ранжирование по геологической неоднородности;

прогноз конечной нефтеотдачи;

сопоставление фактической величины текущей и конечной нефтеотдачи с прогнозной и оценкой влияния ранжирования по геологической неоднородности и особенностей технологии разработки.

Поясним некоторые блоки данной схемы.

При детальной характеристике геологической неоднородности необходимо определить, к какому иерархическому уровню его можно отнести и, соответственно, охарактеризовать его с помощью параметров геологической неоднородности. В зависимости от принятой системы разработки и особенностей геологического строения на одном и том же объекте могут быть участки, относящиеся к различным иерархическим уровням.

Идентификация анализируемых объектов и ранжирование по геологической неоднородности проводятся для того, чтобы распределить их в порядке возрастания или убывания потенциальной нефтеотдачи, которая в основном определяется геолого-физическими свойствами. Идентификация и ранжирование могут осуществляться с помощью экспертных оценок, ранговой корреляции по ряду признаков и с помощью методов распознавания образов при факторном анализе.

Конечная нефтеотдача (начальные извлекаемые запасы) может прогнозироваться с помощью экстраполяционных промысло-статистических методов С.Н. Назарова, Г.С. Камбарова, М.И. Максимова, И.Г. Пермякова и других. Подсчет начальных извлекаемых запасов залежей нефти с водонапорным режимом основывается на использовании характеристик вытеснения: $Q_H = f(Q_J, Q_B)$, где Q_H , Q_J , Q_B - накопленная добыча соответственно нефти, жидкости и воды с начала разработки.

Названные методики дают достаточно хорошие результаты при высокой обводненности продукции и небольшом интервале экстраполяции. При нарушении этих условий промысло-статистические методы прогноза нефтеотдачи имеют большие погрешности. Более совершенными для прогноза текущей и конечной нефтеотдачи являются адаптационные геологопромысловые модели (АГПМ). Аналитическое выражение простейшей (АГПМ)

$$\eta = A_0(t) - B(t) K_{неод} K_{зап},$$

где $A_0(t)$ - свободный член линейного уравнения в фиксированный момент времени; $B(t)$ - коэффициент при геолого-технологических параметрах на фиксированный момент времени;

$K_{неод}$ - комплексный показатель неоднородности; $K_{зап}$ - коэффициент запаса нефти, приходящегося в среднем на одну скважину, равный отношению $Q_{факт. на скв.} / Q_{опт.}$.

Модели данного типа позволяют оценить потенциальную нефтеотдачу на любой стадии разработки.

На заключительном этапе анализа сопоставляют фактическую и потенциальную нефтеотдачу анализируемых объектов и сравнивают с ранжированными значениями геологической неоднородности. При подобном сопоставлении могут быть следующие варианты.

1. Ранжированные значения нефтеотдачи совпадают с ранжированными значениями геолого-физических параметров, а фактическая нефтеотдача близка к проектной. При этом фактическая нефтеотдача будет близка к потенциальной.

2. Ранжированные значения нефтеотдачи не совпадают с ранжированными значениями геолого-физических параметров. Это может быть связано с перетоками нефти по отдельным участкам объекта разработки или оттоком нефти в выше-или нижележащие пласты. Данное предположение должно быть проверено с помощью комплексного сопоставления промысловых и гидродинамических исследований. При отсутствии перетоков отклонение в показателях разработки может быть обусловлено несовершенством системы разработки. Основными элементами системы разработки, влияющими на отклонения показателей разработки, являются система заводнения и плотность сетки скважин. Совершенствование системы заводнения может заключаться в увеличении давления нагнетания и расхода рабочего агента, в переходе на избирательное или площадное заводнение. При совершенствовании системы размещения и плотности сетки скважин необходимо добиваться оптимальной плотности сетки. При этом правильнее пользоваться не площадной, а объемной характеристикой плотности сетки скважин, выраженной в балансовых запасах, приходящихся на одну скважину. При оптимальной плотности сетки скважин нефтеотдача близка к потенциальной и дальнейшее уплотнение не приводит к повышению нефтеотдачи. При превышении балансовых запасов на скважину оптимальной величины значительно снижаются величины текущей и конечной нефтеотдачи. Оптимальная величина запасов на одну скважину уменьшается с увеличением вязкости нефти и ростом геологической неоднородности.

13.3. Контроль за заводнением и охватом эксплуатационного объекта процессом вытеснения

При разработке газовых месторождений, которая осуществляется на природных режимах в условиях непрерывного снижения пластового давления при большой подвижности газа, обычно весь объем залежи представляет собой единую газодинамическую систему, все точки которой взаимодействуют между собой. В этих условиях практически весь объем залежи включается в процесс дренирования.

При разработке нефтяных месторождений с заводнением осуществляется направленное вытеснение нефти водой путем воздействия на продуктивные пласты закачкой воды. В этом случае полнота дренирования объема залежи зависит от полноты охвата продуктивных пластов воздействием.

Степень вовлечения объема эксплуатационного объекта в разработку характеризуется коэффициентом охвата продуктивных пластов воздействием (коэффициентом охвата). Под коэффициентом охвата понимают отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного на определенную дату воздействием, ко всему нефтенасыщенному объему пласта (залежи, эксплуатационного объекта).

В связи со значительной геологической неоднородностью большинства объектов разработки, прерывистостью, расчлененностью, различием в фильтрационных свойствах слагающих их пластов и прослоев редко удается обеспечить коэффициент охвата, близкий к единице. Чем полнее принятая система разработки учитывает особенности геологического строения продуктивных пластов, тем выше коэффициент охвата, поэтому достижение возможно большей величины этого коэффициента играет решающую роль при выборе системы разработки для новой залежи.

При изучении степени охвата эксплуатационного объекта воздействием различают охват по мощности, по площади и по объему. Коэффициент охвата по мощности $K_{\text{охв}h}$ равен отношению нефтенасыщенной мощности, подвергшейся воздействию, к суммарной эффективной нефтенасыщенной мощности объекта. В нагнетательных скважинах охваченными воздействием считаются те пласты и прослои, в которые поступает нагнетаемая вода. В добывающих скважинах к ним относят те пласты и прослои, которые "работают" - отдают нефть в условиях относительно стабильного или даже возрастающего пластового давления.

Коэффициент охвата по площади $K_{\text{охв}S}$ определяют для каждого объекта разработки в отдельности. Численно он равен отношению площади, охваченной воздействием, к общей площади распространения пласта-коллектора в пределах залежи. На практике обычно с определенной долей условности отождествляют коэффициент охвата по площади каждого отдельного пласта с коэффициентом охвата по объему $K_{\text{охв}V}$.

Охват пласта заводнением значительно влияет на нефтеотдачу залежей, а, следовательно, и на извлекаемые запасы. Извлекаемые запасы нефти: $Q_{\text{изв}} = Q_0 K_B K_{\text{охв}}$, где $Q_{\text{изв}}$ и Q_0 - запасы нефти соответственно извлекаемые и геологические; K_B - средневзвешенный коэффициент вытеснения; $K_{\text{охв}}$ - коэффициент охвата пласта заводнением.

Практически при разработке наибольшее изменение величины извлекаемых запасов связано с коэффициентом охвата пласта вытесняющим агентом, т.е. коэффициент охвата в большей степени влияет на нефтеотдачу по залежи с данными физико-химическими свойствами нефти. С ростом таких факторов, как геологическая неоднородность пласта, вязкость нефти, площадь залежи, приходящаяся на скважину, коэффициент охвата уменьшается. Этот параметр в конечном счете определяется величиной охваченной воздействием нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Для ее определения используются геологические профили, профили приемистости и отдачи по нагнетательным и добывающим скважинам. В табл.20 приводятся данные о величине коэффициентов охвата по площади и по мощности сложного объекта разработки, приуроченного к терригенной толще нижнего карбона Новохазинской площади Арланского месторождения при 80 % обводненности продукции по участку.

При оценке коэффициента охвата выделяются, так называемые, активные, или работающие толщины пласта. Активная толщина выделяется по наивысшей и наименьшей границам профилей отдачи, снятых при различных технологических режимах работы скважины. По данным выделенных активных толщин по скважинам строят карты этих толщин по всем пластам. С помощью этих карт подсчитывают объемы пласта, охваченные заводнением, как по отдельным пластам, так и по участку в целом. Отношение объема пласта, охваченного заводнением, ко всему объему и дает коэффициент охвата пласта заводнением (табл.20).

Таблица 20

Коэффициент охвата пласта заводнением

Поле	Удельная площадь, га/скв	Коэффициент охвата пласта заводнением				
		C_{II}	C_V	C_{VI_0}	C_{VI}	Суммарно по полю
Южное	12	0,65	0,37	0,11	0,49	0,51
Северное	21	0,41	0,12	0,18	0,36	0,37
Восточное	18	0,66	0,08	0,05	0,43	0,43
Участок в целом		0,57	0,17	0,10	0,41	0,43

Анализ таблицы показывает, что коэффициент охвата выше по более однородным пластам (C_{II} , C_{VI}), т.е. по основным объектам разработки, и значительно ниже по более неоднородным пластам C_{VI} C_{VI_0} . По отдельным полям коэффициент охвата по одним и тем же пластам увеличивается с увеличением плотности сетки скважин, что хорошо отмечается при сравнении коэффициентов охвата по северному (21 га/скв) и южному (12 га/скв) полям, несмотря на то, что геологическая неоднородность по южному полю несколько выше, чем по северному.

Охват пласта заводнением во времени зависит от физико-химических свойств нефти и геологической неоднородности (табл.21).

По неоднородным пластам с высоковязкой нефтью наибольший рост охвата пласта заводнением наблюдается при обводненности продукции на 70 % и выше, чем и объясняется отбор большого количества воды. По относительно однородным объектам с маловязкой нефтью наибольший прирост коэффициента охвата происходит при малой обводненности продукции.

Таблица 21

Динамика охвата пласта заводнением при различных физико-химических свойствах нефти и степени геологической неоднородности

Характеристика объектов	Обводненность продукции, %									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	98
Неоднородные с высоковязкой нефтью	0,08	0,14	0,18	0,25	0,28	0,36	0,42	0,50	0,70	0,76
Однородные с маловязкой нефтью	0,38	0,45	0,52	0,57	0,60	0,62	0,64	0,66	0,70	0,79

13.4. Методы регулирования разработки эксплуатационных объектов

На основе анализа и контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений выявляются расхождения между фактическими и проектными показателями разработки, что служит основой для осуществления мероприятий по приведению в соответствие фактического хода разработки с проектным. Совокупность этих мероприятий и служит регулированием разработки эксплуатационных объектов нефтяных и газовых месторождений, которое можно проводить чисто технологическими методами без изменения или с частичным изменением системы разработки. Регулирование разработки в каждом конкретном случае представляет собой сложную задачу, требующую как детального учета геологического строения объекта разработки и физико-химических свойств флюидов, так и текущего состояния разработки на момент начала регулирования.

Основная задача регулирования заключается в достижении равномерности выработки запасов углеводородов и создании таких режимов разработки, которые замедляют снижение скорости изменения фазовой проницаемости для нефти и газа. Разработка регулируется в основном с помощью гидродинамических методов.

К числу технологических методов регулирования разработки нефтяных месторождений относятся.

1. Изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем уменьшения или увеличения их дебитов и расходов закачиваемых в пласт веществ вплоть до прекращения эксплуатации (отключения) скважин.

В скважинах, эксплуатирующих неоднородные низкопроницаемые пласты, возможности применения регулирования с помощью изменения режимов довольно ограничены, так как продуктивность и дебиты скважины обратно пропорциональны неоднородности пласта. В скважинах, эксплуатирующих однородный пласт с высокой проницаемостью, с помощью режимов работы скважины можно менять дебиты в широких пределах. При проведении знаменитого эксперимента по разрежению вдвое сетки скважин на пласт D_1 Бавлинского месторождения суммарный дебит оставшихся скважин путем изменения режимов работы скважин удалось сохранить на прежнем уровне. Следует отметить, что объект разработки пласта D_1 Бавлинского месторождения самый однородный из девонских Волго-Уральской провинции.

Несмотря на то, что общий отбор жидкости путем регулирования разработки удалось сохранить, конечная нефтеотдача из-за разрежения сетки скважин уменьшилась на несколько пунктов.

2. Общее и главным образом поинтервальное воздействие на призабойную зону скважин с целью увеличения притока нефти из отдельных прослоев пласта или расхода закачиваемых в них веществ.

Технически поставленная задача может достигаться проведением дополнительной перфорации, гидropескоструйной перфорацией; дренированием пласта горизонтальными каналами и др.

3. Увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до давления раскрытия трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка рабочих агентов в прослой пласта при дифференцированном давлении нагнетания или снижение давления нагнетания вплоть до давления ниже давления насыщения, что приводит к использованию запаса энергии растворенного газа.

4. Изменение направления фильтрационных потоков в неоднородных пластах, что приводит к вытеснению нефти из тупиковых зон и полулинз. В однородных пластах изменение фильтрационных потоков, особенно вблизи нейтральных линий тока, ведет к увеличению градиентов давления и расформированию застойных зон.

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождений, относят следующие.

1. Очаговое и избирательное воздействие на разрабатываемые объекты путем осуществления закачки в пласт агентов через специально пробуренные нагнетательные скважины, через которые осуществляется выборочное воздействие на отдельные участки объектов.

2. Уплотнение сетки скважин при квадратно-равномерной схеме их расстановки с целью интенсификации разработки остаточных запасов.

3. Установка в скважине пакерного оборудования с целью частичного разукрупнения объектов разработки.

4. Форсированный отбор жидкости (ФОЖ). ФОЖ - один из методов регулирования разработки на поздней стадии, не требующий изменения системы разработки. Его также называют методом увеличения нефтеотдачи. При его использовании, как правило, прирост добычи нефти выше, чем прирост добычи воды. Механизм эффекта при ФОЖ объясняется преодолением капиллярных сил, вытеснением нефти из неоднородных слоистых пластов, преодолением эффекта электрокинетического торможения.

Каждый из названных выше методов регулирования воздействия на объект разработки в зависимости от конкретных геологических условий может, в свою очередь, реализоваться десятками различных вариантов.

13.5. Влияние геологической характеристики объектов разработки на выбор метода повышения нефтеотдачи (по данным М.А. Токарева, А.Н. Червяковой)

Одной из важнейших проблем разработки нефтяных месторождений является выбор эффективного воздействия. К этим методам относятся методы увеличения нефтеотдачи (МУН), применение которых обеспечивает больший прирост добычи нефти по сравнению с использованием базовых технологий.

Методы увеличения нефтеотдачи не только высокотехнологичные, но и наиболее трудо-, энерго- и наукоемкие, что определяет технологический и экономический риск их применения. Простой механический перенос технологий из лабораторных условий на нефтяные пласты может не дать положительного эффекта.

Несмотря на многочисленность современных методов увеличения нефтеотдачи (а к настоящему времени в отрасли созданы и подготовлены к промышленному внедрению 70 технологий тепловых, водогазовых и физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения), не существует универсальных эффективных методов увеличения нефтеизвлечения, пригодных для массового внедрения в широком диапазоне геологических условий. Основой выбора того или иного метода воздействия должно быть его соответствие геолого-физическим особенностям данного нефтяного месторождения. В процессе работ по внедрению метода увеличения нефтеизвлечения на том или ином месторождении определяют рецептуру и параметры вытесняющих агентов, объемы и режимы закачки в пласт, систему размещения скважин и условия их эксплуатации, принципы решения технических и экологических проблем.

К настоящему времени как в отдельных нефтедобывающих регионах, так и в целом по стране обобщен опыт реализации различных МУН на многочисленных нефтяных месторождениях, характеризующихся широким спектром геолого-физических параметров и разнообразием технологических условий. Это позволяет более объективно учитывать особенности

геологической характеристики объектов разработки при выборе того или иного метода воздействия. Однако дать детальное геолого-физическое обоснование выбора наиболее высокопотенциальных методов увеличения нефтеотдачи невозможно без предварительного выделения среди общей выборки объектов анализа нескольких достаточно однородных по своей геолого-физической характеристике групп.

Необходимо отметить, что приуроченность объектов к определенному геолого-стратиграфическому комплексу не позволяет однозначно характеризовать их как группу относительно родственных объектов ввиду значительной вариационной изменчивости и сложной взаимосвязи их геолого-физических параметров. Существуют такие объекты, которые, несмотря на общность геолого-стратиграфических характеристик, значительно отличаются от других объектов этого комплекса по ряду геолого-физических показателей, что в конечном итоге затрудняет идентификацию этих объектов.

Использование одного из методов факторного анализа - метода главных компонент - позволяет выявлять объекты-аналоги в различных геолого-стратиграфических подразделениях. Метод главных компонент дает возможность классифицировать как изучаемые объекты по множеству признаков, так и сами признаки по их относительному вкладу в обобщенные признаки - главные компоненты. Таким образом, классификация объектов на основе метода главных компонент более объективна, чем простое разделение объектов при помощи отдельных исходных признаков.

Метод использовался для классификации 137 объектов Волго-Уральской НГП, Западной Сибири и Средней Азии по 20 геолого-физическим параметрам. В пространстве главных компонент было выделено пять различающихся между собой групп объектов. К первой относятся в основном месторождения терригенного девона Башкортостана, а также некоторые объекты Самарской области и Чечни. Ко второй группе относятся залежи яснополянского надгоризонта Башкортостана, Пермской и Самарской областей. Третью группу образуют площади Ромашкинского месторождения, а также некоторые объекты Прикамской группы. Месторождения Западной Сибири вошли в четвертую группу, залежи Средней Азии - в пятую. Объекты первой, второй и третьей групп по степени выработанности и обводненности относятся к категории выработанных и высокообводненных, вступивших в позднюю и завершающую стадии разработки. Общая геолого-физическая характеристика пяти выделенных групп объектов разработки приведена в табл. 22.

Таблица 22

Общая геолого-физическая характеристика групп объектов

Группа объектов	Характеристика коллекторов	Основные геолого-физические показатели объектов				Основные объекты разработки
		относит. вязкость нефти	пласто-вязкая температура, °С	нефтенасыщенность пород, %	комплексные показатели геологической неоднородности	
I	Терригенные песчаники с глинистым, карбонатно-глинистым цементом	1,0 - 6,5	28 - 38	73,0 - 92,5	0,47 - 9,42	Месторождения терригенной толщи девона Башкортостана и Самарской области (Золыньское, Д1, Новоагрудненское, Д1; Дерюжеевское, Мухановское III об.), месторождения Чечни (Октябрьское)
II	Терригенные песчаники с кремнистым, карбонатно-глинистым цементом	2,4 - 34,3	18 - 61	73,0 - 91,0	0,5 - 34,0	Месторождения яснополянского надгоризонта Башкортостана; Самарской области (Карлово-Сытовское, Б1 + Б11; Сызранское, Б11, Губинское, Б11, Яблоновый овраг); Пермской области (Константиновское, Батырайское, Павловское, Таныпское, Гондыревское, Яринское, Губановское яснополянская залежь)
III	Терригенные песчаники с глинистым, карбонатно-глинистым цементом	1,7 - 3,7	21 - 24	74,0 - 83,0	3,1 - 10,3	Площади Ромашкинского месторождения Татарстана; месторождения Прикамской группы (Елабужское Д0+Д1; Бондюжское, Д0+Д1; Первомайское, Д0+Д1)
IV	Полиминеральные терригенные коллекторы с карбонатным, глинистым цементом	0,5 - 11,7	61 - 95	40,0 - 75,0	6,1 - 20,3	Месторождения Западной Сибири
V	Кварц-полевощпатовые песчаники с прослоями глины, цемент глинистый	1,0 - 10,0	21 - 30	68,0 - 87,0	1,2 - 26,5	Месторождения Средней Азии

Первую группу объектов, представленную в основном девонскими залежами Башкортостана, а также некоторыми месторождениями Самарской области и Чечни, можно характеризовать как группу относительно однородных объектов с маловязкой нефтью. Вторая группа объектов - залежи яснополянского надгоризонта Башкортостана, Пермской и Самарской областей, - сравнительно неоднородные объекты с высоковязкой нефтью. На основании геологического строения залежей терригенной толщи девона и яснополянских залежей их можно отнести соответственно к третьему и четвертому иерархическим уровням согласно схеме (см. рис. 18), т. е. объекты имеют существенные отличия в геологическом строении, что необходимо учитывать при выборе метода увеличения нефтеотдачи. На основании исследований ряда авторов можно сделать вывод, что терригенная толща нижнего карбона находится в зоне или подзоне катагенеза, менее благоприятной для нефтеизвлечения, чем терригенный девон. В связи с этим для повышения эффективности систем разработки объектов терригенной толщи нижнего карбона необходимо использовать современные МУН. Исходя из особенностей геолого-физического строения залежей второй группы, в качестве наиболее перспективных для данного типа коллекторов можно рекомендовать следующие технологии повышения нефтеотдачи: паротепловое воздействие (создано 14 технологий реализации метода); внутрислоевого горения (6 технологий), воздействия растворами полимеров (6) и щелочи (3), а также водогазовое (в том числе с использованием методов регулирования нагнетания углеводородного газа под высоким давлением и микробиологическое воздействие).

На месторождениях северо-запада Башкортостана, основным базисным нефтеносным объектом которого являются отложения терригенной толщи нижнего карбона (Арланское месторождение Краснохолмской группы), накоплен большой опыт промысловых испытаний методов повышения нефтеотдачи.

Один из наиболее крупных проектов повышения нефтеотдачи при помощи полимерного заводнения и его модификации был реализован на опытных участках Новоказинской площади Арланского месторождения, характеризующихся наличием водонефтяных зон с большим соотношением подвижностей нефти и воды, а также низкими фильтрационными свойствами пластов. Результаты опытно-промышленных работ по воздействию полимерами и щелочно-полимерными растворами

показали высокую эффективность метода. Выявлено, что помимо повышения охвата пластов заводнением на 40-60 % и снижения проницаемости высокообводненных прослоев коэффициент нефтеотдачи увеличился на 4,5-7 %.

Положительные результаты получены при использовании силикатно-щелочного заводнения на Новоказинской, Арланской и Вятской площадях Арланского месторождения. Однако в целом несмотря на достижение поставленной цели (повышение охвата пластов заводнением и выработку остаточных запасов нефти повышенной вязкости из высокообводненных участков), метод может быть использован сезонно, требует применения "умягчения" воды, а также характеризуется сложной технологией.

Несмотря на соответствие общепринятым критериям использования тепловых методов для разработки залежей высоковязких нефтей в терригенных коллекторах, опытно-промышленный эксперимент по внутрислоевому горению на Ашитском участке Арланского месторождения, являющемся глубокозалегающим, высокообводненным объектом, содержащим сернистую нефть повышенной вязкости, оказался недостаточно эффективным. Неравномерное распределение остаточной нефти по толщине, высокая проницаемость пласта, его неоднородность, а также движение воздуха по промытой водой высокопроницаемой части пласта $S_{г1}$ не позволяли создать в пласте высокотемпературный процесс горения.

В настоящее время применительно к залежам терригенной толщи нижнего карбона Башкортостана разработана новая группа высокопотенциальных технологий повышения нефтеотдачи - микробиологические методы увеличения нефтеотдачи на основе биоконверсии сырья растительного и животного происхождения.

Петрографическое изучение пород пластов терригенной толщи нижнего карбона Арланского, Бураевского и Кузбаевского месторождений позволило констатировать, что прокачка через них растворов биореагентов привела к регрессивным эпигенетическим изменениям: с циркуляцией растворов связано выщелачивание ряда глинизированных минералов (полевых шпатов, кальцита, пирита). Также под влиянием биохимических процессов было зафиксировано некоторое снижение плотности, вязкости, содержания асфальтенов и смол в нефтях, насыщающих залежи этой толщи. На основании этого создана технология селективной закупорки высокопроницаемых пропластков биомассой бактерий, которая была

испытана на Игровском, Воядинском, Югомаш-Максимовском, Бураевском и Арланском (Юсуповская площадь) месторождениях.

За счет применения метода получена дополнительная добыча нефти, повысился охват пластов заводнением, уменьшилась гидродинамическая неоднородность пластов. Кроме того, данная технология - одна из наиболее экономически выгодных.

Низкоэффективными для данной группы объектов оказались технологии воздействия на пласты-коллекторы поверхностно-активных веществ (ПАВ) (0,05-0,2 %), а также активными агентами типа ВФИКС, "Сульфамин" (полифункциональные реагенты комплексного действия). В частности, несмотря на то, что на Николе-Березовской площади Арланского месторождения в результате использования ПАВ "Неонол", $АФ_9^{12}$, концентрацией 0,2 % было зафиксировано некоторое увеличение темпов прироста добычи нефти, технологическая эффективность мероприятия оказалась равной нулю. Основными причинами этого являются, по мнению ряда авторов, интенсивные адсорбционно-деструкционные процессы, а также высокая обводненность коллекторов.

Третью группу объектов, выделенных с помощью метода главных компонент, составляют площади Ромашкинского месторождения Татарстана, а также некоторые месторождения Прикамской группы, основным базисным нефтеносным объектом которых являются отложения терригенного девона. Объекты характеризуются сложным неоднородным строением и маловязкими нефтями. Залежи Ромашкинского месторождения находятся на поздней стадии разработки, что обуславливает падение добычи нефти. В связи с этим по мере выработки запасов резко возрастает необходимость применения МУН для извлечения остаточных запасов из заводненных пластов. Как видно из табл.23, для геолого-физических условий залежей терригенного девона Татарстана уже в настоящее время имеются достаточно эффективные методы увеличения нефтеотдачи - гидродинамические, закачка полимеров и полимерно-дисперсных систем, эфира целлюлозы, микробиологические методы воздействия. Одним из наиболее высокоэффективных методов применительно к геологическим условиям Ромашкинского месторождения является нестационарное заводнение, повышающее коэффициент нефтеизвлечения на 3-10 пунктов.

Эффективность использования технологий увеличения нефтеотдачи по выделенным при помощи метода главных компонент группам объектов исходной выборки

Метод увеличения нефтеотдачи	Объекты терригенной толщи нижнего карбона Башкортостана	Объекты терригенной толщ девона Башкортостана	Площади Ромашкинского месторожд. (терригенный девон)	Объекты, приуроченные к полимиктовым коллекторам Западной Сибири	Объекты Средней Азии
Воздействие:					
1) углеводородным газом, в т.ч.:					
- газом высокого давления				+	+
- углекислым газом		+		+	
- ШФЛУ				+	
2) композиционными системами			+	+-	
3) водными растворами ПАВ					
- низкой концентрации	+		-	+-	
- высокой концентрации				+-	
4) серной кислотой			+		
5) микроэмульсиями			+		
Закачка водогазовых смесей	+	+	+	+	
Полимерное воздействие					
1) ПДС					
2) мицеллярно-полимерное	+		+	+	
3) активными агентами: АКС, суспензией бентонитовой глины в р-рах КМЦ и др.			+		
Внутрипластовое горение				+	
Вытеснение нефти паром	+		+		+
Щелочное воздействие:					
1) силикатно-щелочное	+			+	
2) полимерно-щелочное				+	
Закачка ПАВ-полимерных составов	+				+
Циклическое (нестационарное) заводнение				+-	
Микробиологическое воздействие			+	+	
			+	+	

Достаточно широкое применение на промыслах Татарстана нашли физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. Наибольший объем добычи нефти приходится на закачку алкилированной серной кислоты и ПАВ 80,5% (Карамалинская, Березовская, Аналкаевская, Новоелоховская площади). Меньшие объемы добычи получены за счет закачки тринатрийфосфата, сернокислого глинозема, водорастворимых полимеров, полимер-дисперсных систем (ПДС), чередующейся закачки нефти и воды.

Исходя из разработанных критериев применимости различных МУН, анализа геологического строения возможных объектов применения, технологической эффективности и экологической безопасности, в качестве наиболее перспективных рекомендованы: полимерное заводнение, закачка (ПДС), чередующаяся закачка нефти и воды (увеличение темпов разработки в 2,5 раза и нефтеотдачи на 18 пунктов), а также в меньших объемах закачки сернокислого гудрона и тринатрийфосфата. Причем эти методы, кроме двух последних, достаточно эффективны при "доотмыве" остаточной нефти из заводненных пластов.

Низкую эффективность показали закачка жидкого диоксида углерода (но в основном из-за нерешенности многочисленных технических проблем), а также смешивающееся вытеснение, которое испытывалось на Ромашкинском месторождении. Был зафиксирован прорыв газа по высокопроницаемым пропласткам в добывающие скважины.

Месторождения Западной Сибири образуют в пространстве главных компонент еще одну характерную группу относительно однородных объектов. По вещественному составу, ширине и глубине генерации, изоморфизма и цементации пород полиминеральные терригенные коллекторы Западной Сибири коренным образом отличаются от коллекторов других нефтедобывающих провинций страны, они содержат 43 минерала и более 300 различных фосфатных соединений. Породообразующими минералами являются: кварц, полевые шпаты, обломки изверженных, метаморфических и осадочных пород.

Особенности геолого-минералогического строения и условий залегания коллекторов Западной Сибири (высокая степень геологической неоднородности продуктивных горизонтов, низкая нефтенасыщенность коллекторов, повышенные пластовые температуры, большая удельная поверхность горных пород), отличающие их от залежей Урало-Поволжья, определяют необходимость использования многочисленных технологий увеличения нефтеотдачи (см. табл.23).

На месторождениях Западной Сибири испытывались следующие технологии повышения нефтеотдачи: водогазовое воздействие, закачка водных растворов ПАВ и композиций на их основе, концентрированных растворов щелочи, концентрированной серной кислоты, карпатола и нейтрализованного кислого гудрона, селективная изоляция водопритока силикатно-щелочными реагентами, тепловое воздействие, полимерное заводнение и закачка ПДС.

Обобщение опыта промысловых испытаний МУН на месторождениях Западной Сибири показало наибольшую перспективность технологий, направленных на повышение охвата пластов воздействием с последующим их заводнением. Явно прослеживается тенденция увеличения объемов внедрения и эффективности использования гидродинамических методов воздействия на пласт, а также модификаций полимерного заводнения. Отметим, что гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи, достаточно простые и не требующие значительных материальных затрат, могут применяться для всех выделенных групп объектов разработки, однако их актуальность возрастает с ростом геологической неоднородности (можно ожидать наивысшую их эффективность для залежей четвертого иерархического уровня неоднородности). В условиях коллекторов Западной Сибири гидродинамические МУН дают высокий технологический эффект в наиболее неоднородных пластах, характеризующихся высокой расчлененностью и наличием глинистых пропластков.

Циклическое воздействие при заводнении было реализовано на Самотлорском (АВ_{4.5}, БВ₈, БВ₁₀), Ватьеганском (АВ_{1.2}), Федоровском (Восточно-Моховая площадь, пласт БС₁₀), Мамонтовском (БС₁₀), Муравленковском (БС₁₀, БС₁₁), Суторминском (БС₁₀), Новопурпейском (БС₁₀) и Шаимском (II) месторождениях. В результате применения метода на этих месторождениях, характеризующихся высокой степенью неоднородности и гидрофилизации коллекторов, а также легкими маловязкими нефтями, получен положительный эффект. В условиях месторождений Западной Сибири метод циклического заводнения можно рекомендовать для использования в широких масштабах.

С целью выравнивания фронта вытеснения и увеличения охвата пластов воздействием на Урьевском (БВ₆), Федоровском (Моховая, БС₁₀), Западно-Ноябрьском (БС₁₂), Новопурпейском (БС₁₀), Муравленковском (БС₁₀) и Суторминском (БС₁₀) месторождениях была реализована технология закачки в пласт

полимеродисперсных систем, вязкоупругих составов, поверхностно-активных полимерсодержащих составов. Наилучшие результаты получены при использовании ПДС применительно к пластам с водонефтяными зонами. Применение вязко-упругих составов, как правило, эффективно для зон с малыми нефтенасыщенными толщинами и преимущественным развитием высокопроницаемых коллекторов.

Одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири со сравнительно глубокозалегающими пластами, насыщенными легкими маловязкими нефтями, является закачка газа под высоким давлением в сочетании с заводнением. В условиях Западно-Сибирского нефтегазового региона с его значительными ресурсами природного газа и наличием месторождений, удовлетворяющих геолого-физическим условиям применения водогазового воздействия, промышленное внедрение метода может иметь большие перспективы. С 1984 г. на участке Самотлорского месторождения были испытаны две технологии водогазового воздействия: попеременная закачка газа и воды в высокопроницаемые пласты БВ₈, АВ₁₋₃ и последовательная - в низкопроницаемые пласты АВ₁₋₁ и БВ₁₀. Выявлено, что наиболее эффективно процесс протекает в пластах с пониженными фильтрационными параметрами. По этим пластам помимо снижения доли попутно добываемой воды повышается продуктивность скважин в 2-3 раза.

Закачку газа высокого давления в сочетании с заводнением можно рекомендовать для неоднородных низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири. Для одного из таких объектов - Когалымского месторождения (пласты БВ₁₈₋₁₉, Ю₁, Ю₂) - применение водогазового воздействия более эффективно, чем закачка ПАВ, полимеров и СО₂ вследствие высокой температуры объекта, большой удельной поверхности коллекторов и отсутствия в регионе вытесняющих агентов.

Для месторождений Западной Сибири весьма актуально применение естественных углеводородных растворителей (ШФЛУ).

Положительный технико-экономический эффект получен при закачке ШФЛУ в пласты АВ₁³+АВ₂¹ и БВ₈ Мыхпайского месторождения, причем дополнительная добыча из пластов АВ₁³+АВ₂¹, в 4,5 раза превысила дополнительную добычу нефти из пласта БВ₈.

Нецелесообразно вести закачку ШФЛУ в зоны с повышенной обводненностью.

Широкомасштабное испытание технологии щелочного заводнения с целью увеличения охвата пласта заводнением проведено на Трехозерном месторождении (пласт II). Получен положительный технологический эффект, хотя и несколько ниже запланированного из-за ряда осложняющих факторов: наличия солей жесткости, углекислого газа, глинистых минералов, а также низкой активности нефти. В целом можно утверждать, что технология высокоэффективна для неоднородных пластов с водопромытыми интервалами. Для месторождений с высоковязкими нефтями щелочное заводнение имеет смысл сочетать с полимерным, а также с тепловыми методами.

Высокое распространение на месторождениях Западной Сибири получила закачка водных растворов нПАВ различной концентрации. Реализация метода закачки нПАВ низкой концентрации (0,05-0,1 %) на Западно-Сургутском и Самотлорском месторождениях показала низкую эффективность технологии. Получен отрицательный экономический эффект в связи с большими объемами закачки дорогостоящего нПАВ. Основная причина неудачи - высокая адсорбция нПАВ в условиях полимиктовых коллекторов залежей.

Для повышения эффективности закачки растворов нПАВ в различные периоды времени на Западно-Сургутском, Самотлорском, Ватинском, Аганском, Солкинском и Мамонтовском месторождениях испытывалась технология закачки растворов нПАВ высокой (до 10 %) концентрации. На опытных участках этих месторождений, характеризующихся различными стадиями разработки, эффективность закачки нПАВ изменилась от отрицательной до положительной. Наиболее подходящими объектами для нагнетания являются пласты группы А Мамонтовского, Солкинского и пласт БС₁₀ Западно-Сургутского месторождений. Основная причина высокой эффективности технологии на указанных объектах по сравнению с остальными обусловлена большим содержанием в пластовой нефти асфальтенов и смол, что создает благоприятные условия для образования стойких водонефтяных эмульсий, которые определяют успешность закачки водных растворов нПАВ.

Таким образом, проведенный анализ результатов и испытаний методов повышения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири показал, что нефтеизвлечение увеличивается в основном вследствие повышения охвата пластов при воздействии и заводнении. Рост нефтеизвлечения за счет повышения коэффициента вытеснения играет при этом второстепенную роль.

Пятая группа объектов, выделенная в пространстве главных компонент, представлена залежами Средней Азии. Породы-коллекторы - преимущественно кварц-полевошпатовые песчаники с прослоями глин и глинистым цементом. Залежи весьма неоднородны, неглубоко залегающие, содержат как правило высоковязкие малоактивные нефти. Применение многочисленных технологий повышения нефтеотдачи показало высокую эффективность и перспективность тепловых методов (месторождения Кенкияк, Бостон, Каражанбас), закачки углеводородного газа высокого давления (особенно для неоднородных объектов с малым запасом пластовой энергии - Гойт-Корт, Озек-Суат), закачки высококонцентрированных растворов нПАВ (Карамандыбас).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 13)

1. Методы контроля за изменением свойств нефти в процессе разработки.
2. Комплекс исследований для оценки работающей мощности пласта.
3. Комплекс методов для оценки текущего положения ВНК.
4. Перспективные методы оценки текущей нефтенасыщенности пласта.
5. Методы оценки текущих ГНК и ГВК.
6. Основные первичные материалы, используемые при анализе разработки.
7. Понятие потенциальной нефтеотдачи.
8. Методы оценки текущей и конечной нефтеотдачи при разработке.
9. Как Вы понимаете сущность коэффициента охвата пласта заводнением?
10. Методические приемы оценки коэффициента охвата пласта.
11. Условия применения различных методов регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений.
12. Условия применения тепловых методов повышения нефтеотдачи.
13. Условия применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи.
14. Какие характеристики пластовых вод используются при контроле за разработкой?

Раздел V

Экологические аспекты разведки и разработки месторождений нефти и газа

Глава 14

Охрана недр

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.

По официально принятой терминологии, недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя и дна водоемов, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения. Пользователями недр могут быть государственные организации и предприятия и другие субъекты предпринимательской деятельности независимо от форм собственности (в том числе юридические лица и граждане других государств). Пользователями недр при добыче радиоактивного сырья могут быть только государственные предприятия.

Разработка месторождения нефти и газа, как и других полезных ископаемых, допускается при наличии горного отвода, утвержденного Госгортехнадзором России. Горный отвод - это

часть земных недр, представляемая 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 России проект горного отвода.

Проект горного отвода содержит:

а) краткую геологическую характеристику месторождения, данные о запасах, сведения о смежных горных отводах, о засоренности территорий, об использовании земельных участков над горным отводом, о других полезных ископаемых, находящихся в недрах горного отвода, соображения 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 1:25000 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; предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недр, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод.

В случае нарушения перечисленных требований право на пользование недрами может быть ограничено, приостановлено или прекращено в соответствии с законодательством.

14.1. Охрана недр при разбурировании 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;

вскрытие продуктивных и водоносных пластов во всех скважинах нефтяных и газовых месторождений должно проводиться при наличии на устье противовыбросового оборудования в соответствии с требованиями "Единых технических правил ведения работ при бурении скважин";

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.). При последовательном опробовании в скважине нескольких продуктивных пластов по методу снизу-вверх каждый объект должен опробоваться отдельно. После опробования пласт изолируется посредством заливки цементного раствора (установка моста) или другого тампонажного материала. Проверка надежности цементного моста обязательна;

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).

Обобщение всех сведений о физико-химических свойствах флюидов, коллекторских свойствах, микро- и макростроении объекта разработки с целью получения геологопромысловой модели для прогноза его потенциальной продуктивности и достижения ее с помощью всех доступных передовых достижений науки и техники при вскрытии и освоении.

14.2. Охрана недр при разработке 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 нефтегазоконденсатоотдачи.

Чтобы решить эти задачи, необходимо следующее:

при разработке самостоятельных эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях должны быть созданы условия, при которых разбуривание одного из объектов не могло бы причинить какого-либо ущерба другим пластам, намеченным к разбуриванию в более поздние сроки;

поддерживать пластовое давление на уровне, обеспечивающем эффективную эксплуатацию фонда скважин;

не допускать закачку излишне больших объемов воды и, соответственно, чрезмерный рост пластового давления, который может 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 высоких отборов жидкости, особенно по скважинам, расположенным вблизи контуров водоносности, газоносности, нагнетаемых 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, загазованности 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.

Каждый объект разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений характеризуется комплексом физико-химических и геолого-физических характеристик. В зависимости от этих характеристик, а также от сложности строения объекта на различных иерархических уровнях (см. гл.4) он обладает определенной потенциальной нефтеотдачей. Задача всего процесса разработки - получение потенциальной нефтеотдачи, что возможно при оптимальном выборе технологических параметров. При изменении характера вытесняющего агента потенциальная нефтеотдача может измениться в сторону увеличения или уменьшения. В настоящее время основным вытесняющим агентом при разработке нефтяных месторождений является вода. Возможны некоторые вариации закачки воды: собственной пластовой воды, пресной воды, смеси пресной и пластовой вод, более теплых вод нижележащих горизонтов. При любом отклонении закачиваемых вод от естественной физико-химической характеристики необходима проверка на возможность осложнений при разработке (выпадение химических осадков, набухание глинистого цемента и др.).

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 газовых месторождений при осуществлении новых методов воздействия на пласт, изучены еще далеко не полно. Отсюда очевидно, что необходимо широкое развитие методики и практики геологопромысловых исследований для познания новых внутрипластовых процессов, для обоснования эффективного внедрения этих процессов в различных геологических условиях и мер по охране недр.

14.3. Временная консервация и ликвидация 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 опытную 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 малодебитные, эксплуатация которых в настоящее время не выгодна, при условии, что временная консервация не повлечет ухудшения состояния разработки в целом.

При разработке нефтяных и газовых месторождений ликвидации подлежат следующие скважины:

разведочные, оценочные, выполнившие свое назначение и оказавшиеся после бурения непродуктивными;

не доведенные до проектной глубины и не вскрывшие проектный интервал по геологическим и техническим причинам;

добывающие, нагнетательные и наблюдательные, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях (т.е. там, где продуктивный объект отсутствует или представлен плохими коллекторами);

запланированные как разведочные или добывающие, но не подлежащие ликвидации по техническим причинам из-за низкого качества проводки или аварий в процессе бурения;

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, 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 России.

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.

При ликвидации скважин геологические и нефтедобывающие предприятия составляют акт (табл.24), подлежащий утверждению представителем территориального управления Госгортехнадзора России.

Министерство,
республиканское управление геологии, АО,
объединение, добывающее предприятие,
буровая организация

АКТ

обследование скв. № площади
назначенной к ликвидации
Составлен комиссией, назначенной на основании приказа №
от "___" 19__ г., в составе
Назначение скважины:
Проектная глубина м, фактическая глубина м
Стратиграфия
Нефтегазоносность
Конструкция скважины
Дата начала бурения дата окончания
Дата начала эксплуатации
Дата прекращения работ
Добыто нефти (газа)
т (м³), дебит на момент ликвидации
т/сут (м³/сут)
Состояние скважины
Сметная стоимость скважины
Сметная стоимость выполненных работ
Балансовая стоимость
Остаточная стоимость (для скважин эксплуатационного фонда)
После непосредственного осмотра скважины и ознакомления с материалами установлено
Выводы и предложения комиссии:

"___" 19__ г.

Подписи:

1. Что подразумевается под понятием "недра"?
2. При наличии каких документов допускается использование недр?
3. Какие документы содержат проект горного отвода?
4. Основные мероприятия по охране недр при разбуривании месторождений нефти и газа.
5. Основные мероприятия по охране недр при разработке нефтяных месторождений.
6. Основные мероприятия по охране недр при разработке газовых месторождений.
7. Условия, необходимые для ликвидации нефтяной и газовой скважины.

Глава 15

Охрана окружающей среды

Окружающая среда как многокомпонентная система по своему строению очень сложна. Ее изучение в условиях интенсивной техногенной нагрузки - комплексная проблема. Исследования в этом направлении проводит большая группа наук, в которой ведущая роль принадлежит экологии. Экология на современном этапе ее развития приобрела новое комплексное содержание. Она изучает условия взаимодействия в системе: человек - техника - природа. Это особенно актуально для такой сферы человеческой деятельности, как поиски, разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений.

В нефтегазодобывающей промышленности имеется множество объектов, которые служат источниками утечки углеводородов и других вредных веществ. Уже в процессе бурения разведочных скважин возможно загрязнение атмосферы. Основными источниками загрязнения воздушного бассейна в районе бурения являются дизельные двигатели, при эксплуатации которых выбрасываются в атмосферу отработанные газы, содержащие токсичные вещества: оксиды азота, сернистый ангидрид, оксид углеводорода, альдегиды и др. При разбуривании газовых

месторождений в результате прорыва газа по трещинам в пластах, залегающих вблизи земной поверхности, возможно образование выходов газа в атмосферу.

Газовые выбросы случаются и при вскрытии продуктивных отложений со сверхгидростатическими давлениями, своевременно не установленными в разрезе месторождения и не предусмотренными в технологическом процессе бурения.

Загрязнение атмосферы происходит и при сжигании в факелах нефтяного газа, содержащего сероводород. Образующийся при этом диоксид 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. Масштабы такого вида загрязнения огромны. Достаточно отметить, что в Западной Сибири ежегодно сжигается до 12 млрд.м³ попутного газа (С.В.Клубов, Л.Л.Прозоров, 1993).

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений воздух может загрязняться и вследствие неисправности промышленного оборудования, испарения нефти из емкостей, отстойников, резервуаров, открытых амбаров и т.п. Устранение источников загрязнения прежде всего связано с необходимостью утилизации попутного газа и приведения в исправность промышленного оборудования.

Отрицательное влияние на состояние окружающей среды оказывает нерачительное отношение к почвенному и растительному покрову при строительстве скважин. В процессе строительства скважин при расчистке площадок, копке траншей для циркуляционных систем и земляных амбаров нарушается и загрязняется почвенный покров, уничтожается растительность. В земляных амбарах скапливается значительное количество буровых сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, смазочными маслами, выбуренной породой, химическими реагентами, минеральными солями и т.п. При переполнении амбаров в дождливое время или в период паводков или аварий на буровой могут произойти утечка буровых сточных вод и загрязнение почвы и водоемов. При этом надо учитывать, что объемы шламовых амбаров могут быть очень большими. Так, в Западной Сибири на кусте скважин они достигают 3-5 тыс.м³. Общее число неликвидированных амбаров в этом регионе более 4 тысяч (В.И.Байков, И.П.Елманов и др., 1988). Ликвидация амбаров и утилизация отходов бурения сопровождаются большими затратами и производятся со значительным опозданием. Решение этой проблемы может быть найдено в разработке и внедрении

малоотходных технологий, позволяющих уменьшить объемы отходов бурения и скорейшую их утилизацию.

Значительный ущерб почвенному слою и растительности наносится при перетаскивании тракторами буровых вышек и оборудования на новые точки. Особенно он ощутим в зонах развития многолетнемерзлых пород в Сибири и на севере европейской части страны. Здесь на всем протяжении трасс остаются широкие полосы земли, на которых отсутствует какая-либо растительность. Протаивание мерзлых грунтов на таких полосах приводит к образованию болот, а вымывание оттаявшей почвы к образованию провалов и оврагов. Только строгое соблюдение правил проходки трасс и использование других видов транспорта могут привести к менее значительным нарушениям ландшафта.

При разработке нефтяных и газовых месторождений основную опасность представляют нефть и нефтепродукты, попадающие на землю в результате потерь в системе их сбора и транспорта, при авариях на скважинах и нефтепроводах. Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к значительным изменениям физико-химических свойств почвы. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождаются 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. Почва самоочищается путем биологического разложения нефти очень медленно.

Особо опасны загрязнения при эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. Существуют жесткие требования по обустройству морских нефтегазовых месторождений и целый комплекс мероприятий, связанных с охраной окружающей среды. Все технологические процессы на морских стационарных платформах разрабатываются с учетом экологических требований, включающих строгое соблюдение запрета на сброс всякого рода отходов в море, утилизацию или закачку в нагнетательные скважины сточных вод, пригодных для технического применения, сбор твердых отходов в специальные емкости, которые транспортируются на береговые очистные сооружения. Сооружение верхних построений платформ должно быть ориентировано на предотвращение утечек каких-либо жидкостей в море. Предусматривается еще целый ряд мероприятий по

технологии добычи, транспортировки нефти и т.п. Весь комплекс этих ограничений и предупредительных мер в значительной степени снижает аварийность при эксплуатации морских нефтегазовых месторождений.

И все же катастрофы случаются. В 1977 г. во время ремонтных работ на буровой платформе "Браво" в норвежском секторе Северного моря (месторождение Экофиск) произошел аварийный выброс нефти. Высота фонтана достигала 60 м. Каждые сутки в море выливалось 4-6 тыс. т. нефти. Через несколько недель в море образовалось пятно нефти, составившее 300 км². Был нанесен большой ущерб фауне и флоре, и прежде всего рыбным запасам Северного моря. Другая катастрофа произошла в 1979 г. при бурении нефтяной скважины на платформе Иксток-1 в Мексиканском заливе. При вскрытии продуктивного горизонта на глубине 3700 м ударил фонтан нефти и газа. Начался пожар. В Мексиканский залив вылилось огромное количество нефти. Через несколько недель образовалось гигантское нефтяное пятно шириной в 75 и длиной в 750 км. Дрейфуя с морским течением, липкая маслянистая пленка покрыла отдельные участки мексиканского побережья на сотни километров. Разлив нефти привел к гибели редких птиц, морских животных, к загрязнению пляжей.

Проблема загрязнения рек, озер, морей и океанов нефтью и нефтепродуктами все больше привлекает внимание общественности и специалистов. Часто нефть и нефтепродукты при окислении, будучи тяжелее воды, оседают на дно водоема, накапливаются в природном слое и длительное время являются стабильным источником вторичного загрязнения участков водоема, делая его непригодным для применения в хозяйственно-питьевых и рыбохозяйственных целях. Так, по данным 1994 г. было отмечено, что в ряде районов предельно допустимые концентрации (ПДК), (табл.25), в несколько, а иногда и в десятки раз превышены. Например, река Обь на всем протяжении от истока до устья загрязнена нефтепродуктами и фенолами в концентрациях, почти в 10 раз превышающих ПДК. В бассейне реки Невы загрязнены реки: Охта, Карловка и Славянка, где содержание фенолов и нефтепродуктов также в 10 раз превышает ПДК. В последние годы в связи с развитием Астраханского газоконденсатного комплекса увеличивается загрязнение поверхности вод в этом районе и особенно рек Ахтуба, Беркета, Кичага, являющихся источниками питьевого и хозяйственного водоснабжения. Загрязняются и озера. Примером является озеро Биюк-Шор в Прикаспии, воды которого черны от нефти.

Таблица 25

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воде водоемов санитарно-бытового водопользования (из справочника "Воды нефтяных и газовых месторождений СССР", 1989, с сокращ.)

Ингредиенты	Лимитирующий показатель вредности	ПДК в водах, мг/л
Хлориды	Органолептический	350
Сульфаты	"	500
Нефть:		
многосернистая	"	0,1
прочая	"	0,3
Керосин	"	0,3
Бензин	"	0,1
Нафтенновые кислоты	"	0,3
Бензол	Санитарно-токсикологический	0,5
Ксилол	Органолептический	0,5
Толуол	"	0,5
Фенолы, образующие хлорфенол	"	0,001

Длительная разработка залежей нефти и газа на естественных режимах может привести к образованию обширной депрессии, которая сопровождается усадкой грунтов и опусканием поверхности земли. Такие явления инструментально подтверждены на ряде отечественных и зарубежных месторождений. Так, на Сураханском месторождении Азербайджана просадка земной поверхности составила 0,82 м, на Шебелинском газоконденсатном месторождении на Украине - 2,39 м и на месторождении Саур-Лейк в США - 12 м. Изменение рельефа может сопровождаться заболачиванием или затоплением земель, сменой гидрогеологического режима, а нередко и выводом из хозяйственного оборота пахотных площадей. Техногенные изменения в нефтегазоводоносных пластах могут оказывать действие и через перекрывающие залежи толщ пород. Так, создание репрессии (при заводнении) иногда приводит к межпластовым перетокам вплоть до грунтовых вод, к подпору и поднятию уровня последних и в конечном счете - к заболачиванию местности и подтоплению зданий и сооружений.

Все перечисленные факты свидетельствуют о необходимости эффективных мер по усилению охраны окружающей среды, использованию требований различных нормативных документов. Большое значение имеет закон об охране окружающей природной среды, принятый в 1991 г. Однако основным фактором в решении

этой проблемы является высокий профессионализм специалистов нефтяной и газовой промышленности: глубокое знание геологии и гидрогеологии района работ, структуры залежей нефти и газа, техники и технологии бурения и эксплуатации скважин, транспортировки нефти и газа, утилизации отходов производства, а также чувства гражданского долга, понимание ответственности в сохранении среды обитания человека. Проблема сохранения природы во всем ее богатстве, стоящая перед всем человечеством отражена и во "Всемирной хартии природы", где сказано: "Человек должен приобретать знания, необходимые для сохранения и расширения его возможностей по использованию природных ресурсов, сохраняя при этом виды и экосистемы на благо нынешнего и будущих поколений" (принято на 37-ой сессии Генеральной Ассамблеи ООН в 1982 г.).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ (к главе 15)

1. Основные источники загрязнения атмосферы.
2. В результате каких мероприятий при разведке и разработке залежей углеводородов происходит изменение ландшафта?
3. Основные методы охраны поверхностных и подземных вод.

1. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник/Под ред. Л.М. Зорькина. - М.: Недра, 1988.
2. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К. и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994.
3. Гаев А.Я., Шугорев В.Д., Бутолин А.П. Подземные резервуары. - Л.: Недра, 1986.
4. Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1979.
5. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1985.
6. Дементьев Л.Ф., Туренков Н.А., Заворыкин А.Г. Геологотехнические комплексы в нефтегазодобыче. - М.: Недра, 1992.
7. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтегазопромисловой геологии. - М.: Недра, 1977.
8. Жданов М.А. Нефтегазопромисловая геология. - М.: Недра, 1982.
9. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая гидрогеология. - М.: Недра, 1982.
10. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромисловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. - М.: Недра, 1992.
11. Каналин В.Г. Интерпретация геологической информации при разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1984.
12. Карцев А.А., Никаноров А.М. Нефтегазопромисловая гидрогеология. - М.: Недра, 1983.
13. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. - М.: Недра, 1992.
14. Клубов С.В., Прозоров Л.Л. Геоэкология: история, понятия, современное состояние. - М.: ВНИИЗарубежгеология, 1993.
15. Нефтегазопромисловая геология: терминологический справочник. - М.: АО "Твант", 1994.
16. Справочник по нефтегазопромисловой геологии. - М.: Недра, 1981.
17. Спутник нефтегазопромислого геолога. - М.: Недра, 1989.
18. Чоловский И.П., Тимофеев В.А. Методы геологического контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1992.
19. Энциклопедия газовой промышленности. - М.: АО "ТВАНТ", 1994.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Каналин Валентин Григорьевич
Вагин Сергей Борисович
Токарев Михаил Андреевич
Ланчаков Григорий Александрович
Тимофеев Валерий Александрович

НЕФТЕГАЗОПРОМИСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГИДРОГЕОЛОГИЯ

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
 Редактор издательства *Н.А. Тарусова*
 Художественный редактор *Н.П. Новикова*
 Технический редактор *Г.В. Лехова*

Изд. лиц. № 010145 от 24.12.92. Подписано в печать с оригинал-макета, представленного издательством ТВАНТ, 8.09.97. Формат 60 × 90 1/16. Гарнитура «Прагматика». Печать офсетная. Усл. печ. л. 23,0. Уч.-изд. л. 24,56. Тираж 1030 экз. Заказ № 2065/4555-2.

ОАО «Издательство «Недра»,
 125047, Москва, Тверская застава, 3.
 Смоленская областная ордена «Знак Почета» тилография им. Смирнова.
 214000, г. Смоленск, пр-т им. Ю. Гагарина, 2.
 Тел. 3-01-60; 3-14-17; 3-46-20.