

Министерство образования и науки Российской Федерации
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Допущено учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений» направления
130500 «Нефтегазовое дело»*

Тюмень
ТюмГНГУ
2010

УДК 622.279.23

ББК 33.361

Р 17

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, профессор В. К. Федорцов
кандидат физико-математических наук, профессор Б. Б. Квеско

Авторы: А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля,
Ю. В. Зейгман, М. К. Рогачев, Г. А. Шлеин

Р 17 **Разработка** нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля и др. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
ISBN 978-5-9961-0326-3

В учебном пособии приведены основные сведения о развитии нефтегазовой промышленности в России, происхождении нефти и газа, ключевые понятия о нефтегазоносных толщах, комплексах горных пород, их механических и физических свойствах, типах коллекторов нефти, газа и воды и формах ловушек углеводородов. Даны основные понятия о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов (ФЕС), строении порового пространства и их насыщении, взаимодействии фаз с поровой поверхностью и перемещении пластовых флюидов в пласте. Обоснованы основополагающие принципы проектирования разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, методы воздействия на прискважинную зону продуктивных пластов и залежей для повышения продуктивности и нефтеотдачи нефтегазовых пластов. Рассмотрены проблемы фазовых состояний и превращений углеводородных систем в залежах различных типов. Приведены методы контроля разработки месторождений и технологии подготовки нефти и газа.

Для студентов направления 130500 «Нефтегазовое дело», обучающихся для получения степени бакалавров и магистров, а также подготовки дипломированных специалистов по специальностям 130304 «Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений», 130201 «Геофизические методы исследования скважин», 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» и 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.279.23

ББК 33.361

ISBN 978-5-9961-0326-3

© Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	7
1. ПРОИСХОЖДЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	8
1.1. Происхождение нефти.....	8
1.2. Происхождение газа.....	10
1.3. Месторождения-гиганты.....	12
1.4. Этапы развития нефтяной и газовой промышленности России...13	
2. ГЕОЛОГО – ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И СВОЙСТВА НАСЫЩАЮЩИХ ИХ ФЛЮИДОВ	21
2.1. Свойства горных пород, коллекторов и пластовых жидкостей	21
2.2. Зависимость проницаемости коллекторов от насыщенности их пластовыми флюидами	50
2.3. Физические свойства нефтей.....	62
2.4. Физические свойства углеводородных газов	73
2.5. Свойства пластовых вод.....	81
2.6. Молекулярно-поверхностные свойства системы «нефть - газ - вода - порода».....	93
3. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	100
3.1. Проектирование разработки нефтяных месторождений	101
3.2. Силы, действующие в продуктивном пласте	102
3.3. Режимы работы залежей	103
3.4. Размещение нагнетательных скважин и расчеты процессов нагнетания	104
3.5. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях.....	109
3.6. Методика оценки годовых отборов нефти при объединении нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект.....	112
3.7. Принципиальные особенности проектирования технологических систем разработки	116
3.8. Системы разработки и принципы выбора метода искусственного воздействия на пласт	120
3.9. Размещение скважин основного фонда	131
3.10. Определение необходимого числа резервных скважин	135

3.11. Системы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления	141
3.12. Физические основы вытеснения нефти водой	148
3.13. Построение геолого-технических моделей нефтяных и газовых месторождений	153
3.13.1. Цифровая геологическая модель	154
3.13.2. Цифровая фильтрационная модель	169
3.13.3. Рекомендации по организации работ по созданию и использованию постоянно действующих геолого-технических моделей (ПДГТМ)	185
3.14. Геологические модели многопластовых объектов в процессе разработки нефтяной залежи	187
3.15. Выбор режимов работы скважин и ГТМ по управлению процессом разработки	198
3.16. Прогноз процесса разработки с помощью адаптированной адресной фильтрационной модели	200
3.17. Исследование изменения пористости и проницаемости во времени и использование результатов в расчетах запасов	203
4. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ	209
4.1. Основные положения	209
4.2. Нефтеотдача пластов	211
4.3. Нефтеотдача при различных условиях дренирования залежей	212
4.4. Обобщенная схема вытеснения нефти и газа водой	214
4.5. Малые темпы разработки месторождений, повышающие конечную нефтеотдачу пластов	225
4.6. Высокие темпы отбора, увеличивающие нефтеотдачу пластов	225
4.7. Оптимальные темпы разработки	225
4.8. Темп разработки, не влияющий на нефтеотдачу пласта	226
5. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ РАЗВЕДОЧНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	227
5.1. Классификация методов воздействия на прискважинную зону пластов	227
5.2. Критерии выбора объектов интенсификации притоков нефти и газа	227
5.3. Интенсификация притоков из низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов	229
5.4. Способ кислотного воздействия на прискважинную зону пласта	231
5.5. Гидравлический разрыв пласта	232

5.6. Виброциклические методы воздействия на прискважинную зону пласта	235
6. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.....	237
6.1. Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи пластов	237
6.2. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи	240
6.3. Уплотнение сеток скважин в процессе разработки месторождений	242
6.4. Форсированные отборы жидкости	244
6.5. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов.....	246
6.6. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов.....	248
6.7. Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти	263
6.8. Газовые методы повышения нефтеотдачи.....	266
6.9. Применение пенных систем при добыче нефти	276
7. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	284
7.1. Моделирование технических гидравлических систем поддержания пластового давления	287
7.2. Система подготовки и закачки воды в продуктивные пласты	290
8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	294
8.1. Фазовые состояния и превращения углеводородных систем	294
8.2. Условия залегания углеводородов в недрах	297
8.3. Типы газовых залежей.....	299
8.4. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей	301
8.5. Компонентоотдача газовых и газоконденсатных месторождений	306
8.6. Основные принципы проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений	308
8.7. Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений	312
8.8. Прогнозирование добычи газа и конденсата.....	317
8.9. Повышение конденсатоотдачи нефтегазоконденсатных залежей	320
8.10. Методы изучения газоконденсатной характеристики месторождения	321
8.11. Оценка начальных и текущих запасов газа по материалам анализа разработки	325

8.12. Разработка новых методов геолого-гидродинамического моделирования газовых залежей.....	327
8.13. Критерии оптимизации размещения кустов эксплуатационных скважин.....	331
8.14. Совершенствование методов газогидродинамического моделирования режимов работы газовых скважин	339
8.15. Промысловая подготовка газа.....	345
9. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗА ВОДОЙ ПРИ УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ.....	350
10. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ СИСТЕМНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	352
10.1. Понятие системного контроля	352
10.2. Этапность и периодичность исследований и их комплексирование.....	354
10.3. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований	377
10.4. Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения	381
11. СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ ГЕОМОНИТОРИНГЕ И ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	387
11.1. Принципы интерпретации и динамического анализа результатов промыслово-геофизического контроля	387
11.2. Задачи системообразующей интерпретации и динамического анализа в промыслово-геофизическом контроле.....	391
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	393

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие посвящено разработке нефтяных и газовых месторождений: теоретическим основам сложнейших технологических процессов выработки запасов нефти и газа. В пособии приведены основные понятия о нефтегазоносных толщах, комплексах, горных породах, их механических и упругих свойствах, типах коллекторов нефти, газа и воды и формах ловушек углеводородов. Даны основные сведения о происхождении нефти и газа, об основных этапах развития нефтяной и газовой промышленности в СССР и России, фильтрационно-емкостных и механических свойствах коллекторов (ФЕС), строении порового пространства и их насыщении.

Приведены данные о физических свойствах нефти, газа, пластовых вод и их взаимодействии с поровой поверхностью коллекторов и перемещении пластовых флюидов в пласте. Изложены основные принципы проектирования нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, выбора эксплуатационных объектов, объединения нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект.

Даны основные понятия по подсчету запасов нефти и газа и определения коэффициента нефтеотдачи пластов. Рассмотрены методы воздействия на прискважинную зону продуктивных пластов и залежи для повышения продуктивности и нефтеотдачи нефтегазовых пластов. Освещены вопросы фазовых состояний и превращений углеводородных систем в залежах различных типов. Приведены технологии по подготовке нефти и газа на нефтяных и газовых промыслах к последующей транспортировке скважинной продукции.

1. ПРОИСХОЖДЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.1. Происхождение нефти

За время существования нефтяной промышленности человечеством добыто около 85 млрд т нефти и оставлено в недрах отработанных месторождений еще 80 - 90 млрд т. В целом, доказанные запасы нефти в настоящее время составляют около 140 млрд т [1].

Вопрос о происхождении нефти имеет не только познавательное, но и большое практическое значение. «Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть, ...будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, мы получим ... надежные указания, в каких местах надо искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку», – писал в 1932 г. академик И.М. Губкин.

В настоящее время сформировались две основные теории происхождения нефти: органическая и неорганическая.

Сторонники **органической** теории утверждают, что исходным материалом для образования нефти стало органическое вещество. В основе данной теории происхождения нефти лежат положения, сформулированные академиком И.М. Губкиным в 1932 г. в монографии «Учение о нефти». Он считал, что исходным для образования нефти является органическое вещество морских илов, состоящее из растительных и животных организмов.

Процесс нефтеобразования делится при этом на три этапа:

- 1) накопление органического материала и его преобразование в диффузно рассеянную нефть;
- 2) выжимание рассеянной нефти из нефтематеринских пород в коллекторы;
- 3) движение нефти по коллекторам и ее накопление в залежах.

Открытие крупнейших нефтяных месторождений в осадочных бассейнах сначала между Волгой и Уралом, а затем в Западной Сибири подтверждает взгляды И.М. Губкина. При этом в настоящее время большинство нефтяных месторождений мира находится в местах сосредоточения осадочных пород, содержащих окаменелые останки животных и растений.

Однако сторонники органического происхождения нефти не могут пока объяснить существование ее гигантских скоплений там, где органического вещества в осадочных породах относительно мало (например, бассейн реки

Ориноко). Более того, довольно значительные скопления нефти в Марокко, Венесуэле, США и других странах встречаются в метаморфических и изверженных породах, в которых органического вещества просто нет. До недавнего времени бесспорным подтверждением родства нефти и органического мира считались соединения, встречающиеся в обоих из них (например порфирины). Вместе с тем в настоящее время многие из этих соединений получены неорганическим путем. При таком синтезе получается значительное количество твердых парафинов, часто встречающихся в нефти. Органическая теория объяснить такую долю парафина в нефтях не может.

Абсолютно не вписываются в органическую теорию происхождения нефти находки, сделанные в магматических породах. Так, в древнейших кристаллических породах, вскрытых Кольской сверхглубокой скважиной, зафиксировано присутствие родственного нефти битуминозного вещества, а на вьетнамском шельфе открыты крупные нефтяные месторождения («Белый Тигр», «Волк», «Дракон»), где продуктивными оказались не привычные нефтяникам песчаники и известняки, а глубинный гранитный массив [1].

Сторонники **неорганической** теории считают, что нефть образовалась из минеральных веществ. В 1876 г. Д.И. Менделеев выдвинул так называемую «карбидную» гипотезу происхождения нефти. По его мнению, во время горообразовательных процессов по трещинам-разломам, рассекающим земную кору, вглубь проникает вода. Встречая на своем пути карбиды железа, она вступает с ними в реакцию, в результате которой образуются оксиды железа и углеводороды. Затем последние по тем же разломам поднимаются в верхние слои земной коры и образуют нефтяные месторождения.

Оппоненты «карбидной» гипотезы утверждают, что существование карбидов железа в недрах Земли не доказано, а кроме того, в условиях высоких давлений и температур горные породы становятся пластичными и поэтому существование трещин, ведущих к ядру Земли, по их мнению, невозможно.

В 1892 г. русский геолог В.Д. Соколов, основываясь на фактах находок битумов в метеоритах, а также на наличие углеводородов в хвостах некоторых комет, предложил «космическую» гипотезу возникновения нефтяных углеводородов в коре нашей планеты.

В 50-е годы ленинградский геолог-нефтяник Н.А. Кудрявцев собрал и обобщил огромный геологический материал по нефтяным месторождениям мира. На более обширном материале он подтвердил наблюдения Д.И. Менделеева о том, что многие месторождения обнаруживаются под зонами глубинных разломов земной коры. Таким местом является, в частности, Мархининский вал на севере Сибири, где горные породы на глубину двух километров буквально пропитаны нефтью, а количество углерода, образовавшегося одновременно с породой, составляет всего 0,2 - 0,4 %. На этом основании ученый утверждает, что нефтеносность Мархининского

вала связана не с преобразованием органического вещества, а с наличием глубинного разлома, по которому углеводороды поднимались из недр планеты. Тем же самым можно объяснить присутствие нефти в кимберлитовых трубках, которые представляют собой каналы взрывного разлома земной коры, образовавшиеся в результате прорыва глубинных газов и магмы из недр Земли.

Основываясь на этих и других данных, Н.А. Кудрявцев советовал искать нефть не только в верхних слоях, но и значительно глубже. Оппоненты Н.А. Кудрявцева утверждают, что в условиях высоких температур углеводородные радикалы существовать не могут. Однако Э.Б. Чекалюк выполнил необходимые расчеты и показал, что на больших глубинах высокое давление полностью подавляет термическую деструкцию углеводородов. Оптимальные термодинамические условия для синтеза нефти, по мнению ученого, имеют место на глубинах порядка 100ч200 км. Прорыв нефтяных углеводородов ближе к поверхности происходит по разломам, возникающим в мантии и земной коре.

До недавнего времени в СССР общепризнанной считалась теория органического происхождения нефти, согласно которой «черное золото» залегает на глубине 1,5-6 км. Белых пятен в недрах Земли на этих глубинах почти не осталось. Поэтому теория органического происхождения не дает перспектив в отношении разведки новых крупных месторождений нефти.

Иное дело с теорией неорганического происхождения нефти. В недрах нашей планеты имеется достаточное количество исходного материала для образования углеводородов. Источниками углерода и водорода считаются вода и углекислый газ. Образование нефти будет продолжаться до тех пор, пока в недрах Земли есть вода, углекислый газ и восстановители (в основном закись железа). Таким образом, теория неорганического происхождения нефти дает надежду на то, что запасы нефти на Земле значительно больше разведанных на сегодня, а самое главное - продолжают пополняться.

1.2. Происхождение газа

Многие газовые месторождения в составе природного газа содержат в основном метан (CH_4). Метан широко распространен в природе. Он всегда входит в состав пластовой нефти. Много метана растворено в пластовых водах на глубинах 1.5ч5 км. Газообразный метан образует залежи в пористых и трещиноватых осадочных породах [1]. В небольших концентрациях он присутствует в водах рек, озер и океанов, в почвенном воздухе и даже в атмосфере. Основная же масса метана рассеяна в осадочных и изверженных породах. Широкое распространение метана в природе позволяет предполо-

жить, что он образовался различными путями. Известно несколько процессов, приводящих к образованию метана.

Биохимический процесс образования метана происходит в илах, почве, осадочных горных породах и гидросфере. Существует более десятка бактерий, в результате жизнедеятельности которых из органических соединений (белков, клетчатки, жирных кислот) образуется метан.

Термокаталитический процесс образования метана заключается в преобразовании в газ органического вещества осадочных пород под воздействием повышенных температуры и давления в присутствии глинистых минералов, играющих роль катализатора. Первоначально органическое вещество, накапливающееся на дне водоемов и на суше, подвергается биохимическому разложению. Бактерии при этом разрушают простейшие соединения. По мере погружения органического вещества в глубь Земли и соответственного повышения температуры деятельность бактерий затухает и полностью прекращается при температуре 100°C. Однако подключается другой механизм – разрушение сложных органических соединений (остатков живого вещества) в более простые углеводороды, в частности метан, под воздействием возрастающих температуры и давления.

Исходным для образования метана является органическое вещество гумусового типа, состоящее из остатков растительных организмов. Это вещество при термокатализе образует метан. Во-вторых, главная зона нефтеобразования соответствует температурам горных пород от 60 до 150°C, которые встречаются на глубинах 1,5 - 6 км. Мощная зона интенсивного газообразования соответствует температурам 150 - 200 °C и более, то есть она находится ниже главной зоны нефтеобразования. В основной зоне газообразования в жестких температурных условиях происходит глубокая термическая деструкция не только рассеянного органического вещества, но и углеводородов горючих сланцев и нефти. При этом образуется большое количество метана.

Радиационно-химический процесс образования метана протекает при воздействии радиоактивного излучения на различные углеродистые соединения.

Замечено, что черные тонкодисперсные глинистые осадки с повышенной концентрацией органического вещества, как правило, обогащены и ураном. Это связано с тем, что накопление органического вещества в осадках благоприятствует осаждению солей урана. Под воздействием радиоактивного излучения органическое вещество распадается с образованием метана, водорода и окиси углерода.

Механохимический процесс образования метана заключается в образовании углеводородов из органического вещества (углей) под воздействием постоянных и переменных механических нагрузок. В этом случае на контак-

тах зерен минеральных пород концентрируются высокие напряжения, энергия которых участвует в преобразовании органического вещества.

Космогенный процесс образования метана описывает «космическая» гипотеза образования нефти В.Д. Соколова.

1.3. Месторождения-гиганты

По рекомендации А.А. Бакирова (1972 г.) в зависимости от запасов различают месторождения следующих размеров (нефть в млн т, газ в млрд м³):

- мелкие - до 10
- средние - 10...30
- крупные - 30...300
- гиганты - 300... 1000
- уникальные - свыше 1000

К началу 1980 г. за рубежом из 25 тыс. нефтяных месторождений на долю гигантов приходилось всего 45, в которых сосредоточено 65,3 млрд т нефти. Сведения о крупнейших нефтяных месторождениях мира приведены в табл. 1.1, из которой следует, что крупнейшим нефтяным месторождением мира является Гавар в Саудовской Аравии [1].

Таблица 1.1

Уникальные нефтяные месторождения за рубежом

Регион	Страна	Месторождение, год открытия	Начальные, доказанные запасы, млрд т
Ближний и Средний Восток	Ирак	Киркук (1957)	2,12
		Румейла (1953)	1,85
	Иран	Гечсаран (1928)	1,56
		Марун (1964)	1,47
Кувейт	Большой Бурган (1978) Бурган (1938)	9,13 2,24	
Саудовская Аравия	Гавар (1948) Сафания (1951)	10,14; 2,91	
Северная и Южная Америка	США	Прадхо-Бей (1968)	1,40
	Венесуэла	Лагунильяс (1926) Боливар (1917)	1,50; 4,30

Окончание табл. 1.1

Регион	Страна	Месторождение, год открытия	Начальные, доказанные запасы, млрд т
Африка	Алжир	Хасси-Месауд (1956)	1,42
	Ливия	Серир (1961)	1,10

Большинство зарубежных нефтяных гигантов (29 из 44) расположено в странах Ближнего и Среднего Востока. В них сосредоточено около 50 млрд т доказанных запасов нефти. По остальным регионам распределение нефтяных «монстров» следующее: Америка – 7 (9,2 млрд т), Африка – 6 (4,6 млрд т), Азия и Океания – 1 (0,5 млрд т), Западная Европа – 1 (1 млрд т). Сведения о крупнейших газовых месторождениях в странах мира приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Уникальные газовые месторождения мира

Регион	Страна	Месторождение	Начальные доказанные запасы, млрд. м ³
Америка	США	Панхендл	2000
Африка	Алжир	Хасси Р'Мейль	1500...2300
Ближний и Средний Восток	Иран	Пазанун	1400
Восточная Европа	Россия	Медвежье	1548
		Оренбургское	1800
		Уренгойское	2200
		Ямбургское	3640
Западная Европа	Нидерланды	Слохтерен	1800

1.4. Этапы развития нефтяной и газовой промышленности России

Развитие нефтяной и газовой промышленности в СССР и современной России имеет свои особенности, связанные как с общественным строем, так и со специфическими геологическими условиями геологоразведочных работ и разработки нефтяных и газовых месторождений [1].

Развитие нефтяной промышленности. В развитии нефтяной промышленности России можно выделить пять этапов: I этап (до 1917 г.) – дореволюционный период; II этап (с 1917 до 1941 гг.) – период до Великой Отечественной войны; III этап (с 1941 до 1945 гг.) – период Великой Отечественной войны; IV этап (с 1945 до 1991 гг.) – период до распада СССР; V этап (с 1991 г.) – современный период.

Дореволюционный период. На территории России нефть известна с давних пор. Еще в XVI в. русские купцы торговали бакинской нефтью.

Началом развития нефтяной промышленности в России является 1848 г., когда под руководством В.Н. Семенова и Н.И. Воскобойникова в Биби-Эйбате была пробурена первая в мире нефтяная скважина. В сентябре 1868 г. дала нефть скважина, пробуренная по инициативе архангельского купца М. Сидорова на левом берегу р. Ухты. В 1876 г. бурение нефтяных скважин в Туркмении начало «Товарищество братьев Нобель». В 1907 г. на о. Челекен из скважины глубиной 85 м ударил фонтан с суточным дебитом 560 т. Начиная с 1908 г. добыча «черного золота» в Туркмении резко увеличилась и в 1911 г. достигла 213 тыс. т в год.

Сведения о находках нефти в Сибири в дореволюционный период отсутствуют. Вместе с тем, в декабре 1902 г. Министерство земледелия и государственных имуществ установило подесятинную плату за разведку нефти в пределах Тобольской, Томской и Енисейской губерний. А в 1911 г. промышленное товарищество «Пономарев и К» получило в Тобольске «дозволительное свидетельство» на разведку «черного золота» в низовьях р. Конды. В этом же году дала первую нефть скважина, пробуренная на о. Сахалин.

Динамика изменения нефтедобычи в России в дореволюционный период такова. Если в 1860 г. она составляла всего 4 тыс. т, то в 1864 г. – 9 тыс. т, в 1890 г. – 3,8 млн т, а в 1900 г. – 10,4 млн т. Перед революцией в силу известных событий добыча нефти снизилась до 8,8 млн т.

Период до Великой Отечественной войны. Первая мировая и гражданская войны, а также иностранная интервенция нанесли огромный ущерб нефтяной промышленности. В 1920 г. добыча нефти в России составила 3,9 млн т, т.е. около 41 % от уровня 1913 г.

После завершения гражданской войны восстановление нефтяной промышленности было одной из главных задач страны. В результате в 1928 г. добыча нефти составила 11,6 млн т, в 1930 г. – 18,5 млн т, а в 1932 г. – 22,3 млн т. По объемам добычи нефти (19,5 % мировой) СССР вышел на второе место в мире.

По инициативе И.М. Губкина началось освоение новых нефтяных районов на Урале и в Поволжье. В 1931 г. в Башкирии недалеко от села Ишимбаево была пробурена первая скважина, а 16 мая 1932 г. из скважины 702, расположенной на правом берегу р. Белой, ударил первый фонтан нефти. Ее

суточный дебит составлял 20 т. В 1937 г. было открыто Туймазинское нефтяное месторождение. В ноябре 1937 г. возникает первый нефтепромысел в Оренбургской области. Всего в районах «Второго Баку» в 1938 г. было добыто около 1,3 млн т «черного золота». Башкирия в предвоенные годы стала самым крупным нефтяным районом в Урало-Поволжье. В 1940 г. в стране было добыто 31,1 млн. т нефти.

Период Великой Отечественной войны. Нападение фашистской Германии на СССР нарушило поступательное развитие нашей страны в целом и нефтяной промышленности в частности. В сложившихся условиях нефтяная промышленность страны развивалась благодаря освоению месторождений в восточных районах. Были получены высокодебитные фонтаны нефти в Туймазинском районе, а также в Куйбышевской области – в Яблоневом Овраге и в районе Самарской Луки. В августе 1943 г. была получена первая промышленная нефть в Шугуровском районе Татарии. В 1945 г. район Второго Баку дал 2,6 млн т «черного золота» – почти половину всей нефтедобычи в РСФСР. Однако рост добычи нефти в «новых» районах не смог компенсировать потерь нефтедобычи в «старых» районах и в 1945 г. она снизилась до 19 млн т.

Период до распада СССР. В первые послевоенные годы было разведано значительное количество нефтяных месторождений, в том числе Ромашкинское (Татария), Шкаповское (Башкирия), Мухановское (Куйбышевская область). Соответственно, росла и добыча нефти: в 1950 г. она составила 37,9 млн т, а в 1956 г. – 83,8 млн т. Главным событием данного периода стало открытие и начало разработки богатейших нефтяных месторождений в Западной Сибири. Разведочные работы были возобновлены в 1948 г. В 1960 г. было открыто Шаимское нефтяное месторождение, а вслед за ним и многие другие. Началом промышленной добычи нефти в Западной Сибири считается 1965 г., когда ее было добыто около 1 млн т. Уже в 1970 г. добыча нефти здесь составила 28 млн т, а в 1981 г. – 329,2 млн т. Западная Сибирь стала основным нефтедобывающим регионом страны, а СССР вышел на первое место в мире по добыче нефти.

В 1961 г. были получены первые фонтаны нефти на месторождениях Узень и Жетыбай в Западном Казахстане (полуостров Мангышлак). Промышленная их разработка началась в 1965 г. Только по этим двум месторождениям извлекаемые запасы нефти составляли несколько сот миллионов тонн. Добыча нефти на полуострове была доведена до нескольких миллионов тонн. Продолжалось освоение нефтяных месторождений в Коми АССР. Если в 1970 г. на Усинском месторождении было добыто 5,6 млн т нефти, то в 1975 г. - около 13 млн т, а в 1981 г. – 18,5 млн т.

Динамика изменения нефтедобычи в стране в 80-х - начале 90-х годов приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Добыча нефти с 1980 по 2008 г. (без конденсата)

Годы	1980	1985	1990	1998	2000	2002	2004	2006	2008
Добыча, млн. тн	547	542	516	303	323	380	459	480	489

Как следует из данных табл. 1.3, с 1980 г. началось падение нефтедобычи до 303 млн т в 1998 г, но затем объём добычи начал возрастать. Но достигнуть уровня добычи 1980 года не удаётся до сих пор.

Современный период. Продолжение падения добычи нефти связано с тем, что не устранено влияние ряда объективных и субъективных негативных факторов. Во-первых, ухудшилась сырьевая база отрасли. Степень вовлеченности в разработку и выработанность месторождений по регионам весьма высоки. На Северном Кавказе в разработку вовлечены 91,0 % разведанных запасов нефти, а выработанность месторождений составляет 81,5 %. В Урало-Поволжье эти цифры составляют соответственно 88,0 и 69,1 %, в Республике Коми – 69,0 % и 48,6 %, в Западной Сибири – 76,8 и 33,6 %. Во-вторых, уменьшился прирост запасов нефти за счет вновь открываемых месторождений. Из-за резкого снижения финансирования геолого-разведочные организации сократили объемы геофизических работ и поисково-разведочного бурения. Это привело к снижению числа вновь открываемых месторождений и невосполнению добытой нефти запасами. В-третьих, велика обводненность добываемой нефти. Это означает, что при тех же издержках и объемах добычи пластовой жидкости самой нефти добывается все меньше. В-четвертых, сказываются издержки перестройки. В результате ломки старого хозяйственного механизма жесткое централизованное управление отраслью было ликвидировано, а новое еще не было создано.

Однозначной оценки запасов нефти в России нет. Различные эксперты называют цифры объема извлекаемых запасов от 7 до 27 млрд т, что составляет от 5 до 20 % мировых. Распределение запасов нефти по территории России таково: Западная Сибирь – 72,2 %; Урало-Поволжье – 15,2 %; Тимано-Печорская провинция – 7,2 %; Республика Саха (Якутия), Красноярский край, Иркутская область, шельф Охотского моря – около 3,5 %.

В 1992 г. началась структурная перестройка нефтяной промышленности России: на примере опыта западных стран стали создавать вертикально интегрированные нефтяные компании. К 1995 г. формирование новой структуры нефтяной промышленности России в основном было завершено. Большая часть государственных предприятий нефтяного комплекса была преобразована в акционерные общества. Сведения о добыче жидких углеводородов различными нефтяными компаниями России приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Добыча нефти в России в 1999-2001 гг., млн т

Года Компания	1999		2000		2001	
	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%
«ЛУКОЙЛ»	53,4	17,5	62,2	19,3	62,9	18,1
«ЮКОС»	34,2	11,2	49,6	15,4	58,1	16,7
«Сургутнефтегаз»	37,6	12,3	40,6	12,6	44,0	12,6
«СИДАНКО»	19,6	6,4	10,7	3,3	9,1	2,6
«Татнефть»	24,0	7,9	24,3	7,5	24,6	7,1
«Тюменская НК»	20,0	6,6	30,8	9,5	40,6	11,7
«Сибнефть»	16,3	5,4	17,2	5,3	20,6	5,9
«Башнефть»	12,3	4,0	11,9	3,7	11,9	3,4
«Роснефть»	12,6	4,1	13,5	4,2	14,9	4,3
«Славнефть»	11,9	3,9	12,5	3,9	14,9	4,3
«Восточная НК»	10,5	3,5	0,2	менее 0,1	-	-
«ОНАКО»	8,0	2,6	7,5	2,3	-	-
«Коми ТЭК»	3,6	1,2	-	-	-	-
Прочие	41,0	13,4	42,0	13,0	46,4	13,3
Всего по России	305,0	100,0	323,0	100,0	348,0	100,0

Развитие газовой промышленности. Газовая промышленность России значительно моложе нефтяной и в её развитии можно выделить 4 этапа: I этап (до 1950 г.) – период зарождения газовой промышленности; II этап (с 1950 г. по 1956 гг.) – период ее становления; III этап (с 1956 г. по 1991 гг.) – период до распада СССР; IV этап (с 1991 г.) – современный период.

Период зарождения газовой промышленности. Газовая промышленность России зародилась в 1835 г., когда в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки угля начали вырабатывать искусственный газ, названный светильным. В 60-х годах XIX в. с его использованием началась газификация Москвы и к 1915 г. здесь пользовались газом 2700 квартир. Небольшие газовые заводы были построены также в гг. Одессе и Харькове.

С развитием добычи нефти в промышленных масштабах специалисты вплотную соприкоснулись с нефтяным газом, являющимся ее неизбежным спутником. В 20-х годах в СССР было известно всего пять газовых месторождений – «Дагестанские Огни», Мельниковское, Мелитопольское, Сураханское и Ставропольское. Общие запасы газа в них составляли около 200 млн м³, а добыча не превышала 15 млн м³ в год. Положение изменилось после того, как в 1933 г. был создан Главгаз. Уже в июле 1935 г. было открыто первое в Коми АССР чисто газовое месторождение – Седельское. К концу 30-х годов

было открыто более 50 месторождений природного газа в Азербайджане, Поволжье, на Северном Кавказе и в Средней Азии. Добыча природного газа достигла 3,4 млрд м³. В годы войны были открыты крупные по тем временам Елшанское и Курдюмское газовые месторождения в Саратовской области.

Период становления газовой промышленности. Дальнейшее развитие газовой промышленности связано с открытием новых месторождений в Ставропольском и Краснодарском краях, в Тюменской области и на Украине. В 1950 г. в Ставропольском крае были открыты Ставропольско-Полагодское, Тахта-Кугультинское и Расшеватское газовые месторождения. На Украине введены в эксплуатацию Бильче-Валицкое (1954 г.), Радковское (1958 г.) и Шебелинское месторождения газа. В сентябре 1953 г. на окраине старинного сибирского села Березово ударил мощный газовый фонтан, возвестивший об открытии первой в Западной Сибири газоносной провинции. Добыча газа в этот период росла по 500 - 600 млн. м³ в год и к концу 1955 г. составила 10,4 млрд м³.

Период до распада СССР. Период после 1955 г. характеризуется бурным развитием газовой промышленности. К концу 50-х годов в результате поисковых работ на Украине, Северном Кавказе, в Прикаспии и Узбекистане разведанные запасы газа увеличились по сравнению с 1946 г. в 16 раз. В 60-е годы поисковые работы на газ переместились на восток страны. Были открыты крупные газовые месторождения в Западной Сибири, Туркмении, Узбекистане. Это позволило довести добычу газа в 1965 г. до 127,7 млрд м³, а к концу 1970 г. – до 198 млрд м³. Начиная с 70-х годов, главным направлением развития газовой промышленности России стало освоение крупных залежей природного газа в Западной Сибири. Добыча газа здесь стремительно росла: с 10 млрд м³ в 1965 г. до 195,7 млрд м³ в 1981 г. Таким образом, всего за 20 лет в суровых условиях Западной Сибири был создан мощный Западно-Сибирский топливно-энергетический комплекс, включающий предприятия нефтяной и газовой промышленности. В 1980 г. в стране было добыто 435,2 млрд м³ природного газа. Начиная с 1981 г. ускоренное развитие газовой отрасли стало возможным благодаря освоению новых месторождений в Туркмении, Астраханской, Тюменской и Оренбургской областях. К концу 1985 г. добыча газа в СССР достигла 643 млрд м³. На долю Западной Сибири при этом приходилось 376 млрд м³, из которых 270 млрд м³ давало Уренгойское месторождение. Уже в 1984 г. СССР вышел на первое место в мире по добыче газа, опередив США. Однако рост добычи «голубого золота» продолжался и в последующем.

Современный период. Россия - одна из немногих стран мира, полностью удовлетворяющая свои потребности в газе за счет собственных ресурсов. По состоянию на 1.01.98 г. разведанные запасы природного газа составляли 48,1 трлн. м³, т.е. около 33 % мировых. Потенциальные ресурсы газа в

нашей стране оцениваются в 236 трлн. м³. Добыча газа в России в последние годы несколько снизилась: в 1991 г. – 643 млрд м³, а в 1995 г. – 595 млрд м³. В 1999 г. добыча газа составила около 590 млрд м³. Сведения о вкладе различных компаний России в общую добычу газа представлены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Добыча газа в России в 1999 - 2001 гг.

Компания	1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	млрд м ³	% к итогу	млрд м	% к итогу	млрд м	% к итогу
«Газпром»	556,47	94,4	523,16	89,6	511,9	88,0
«Лукойл»	2,97	0,5	3,60	0,6	3,72	0,6
«ЮКОС»	1,21	0,2	1,58	0,3	1,71	0,3
«Сургутнефтегаз»	11,12	1,9	11,14	1,9	11,10	1,9
«СИДАНКО»	2,09	0,4	1,30	0,2	0,72	0,1
«Татнефть»	0,74	0,1	0,75	0,1	0,75	0,1
«Тюменская НК»	1,83	0,3	2,90	0,5	4,69	0,8
«Сибнефть»	1,35	0,2	1,43	0,3	1,64	0,3
«Башнефть»	0,42	менее 0,1	0,39	менее 0,1	0,37	менее 0,1
«Роснефть»	4,91	0,8	5,63	1,0	6,13	1,1
«Славнефть»	0,71	0,1	0,72	0,1	1,39	0,2
«Восточная НК»	0,31	менее 0,1	-	-	-	-
«ОНАКО»	1,57	0,3	1,53	0,3	-	-
«Коми ТЭК»	0,40	менее 0,1	-	-	-	-
Прочие	3,59	0,6	30,06	5,2	37,39	6,4
Всего по России	589,69	100	584,19	100	581,51	100

Главной газодобывающей компанией России является ОАО «Газпром», учрежденное в феврале 1993 г. (до этого – государственный концерн).

Контрольный пакет акции ОАО «Газпром» (51 %) находится в собственности государства.

Перспективы увеличения добычи газа связаны с освоением месторождений севера Тюменской области (Надым-Пур-Тазовский район, п-ов Ямал), а также крупнейшего в Европе Штокмановского газоконденсатного месторождения на шельфе Баренцева моря. На полуострове Ямал разведанные запасы газа в настоящее время составляют 10,4 трлн м³. Ожидается, что максимальный уровень добычи газа на полуострове Ямал составит 200 - 250 млрд м³. Широкомасштабное освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения позволит добывать до 500 млрд м³ в год.

Россия является крупнейшим в мире экспортером природного газа. В 1999 г. в страны ближнего и дальнего зарубежья было поставлено 204 млрд м³ газа, а прогноз на 2010 г. составляет 278,5 млрд м³. Важнейшими целями и приоритетами развития газовой промышленности России являются:

- увеличение доли природного газа в суммарном производстве энерго-ресурсов;
- расширение экспорта российского газа;
- укрепление сырьевой базы газовой промышленности;
- реконструкция Единой системы газоснабжения с целью повышения ее надежности и экономической эффективности;
- глубокая переработка и комплексное использование углеводородного сырья.

2. ГЕОЛОГО – ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И СВОЙСТВА НАСЫЩАЮЩИХ ИХ ФЛЮИДОВ

2.1. Свойства горных пород, коллекторов и пластовых жидкостей

Свойства горных пород. Под нефтегазоносными толщами понимаются ассоциации парагенетически связанных пород, часть из которых содержит нефть и (или) газ. В некоторых случаях применяется термин нефтегазоносный комплекс, предложенный А.А. Бакировым в 1959 г., характеризующий как пористые породы, так и экранирующие отложения-покрышки. При этом по масштабам распространения нефтегазоносные комплексы подразделяются на региональные (нефтегазоносные провинции), субрегиональные (нефтегазоносные области), зональные (нефтегазоносные районы) и локальные (месторождения) [2].

Горные породы – естественные минеральные агрегаты определённого состава и строения, сформировавшиеся в результате геологических процессов и залегающие в земной коре в виде самостоятельных тел. Горные породы генетически разделяются на три класса: осадочные, магматические (изверженные) и метаморфические [2,3,4].

Изверженные горные породы образовались в результате застывания и кристаллизации магматической массы сложного минералогического состава.

Осадочные горные породы содержат продукты разрушения литосферы поверхностными явлениями, мелкодробленные продукты вулканической деятельности и продукты жизнедеятельности организмов. По происхождению осадочные горные породы делятся на терригенные, состоящие из обломочного материала (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты и т.д.), хемогенные (каменная соль, гипсы, ангидриды, доломиты и т.д.), образующиеся из минеральных веществ, выпавших из водных растворов, и органогенные (мел, известняки и т.д.), сложенные из скелетных остатков животных и растений.

Метаморфические горные породы образовались из осадочных и изверженных горных пород в результате физико-химических процессов под действием высоких давлений и температур.

Чтобы содержать в себе нефть, газ и воду, горная порода должна обладать емкостными свойствами, способностью вмещать пластовые флюиды, то есть быть коллектором. Коллектором называют горную породу, которая по своим физико-механическим характеристикам способна содержать в себе

и отдавать как полезное ископаемое нефть, газ и воду при современных технологиях их извлечения на поверхность. Для образования промышленных запасов породы должны обладать проницаемостью.

подавляющее число нефтяных и газовых месторождений приурочено к гранулярным, трещинным и смешанного типа коллекторам. К гранулярным относятся коллекторы, поровое пространство которых сформировано из межзерновых полостей. В трещинных коллекторах поровое пространство сложено системой трещин. Участки пород, расположенные между трещинами, представлены малопроницаемыми блоками. К смешанному типу относятся коллекторы, поровое пространство которых сложено системой трещин, проницаемыми блоками, кавернами и карстами. Так, по Г. И. Баренблату и Ю.П. Желтову, они представляют коллекторы с двойной средой – трещиноватой и межзерновой, вложенных одна в другую. Нередко зоны развития трещиноватости характеризуются промышленными притоками нефти или газа (например, кора выветривания фундамента на Трехозерном нефтяном, трещиноватые граниты Игримского газового, трещиноватые глины бажендовской свиты месторождений Западной Сибири, доломиты нефтегазовых месторождений Юрубчено - Тахомской зоны в Восточной Сибири).

Как показывает обобщенный статистический анализ, около 60 % запасов нефти сосредоточено в песчаниках, песках и алевролитах; до 39 % - в карбонатных породах; около 1 % – в метаморфических породах.

Неоднородность продуктивных пластов. Под неоднородностью продуктивных пластов понимается свойство нефтяного пласта-коллектора, обусловленное изменением его структурно-фациальных и литологических свойств, оказывающих влияние на движение пластовых жидкостей к забоям скважин и подлежащих учёту при установлении потенциальных возможностей нефтяного пласта (Дементьев Л.Ф., 1982 г.). В зависимости от характера насыщения в строении продуктивного пласта коллектора при необходимости выделяют элементы неоднородности.

Непостоянство численных значений параметров пористости, проницаемости, толщины пласта и других свойств также является элементом неоднородности коллекторов. В геологическом понимании неоднородность связана с изменчивостью литолого-фациальных характеристик пласта по площади и в разрезе [3,4,5,6,7]. Среди геологических неоднородностей выделяют: зональную, слоистую, прерывистость, линзовидность, трещиноватость.

Для количественной оценки неоднородности в нефтяной практике используют два подхода: детерминированный и вероятностно-статистический. В первом случае на основе показателей неоднородности строят разрезы, карты, схемы, блок-диаграммы и т.д. Во втором – применяют методы математической статистики, с помощью которых по определенному объему информа-

ции о параметрах пласта устанавливают тот или иной вероятностный закон их распределения. Эти подходы целесообразно применять комплексно.

Известно, что неоднородность продуктивного пласта оказывает, при прочих равных условиях, решающее влияние на коэффициент нефтеотдачи, в частности, на один из его компонентов – коэффициент охвата.

Для отображения и учета неоднородности пород строится статистическая модель фильтрационного поля пласта при условии представительности выборки той или другой случайной составляющей (пористости, проницаемости и т.д.). В результате изучения какого-либо свойства пород получают статистический ряд с заданными границами разделов (классов). Графически эти результаты отображаются на гистограммах (рис. 2.1).

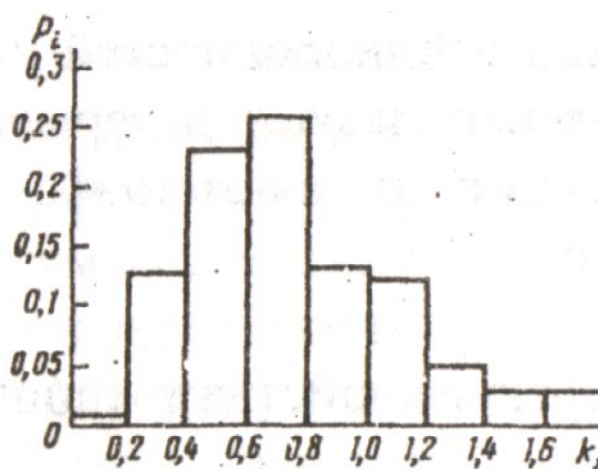


Рис. 2.1. Гистограмма распределения проницаемости

Для объективной оценки, как правило, требуется изучение гранулометрического состава, удельной поверхности пород, долей коллектора и неколлектора в разрезе пласта и по площади, а в целом - в объеме резервуара. В подсчете запасов, при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений применяют такие признаки, как коэффициент песчанистости, расчлененности, слияния и другие, которые подробно изучаются в специальных курсах.

Гранулометрический состав пород. Гранулометрическим (механическим) составом породы называют количественное содержание в породе частиц различного размера, выраженное в весовых процентах. Гранулометрический анализ позволяет оценить степень дисперсности минеральных частиц, слагающих горную породу. От степени дисперсности обломков пород зависят многие свойства пористой среды (пористость, проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т.д.). От размеров частиц гранулярной среды зависит количество нефти, остающейся в пласте после завершения процесса разработки в виде пленок, покрывающих поверхность

зерен цементирующих компонентов среды, или в форме капиллярно удерживаемой нефти.

Данные гранулометрии в нефтепромысловой практике используют для подбора оптимальных конструкций фильтров скважин для рыхлых пластов (в частности, в сеноманских скважинах Западной Сибири, эксплуатирующих слабосцементированные песчаники). Результаты анализа гранулометрического состава пород изображаются в виде графиков (рис. 2.2; 2.3).

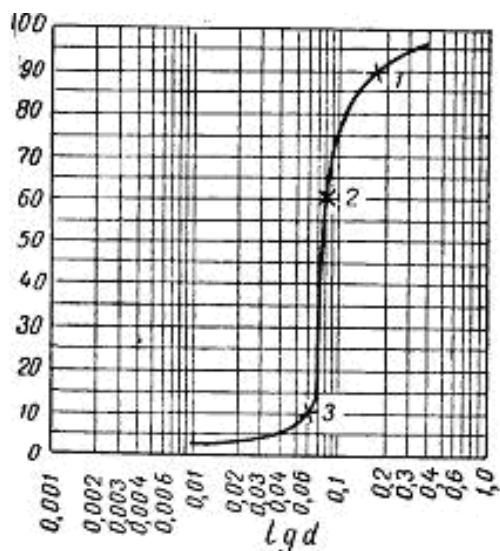


Рис. 2.2. Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

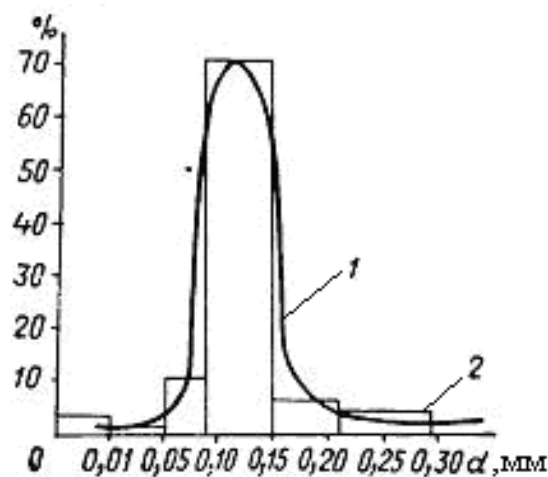


Рис. 2.3. Кривая распределения зерен породы по размерам (1) и гистограмма (2)

Степень неоднородности несцементированного или слабосцементированного коллектора (песка) характеризуется $\alpha_{\text{неод}}$ - отношением диаметров частиц с определенными суммами масс фракций d_{60} и d_{10} :

$$\alpha_{\text{неод}} = \frac{d_{60}}{d_{10}}, \quad (2.1)$$

где d_{60} и d_{10} - соответственно, диаметры частиц, количество которых 60 и 10 % в навеске.

На практике по диаметру d_{60} подбирают размеры отверстий забойных фильтров для нефтяных и водозаборных скважин.

Удельная поверхность горных пород. Данный структурный показатель характеризует суммарную поверхность всех пустот в породе (пор, трещин, каверн), приходящуюся на единицу объема горной породы. Это один из фак-

торов, значительно осложняющий задачу полного извлечения нефти из породы [3,4,5,6,7].

Исследованиями отечественных учёных М. М. Кусакова, Б. В. Дерягина, К. А. Зинченко, Ф. А. Требина, Котяхова Ф.И. и др. установлено, что, кроме объемных свойств жидкостей и газов, на характер фильтрации влияют молекулярные процессы, происходящие на контактах с породой. Если в крупнозернистой породе с относительно небольшой удельной поверхностью молекулы фильтрующейся жидкой фазы, контактирующие с поверхностью, почти не влияют на процесс фильтрации, то в сильно диспергированной системе (при большой удельной поверхности) число объемных и поверхностных молекул становится соизмеримым и поверхностные процессы в малопроницаемой среде оказывают существенное влияние на процесс фильтрации.

Для естественных песков $S_{уд}$ определяют по результатам гранулометрического анализа:

$$S_{yo} = \frac{6 \cdot (1 - m)}{P} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{d_i}, \quad (2.2)$$

где P - масса навески породы;

P_i - масса данной фракции;

d_i - средний диаметр частиц данной фракции.

Иногда используют величину гидравлического радиуса [1, 2]:

$$\delta = \frac{m \cdot d}{6 \cdot (1 - m)}, \quad (2.3)$$

тогда

$$S_{yo} = \frac{m}{\delta}, \quad (2.4)$$

Для пор крупного сечения радиусом R

$$\delta = \frac{R}{2}, \quad (2.5)$$

тогда S_{yo} определяется из выражения

$$S_{yo} = \frac{2 \cdot m}{R}, \quad (2.6)$$

Подставив в (2.6) значение R из [1] $R = \sqrt{\frac{8 \cdot k}{m}}$, получим

$$S_{y\phi} = \frac{7 \cdot 10^5 \cdot \sqrt{m}}{\sqrt{2 \cdot k}}, \quad (2.7)$$

где $[k] - [M^2]$; $[S] - [M^2/M^3]$.

Выражая k в мкм², получим

$$S_{y\phi} = \frac{7 \cdot 10^5 \cdot m \cdot \sqrt{m}}{\sqrt{k}}, \quad (2.8)$$

где $\sqrt{k} = \sqrt{2 \cdot 10^{-12}}$

Формула (2.8) представляет собой один из вариантов формул Козени-Кармана, устанавливающих зависимость проницаемости от пористости порового пространства.

Кроме указанных способов оценки удельной поверхности известны другие: фильтрационный, адсорбционный, метод меченных атомов.

Коллекторские свойства трещиноватых пород. Практикой разработки нефтяных месторождений установлено, что коллекторские свойства пластов характеризуются не только обычной межзерновой пористостью, но в значительной степени наличием трещин. Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти определяются преимущественно объемом трещин [3,4,5,6,7]. В залежах нефти, приуроченных к карбонатным трещиноватым коллекторам, структуру, емкость коллектора определяет, помимо пористости и трещиноватости, кавернозность.

Большинство исследователей емкость трещиноватого коллектора связывают с пустотами трех видов:

- 1) межзерновым поровым пространством – пористость 2-10 %;
- 2) кавернами и микрокарстовыми пустотами – 13-15 % полезной емкости трещиноватого коллектора;
- 3) пространством самих трещин - десятые и сотые доли процентов.

Выделяют следующие типы коллекторов:

- 1) коллектора кавернозного типа;
- 2) коллектора трещинного типа;
- 3) коллектора смешанные (в том числе порово-трещиноватые).

На практике по результатам исследований первых разведочных скважин на новом месторождении характер пласта проявляется в искривлении индикаторных диаграмм зависимости Q от ΔP (рис. 2.4) при условии, что во

всем диапазоне заданных забойных давлений они выше давления насыщения нефти газом.

Преобразованные графики обработки кривых восстановления забойного давления (КВД) характеризуются разными углами наклона участков для призабойной и удаленной зон пласта. Эти факты связаны с процессами изменения размеров трещин при изменении давлений в ПЗП, что объясняет уменьшение коэффициентов продуктивности при росте депрессии на пласт (рис. 2.4).

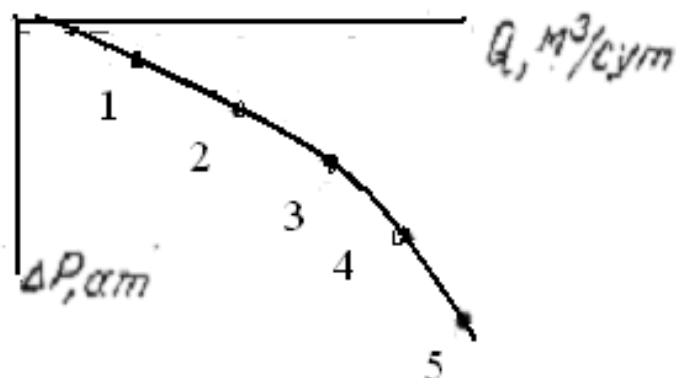


Рис. 2.4. Индикаторная диаграмма, характерная для порово-трещиноватых и трещиноватых пластов (1-5 – номера режимов)

При закачивании воды в пласт для ППД такие пласты характеризуются искривлением индикаторных диаграмм в сторону оси приемистости, то есть коэффициент приемистости увеличивается с ростом давления закачивания воды.

Случайный характер развития зон трещиноватости проявляется в быстром локальном прорыве закачиваемых вод и преждевременном обводнении добывающих скважин. Эти особенности значительно затрудняют прогнозирование разработки подобных залежей, хотя теория фильтрации для сред с двойной проницаемостью («вложенные среды») разработана достаточно детально.

Общие положения механики горных пород. Механические свойства горных пород оказывают значительное влияние на процессы, происходящие в пласте при разработке нефтяных месторождений [3,4,5,6,7,8,9,10].

Разработчики нефтегазовых месторождений сталкиваются с проявлением этих свойств уже при вскрытии продуктивных пластов бурением.

Результаты исследований, проведенных в ИГД СО АН СССР, свидетельствуют о том, что при проведении горных выработок в напряженной среде происходит сложный процесс перераспределения напряжений вплоть до разрушения горных пород вокруг выработки. С увеличением глубины

выработки меняется характер напряженного состояния горного массива, в результате чего возникает зональная дезинтеграция. Условия возникновения зональной дезинтеграции зависят от всех геомеханических свойств горных пород. В зависимости от них могут образовываться несколько зон дезинтеграции вокруг горных выработок.

При прочих равных условиях расстояние от стенки выработки до зоны дезинтеграции зависит от радиуса выработки. Этот вывод важен и с точки зрения планирования работ по интенсификации притоков углеводородов.

Проведенный Копыстьянским Р.С. (1988 г.) тектоно-физический анализ коллекторских свойств горных пород позволил выделить зоны с повышенными ФЭС коллекторов за счет саморазрушения пород. По его мнению, вскрытие пластов и освоение скважин следует производить с учетом напряженного состояния горного массива вокруг горной выработки. Необратимые объемные деформации проявляются, как правило, в заглинизированных коллекторах, и процесс «затекания» пор связан с течением глинистого цементирующего материала.

В прикладной геомеханике для расчета упругих напряжений вокруг горной выработки используются формулы Лехницкого С.Г., основанные на положении о несжимаемости горных пород при изменении давления в скважине. А.Н. Попов, рассматривая задачи плоской деформации горных пород, получил следующую зависимость вертикальных напряжений (σ_z) от давлений в скважине и относительного радиуса:

$$\sigma_z = -P_T + \frac{D(P_B - P_C)^2}{r^4}, \quad (2.9)$$

где P_T, P_B, P_C - соответственно, давление геостатическое, боковое и давление жидкости в скважине;

r - относительный радиус скважины;

D - параметр скважины, зависящий только от упругих свойств горных пород.

В результате проведенных исследований А.Н. Попов пришел к выводу, что чем больше коэффициент Пуассона и чем меньше модуль Юнга вскрытых пород, тем больше давление жидкости (P_C) в скважине оказывает влияние на величину вертикального напряжения.

Объективно вышеизложенные физические явления оказывают влияние на продуктивность скважин, поэтому состояние горного массива необходимо учитывать не только при разработке способов вскрытия пластов бурением, но и при планировании работ по испытанию скважины, интенсификации

притоков пластовых флюидов и в целом при разработке нефтегазовых месторождений.

Любой элемент горной породы находится в условиях сложного напряженного состояния. Результирующие векторы напряжений на гранях этого элемента не являются ортогональными к этим граням. Разлагая эти результирующие векторы по направлениям, ортогональным к осям, можно на каждой плоскости кубика (элемента) выделить по три компоненты напряжений (рис. 2.5):

- 1) нормальная σ ;
- 2) две касательных τ .

Так как выделенный элементарный объем массива находится в равновесии, касательные напряжения, противоположные по направлению, должны быть равны, а суммарный момент действующих на выделенный элемент сил равен нулю:

$$\tau_{yx} = \tau_{xy}; \tau_{xz} = \tau_{zx}; \tau_{yz} = \tau_{zy}.$$

Нормальные и касательные напряжения, действующие на элемент породы, вызывают соответствующие деформации его граней. Нормальные составляющие напряжений вызывают деформации сжатия элемента или растяжения, а касательные напряжения – деформации сдвига граней.

В случае изотропных сред связь между напряжениями и деформациями при выполнении закона Гука запишется в виде:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \cdot [\sigma_x - \nu \cdot (\sigma_y + \sigma_z)]; \quad (2.10)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} \cdot [\sigma_y - \nu \cdot (\sigma_x + \sigma_z)]; \quad (2.11)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} \cdot [\sigma_z - \nu \cdot (\sigma_x + \sigma_y)]; \quad (2.12)$$

где E - модуль Юнга (продольной упругости);

ν - коэффициент Пуассона.

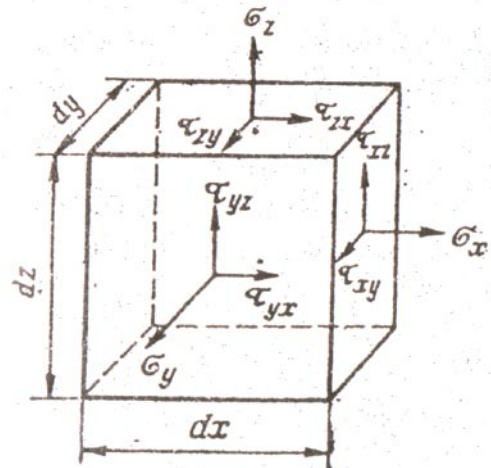


Рис. 2.5. Компоненты напряжений в элементе породы

До вскрытия пласта скважиной условие равновесия запишется двумя составляющими напряжений:

- по вертикали

$$\sigma_z = \rho \cdot g \cdot H, \quad (2.13)$$

где σ_z - вертикальная составляющая напряжений;

ρ - плотность горных пород;

g - ускорение силы тяжести;

H - глубина залегания пласта;

- по горизонтали

$$\sigma_x = \sigma_y = n \cdot \rho \cdot g \cdot H, \quad (2.14)$$

где n - коэффициент бокового распора (для пластичных пород $n=1$, для хрупких пород $n=0,3 \div 0,7$), который определяется из отношения

$$n = \frac{\nu}{1-\nu}. \quad (2.15)$$

Большая часть горных пород по мере увеличения напряжения на сжатие σ характеризуется увеличением относительной деформации ε (рис. 2.6). При нагрузке, соответствующей пределу прочности, происходит разрушение горной породы. При быстром действии нагрузки на сжатие величина остаточной деформации существенно меньше, чем при длительном действии напряжения (рис. 2.5). При нагрузках, меньших σ_p , остаточной деформации не наблюдается. При медленном нагружении у большинства пород необратимые пластические деформации появляются при напряжениях, составляющих 10÷15 % от разрушающих.

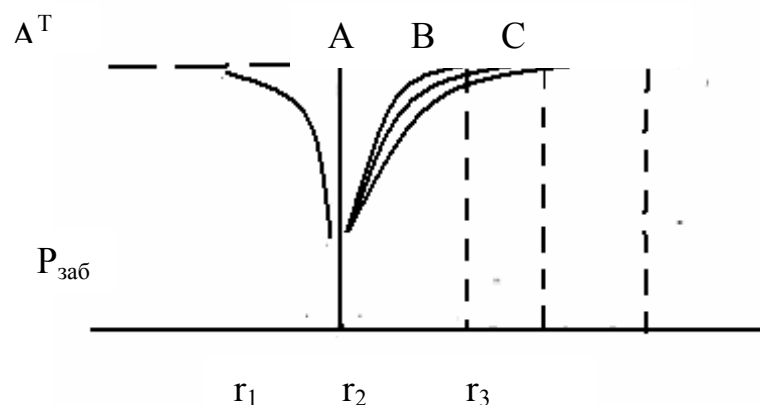


Рис. 2.6. Эпюры давлений для возмущенной зоны вокруг добывающей скважины

Циклическое изменение нагрузок сопровождается уменьшением пластических деформаций от цикла к циклу. При постоянном длительном действии напряжения горные породы характеризуются ползучестью (явления крипа), что свойственно глинам, аргиллитам, каменной соли.

При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают пластические свойства. Установлено, что с течением времени нарушенное поле естественных напряжений вокруг горных выработок и стенок нефтяных скважин в значительной мере восстанавливается и давление на крепь выработки и на обсадные трубы нефтяных скважин после окончания бурения длительное время возрастает, что объясняется ростом призабойного напряжения за счёт проявления ползучести и пластичности горных пород.

Для горных пород характерна анизотропия механических свойств (модули упругости при одноосном сжатии образца вдоль напластования и перпендикулярно напластованию не одинаковы). Например, для песчаников пористостью 24-26 % при всестороннем сжатии модуль Юнга может возрастать на 14 %. При этом наиболее резкое изменение упругих свойств происходит при давлениях порядка 60÷100 МПа и продолжается до давлений порядка 150÷200 МПа. В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений пластовые давления изменяются как в призабойной зоне пласта, так и в межскважинных зонах.

Результаты исследования института СибНИИНП по определению деформационных свойств пород продуктивных пластов месторождений Широкого Приобья приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Физические свойства пород-коллекторов некоторых месторождений Среднего Приобья

Месторождение, порода	m, %	K, мД	Модуль Юнга, $E \cdot 10^4$ МПа	Коэффициент Пуассона, б/р	Коэффициент сжимаемости пор, $\beta_p \cdot 10^{-3}$ МПа ⁻¹
Самотлорское, пласт АВ ₁ : песчаник алевролит	23,6-29,8	52-520	0,88-1,84	0,24-0,38	0,23-0,66
	13,8-24,6	0,13-0,57	0,93-2,23	0,28-0,35	0,5-1,1
Поточное: песчаник алевролит	24,4-26,9	11,1-23,8	10,4-1,92	0,26-0,32	0,27-0,65
	18,7-20,2	0,8-3,1	0,81-0,98	0,26-0,32	0,3-0,45
Покачевское: песчаник алевролит	22,8-27,6	6,2-41,4	1,4-2,6	0,25-0,36	0,51-0,75
	22,0-28,6	4,5-42,5	0,99-2,47	0,22-0,38	0,25-1,4

Исследованиями установлено, что проницаемость при упругом деформировании песчано-алевролитовых пород для глубин 1500-2000 м может уменьшаться на 10÷40 % от величин, определенных в атмосферных условиях.

Проявление упругих свойств горных пород.

Вследствие упругости пустотной среды коллектора любой импульс в изменении давления вызывает длительные процессы перераспределения пластового давления. Создается импульс пуском скважины в работу, остановкой или изменением режима ее работы. Это в равной степени можно отнести к добывающим и нагнетательным скважинам. Создаваемое вокруг скважин поле изменения давления можно охарактеризовать эпюрами давлений в любой момент времени (рисунок 2.6). Поверхность, получаемая от вращения эпюры вокруг оси Р, называют воронкой депрессии для добывающих скважин.

Точки А, В, С ... соответствуют радиусам воронок депрессии в моменты времени t_1, t_2, t_3, \dots при развитии упругого режима (первой фазы фильтрации согласно положениям подземной гидромеханики).

Мерой интенсивности указанных процессов служит коэффициент пьезопроводности пласта, впервые введенной В.Н. Щелкачёвым:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*}, \quad (2.16)$$

где

$$\beta^* = m \cdot \beta_n + \beta_m. \quad (2.17)$$

Размерность $[\chi] = \text{см}^2/\text{с}; \text{м}^2/\text{с}$.

Для гранулярных коллекторов $1000 < \chi < 100000 \text{ см}^2/\text{с}$.

Гидродинамически эти процессы (первая фаза фильтрации) обобщенно описываются дифференциальным уравнением в частных производных (уравнением пьезопроводности):

для пространственного потока:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}; \quad (2.18)$$

для плоскорадиального потока:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}; \quad (2.19)$$

Решением уравнения при постоянном дебите скважины ($q = \text{const}$) является выражение вида:

$$\Delta P(r, t) = P_0 - P(r, t) = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \left[-E_i \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right], \quad (2.20)$$

где $\Delta P(r, t)$ - изменение давления от первоначального в любой точке пласта на расстоянии r от возмущающей скважины в любой момент времени t .

В (2.18) $[-E_i(-x)]$ - интегральная показательная функция, значения которой табулированы в математических справочниках.

Формула (2.20) позволяет рассчитать понижение давления в скважине - пьезометре и сравнить с замером приборами, а также служит основой для обработки результатов гидропрослушивания между рассматриваемыми скважинами, по которым рассчитываются средние гидродинамические параметры пласта в зоне их взаимодействия.

В процессе исследования скважин на приток при установившихся режимах в случае проявления упругих свойств призабойных зон пласта (ПЗП) отмечается нарушение линейной зависимости «дебит – депрессия» и индикаторные диаграммы искривляются вследствие «дыхания» трещин (рис. 2.7).

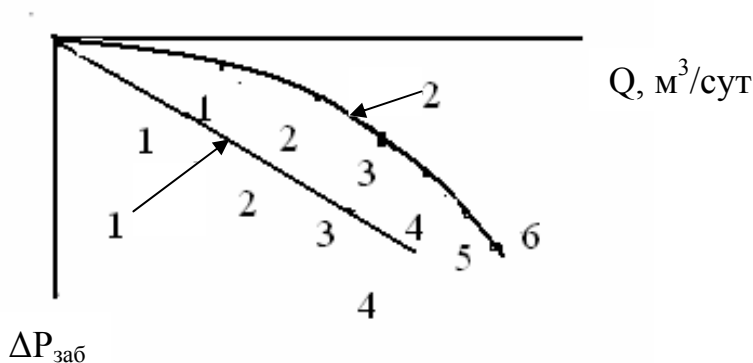


Рис. 2.7. Индикаторные диаграммы по скважинам, эксплуатирующим поровый (1) и порово-трещиноватые (2) пласты

Таким образом, по трещиноватым коллекторам приращение дебита на единицу перепада давления с уменьшением забойного давления (коэффициент продуктивности - $K_{np} = \frac{\Delta Q}{\Delta P}$) нелинейно. Поэтому выявление характера и учет деформационных процессов в ПЗП позволяет на ранней стадии освоения нефтяных месторождений выявить тип коллектора по результатам

испытания первых скважин, что является крайне важным для дальнейшего проектирования систем разработки нефтяных месторождений.

Общепринятым считается, что горные породы в условиях залегания на месторождениях (вследствие их сжимаемости) характеризуются уменьшением ФЕС по сравнению с параметрами, определяемыми на поверхности.

Имеются экспериментальные и теоретические результаты исследований, полученные в институте горного дела СО РАН и касающиеся масштабного фактора явления зональной дезинтеграции вокруг скважин, которые позволили предположить следующую эмпирическую зависимость, установленную на основании исследований на моделях из эквивалентных материалов:

$$\sigma = \alpha \cdot \rho_0 \cdot \exp \left[\beta \frac{e+r}{r} \right], \quad (2.21)$$

где $\alpha = A^{-1}$, $\beta = B^{-1}$ – константы породного массива;
 ρ^0 – плотность пород.

В результате была получена следующая формула для инженерных расчетов зоны влияния скважин, учитывающих явление зональной дезинтеграции горных пород, проявляющееся в условиях больших и сверхбольших глубин:

$$L = -\frac{3}{2} d \cdot \ln \frac{P_p}{\gamma \cdot H} = \frac{2}{3} d \cdot \ln \frac{\gamma \cdot H}{P_p}, \quad (2.22)$$

Для получения решения в рассматриваемой задаче (при $\gamma = 2$) получаем

$$L = \frac{2}{3} \cdot 0,2 \cdot \ln \left[\frac{10 \div 15}{50} \cdot 2,7 \cdot 3000 \right] \approx 0,5 \text{ м}$$

Таким образом, последняя (наиболее удаленная) зона дезинтеграции в рассматриваемом примере находится на удалении 0,4-0,5 м от контура нефтяной скважины номинальным диаметром $d = 0,2$ м.

Приведенные расчеты предлагается использовать для проектирования кислотных обработок ПЗП и гидравлического разрыва пород. Можно предположить, что максимальная эффективность от них возможна при радиусе обработки, превышающем расстояние от стенки скважины до зоны дезинтеграции пород.

Вполне логично, что до этого предела (дезинтеграции) ФЕС пород преобладают обратимые изменения, а затем следуют необратимые изменения. В этом случае при падении пластового давления вокруг каждой эксплуатационной скважины формируется зона с определённым радиусом, внутри которой происходят необратимые изменения. По своей сути они соответствуют «зонам дезинтеграции», рассмотренным выше. Чем больше снижается пластовое давление, тем больше радиус такой зоны. Теоретически значение этого радиуса может быть равным радиусу контура питания. Поэтому приток жидкости из пласта будет состоять из двух частей – от контура питания до границы предела упругости породы (обратимая деформация) и от этой границы до ствола скважины (необратимая деформация).

Методы определения плотностных свойств горных пород. Наибольший интерес в механике горных пород представляет определение объёмного веса и пористости пород.

В лабораторных условиях определяют объёмный вес (γ) и удельный вес (γ_0) горных пород. Затем определяют расчётным путём удельную массу ($\rho_0 = \gamma_0/g$) и плотность ($\rho = \gamma/g$) пород [30]. Общая пористость рассчитывается по формуле с использованием объёмного (γ) и удельного веса (γ_0) [30].

Для лабораторного определения плотности пород широко применяется «гамма–метод», который отличается простотой и высоким качеством измерений [30]. Определение удельного веса пород производится пикнометрическим методом [30].

Методы определения упругих свойств горных пород.

Методы определения упругих свойств горных пород подразделяются на динамические и статические [3,4,5,6,7,8,9,10].

Динамические методы основаны на измерении упругих колебаний, возбуждаемых в исследуемых образцах пород. Выделяются два основных способа – резонансный и импульсный. Для решения практических задач широко используется импульсный способ, основанный на периодических воздействиях на образец породы ультразвуковых волн и измерении изменения их скоростей распространения.

Статические методы основаны на измерении упругих деформаций образцов пород под нагрузкой. При проведении исследований определяются продольные и поперечные деформации образцов пород при их нагружении. Измерения напряжений производятся проволочными тензometрами напряжений [30].

Теплофизические свойства горных пород. Термодинамической системой называется макроскопическое тело, выделенное из окружающей среды, состояние которого можно характеризовать макроскопическими параметрами: объёмом, температурой, давлением и т.д. (А.П. Дмитриев, С.А. Гончаров, 1990 г.). Термодинамические системы подразделяются на гомогенные и гетерогенные [3,4,5,6,7,12].

К гомогенным относится такая система, химический состав и физические свойства которой одинаковы во всех её частях или монотонно изменяются от точки к точке (чистые минералы).

К гетерогенным относятся системы, состоящие из двух и более гомогенных областей. Внутри этой системы имеются поверхности раздела фаз, при переходе через которые химический состав и физические свойства вещества меняются скачкообразно. Практически все горные породы являются гетерогенными системами, т.к. состоят из множества сочетаний однородных и разнородных минеральных зёрен, разделённых между собой минеральным цементом. Фазой гетерогенной системы называется однородная по своему химическому составу и физическим свойствам часть термодинамической системы, отделенная от других частей (фаз) границами раздела, на которых происходит скачкообразное изменение свойств макроскопического тела.

Основными термодинамическими параметрами являются температура, давление и плотность тела.

Температура T – физическая величина, характеризующая состояние термодинамического равновесия системы. Она всегда положительна и называется абсолютной температурой. За единицу абсолютной температуры в системе СИ принят градус Кельвина (К) – это $1/273,15$ часть термодинамической температуры тройной точки воды. Существуют и другие температурные шкалы – Цельсия, Фаренгейта, Реомюра, Ренкина.

Давление P – сила, действующая по нормали к поверхности тела, отнесённая к единице площади этой поверхности. Измеряется в Па. Различают абсолютное и избыточное давления.

При нагревании любого объёма породы её температура будет повышаться, при этом изменяется внутренняя энергия и совершается работа. Внутренняя энергия U (Дж) объёма породы складывается из поступательного и вращательного движения молекул, составляющих минералы, энергии внутримолекулярных колебаний, потенциальной энергии сил взаимодействия между молекулами. Внутренняя энергия зависит только от параметров состояния и является экстенсивной характеристикой, т.к. она пропорциональна количеству вещества термодинамической системы. Увеличение любого объёма породы при нагревании будет сопровождаться работой против внешнего давления, которая называется внешней работой.

При изменении любого из параметров системы меняется состояние всей системы. При этом происходят термодинамические процессы, которые разделяются на равновесные и неравновесные. Теоретически все термодинамические процессы являются неравновесными.

Переход вещества из одной фазы в другую называется фазовым переходом. Для установления взаимосвязи между интенсивными независимыми термодинамическими параметрами равновесной системы (независимые параметры называют степенями свободы системы), числом компонент (n) и фаз (X) при фазовых переходах важное значение имеет правило Гиббса. Фазовые переходы разделяются на переходы первого и второго рода.

При фазовых переходах первого рода происходит поглощение или выделение теплоты перехода и скачкообразное изменение термодинамических параметров равновесной системы. Величина скачка определяется по уравнению

$$\Delta U = r_0 - P\Delta V, \quad (2.23)$$

где r_0 – теплота перехода, Дж;
 ΔV – величина скачка объёма, м³.

При фазовых переходах второго рода происходит скачкообразное изменение макроскопических свойств минералов: теплоёмкости и коэффициента теплового расширения.

Виды пористости и проницаемости коллекторов. Классификация коллекторов. В связи с разнообразием условий формирования осадочных горных пород коллекторские свойства продуктивных отложений изменяются в широких пределах [3,4,5,6,7]. Ёмкость пустот пород может изменяться для единицы выделенного объёма породы в широком диапазоне. В то же время она позволяет судить об объёмах геологических запасов нефти, газа и воды в залежи. В связи с этим большое значение приобретает классификация пород-коллекторов.

В настоящее время известно достаточно много классификаций пород – коллекторов (П.П. Авдусина – М.А. Цветковой, А.А. Ханина, Г.И. Теодоровича, Т.Т. Клубовой, Смехова Е.М. и др.). Ниже для сравнения приведены классификации по Смехову Е.М. и Котяхову Ф.И. (табл. 2.2; 2.3).

По мнению различных специалистов, наиболее удачной является классификация по Ф. И. Котяхову, особенность которой состоит в том, что она применима к коллекторам различного происхождения – к осадочным, изверженным и метаморфическим (табл. 2.3).

Таблица 2.2

Принципиальная схема классификации коллекторов нефти и газа
(по Смехову Е.М. 1969 г.)

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

Таблица 2.3

Классификация коллекторов нефти и газа по Ф.И. Котяхову

Тип коллектора	Критерий классификации
Трещиноватый	$S_v = 1; m_k = 0$
Кавернозный	$S_v = 1; m_t = 0$
Кавернозно-трещиноватый	$S_v = 1; N_{ик} > N_{ит}$
Трещинно-кавернозный	$S_v = 1; N_{ит} > N_{ик}$
Поровый	$m_k = 0; m_t = 0; S_v = 1$ или $m_{п} \gg m_k + m_t; N_{ип} \gg N_{ик} + N_{ит}$
Трещинно-поровый	$S_v < 1; N_{ит} > N_{ип}; m_k = 0$
Порово-трещинный	$S_v < 1; N_{ип} > N_{ит}; m_k = 0$
Порово-кавернозный	$S_v < 1; N_{ип} > N_{ик}; m_t = 0$
Кавернозно-поровый	$S_v < 1; N_{ик} > N_{ип}; m_t = 0$
Кавернозно-трещиновато-поровый	$S_v < 1; N_{ик} > N_{ип} + N_{ит}$
Порово-трещиновато-кавернозный	$S_v < 1; N_{ип} > N_{ит} + N_{ик}$
Трещиновато-пористо-кавернозный	$S_v < 1; N_{ит} > N_{ип} + N_{ик}$

* S_b - содержание капиллярно-связанной воды; m_k, m_t, m_n - коэффициенты кавернозности, трещиноватости и пористости; $N_{ип}, N_{ик}, N_{ит}$ - извлекаемые запасы нефти в порах, кавернах и трещинах.

К кавернозному типу коллекторов относят миссисипские известняки в Канаде. Кавернозно-трещиноватые коллектора встречены в верхнем девоне на Речицком месторождении Белоруссии, в меловых отложениях Северного Кавказа, в нижнем кембрии Осинской, Атовской и Марковской площадей Иркутского амфитеатра. Порово-трещиноватый и трещиновато-поровый тип коллекторов отмечен на отдельных участках ряда месторождений Западной Сибири (например, на Талинском месторождении Краснотенинского свода).

Фильтрационно - емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов нефтяного и газового пласта характеризуются рядом основных показателей:

- 1) пористостью;
- 2) проницаемостью;
- 3) удельной поверхностью;
- 4) гранулометрическим составом;
- 5) механическими свойствами;
- 6) насыщенностью пород нефтью, водой и газом.

Перечисленные показатели находятся в тесной взаимосвязи с размерами и формой зерен гранулярных коллекторов, определяющих основные запасы нефти в месторождениях Западной Сибири.

Пористость и кавернозность горных пород. Виды пористости. Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот различной формы и происхождения, не заполненных твёрдым веществом. Различают общую, открытую и динамическую (эффективную) пористость. Количественно величина пористости определяется коэффициентом пористости.

Коэффициентом полной (общей) пористости или абсолютной пористостью называется отношение объема всех пор $V_{пор}$ к объему образца горной породы $V_{обр}$ (в долях единиц или в процентах):

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}. \quad (2.24)$$

Независимо от типа коллекторов полная пористость определяется суммарным объёмом их пор и объёмом слагающих скелет породы частиц. Открытая пористость характеризуется коэффициентом открытой пористости - отношением суммарного объема открытых пор V_o к объему образца горной породы $V_{обр}$. Эффективная пористость характеризуется объёмом сообщающихся пор. Коэффициентом эффективной пористости называется отношение эффективного объема пор V_e к объему образца горной породы $V_{обр}$.

Для несцементированных пород в оценке коэффициента пористости можно использовать модель фиктивного грунта, для которого величина пористости будет определяться характером упаковки зерен (по Слихтеру):

$$m = 1 - \frac{\pi}{6 \cdot (1 - \cos\theta) \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \cos\theta}}, \quad (2.25)$$

где θ – угол упаковки зёрен ($60^\circ < \theta < 90^\circ$), в соответствии с которым пористость меняется от 0,259 до 0,476.

По Котяхову Ф.И. (1977 г.) наиболее точным является метод, предложенный Б.Ф. Ремневым:

$$m_1 = 0,42 \cdot m_2 / 1 - 1,22 \cdot m_2, \quad (2.26)$$

где m_1 и m_2 – пористость, соответственно, неразрушенного и разрушенного образца породы; ошибки в измерениях по этому методу составляют не более 4 %.

Кавернозность пород характеризуется коэффициентом кавернозности m_k , который представляет собой отношение суммарного объёма всех каверн к объёму породы. На месторождениях Западной Сибири коллекторы такого типа не выявлены.

Для реальных гранулярных пород структура порового пространства в основном зависит от следующих факторов:

- 1) гранулометрического состава пород;
- 2) степени цементации;
- 3) степени трещиноватости пород.

На коллекторские свойства существенное влияние оказывает цементация пород. Характер (степень) влияния цементации на их свойства зависит от типа и строения цемента. Например, по И.М. Губкину, пористость песка при добавлении глинистого или карбонатного цемента снижается с 30 – 35 % до 20 – 25%. На рис.2.8 показаны различные типы цемента в гранулярном коллекторе.

В зависимости от размеров зерен и характера цементации пористость будут определять размеры поровых каналов:

- 1) сверхкапиллярные поры - более 0,5 мм;
- 2) капиллярные поры - от 0,5 до 0,0002 мм;
- 3) субкапиллярные поры - менее 0,0002 мм.

По сверхкапиллярным каналам при технологически допустимых перепадах давления происходит свободное движение нефти, воды и газа; по капиллярным - при значительном влиянии капиллярных сил. В субкапилляр-

ных каналах пластовые флюиды практически перемещаться не могут (это глинистые разности пород).

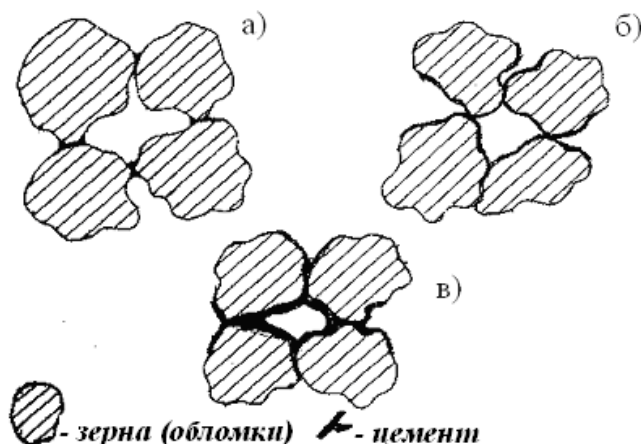


Рис. 2.8. Типы цемента в гранулярном коллекторе:
а- цемент соприкосновения; б- пленочный цемент;
в- базальный цемент

Методы определения пористости горных пород. Главным показателем при оценке запасов нефти является коэффициент открытой пористости. Его значение определяется по И. А. Преображенскому методом взвешивания насыщенного (как правило, керосином) образца керна в той же жидкости и в воздухе. Затем по закону Архимеда рассчитывается объем образца (по объему вытесненной образцом жидкости). Для песчаников и алевролитов открытая пористость составляет 8-35 %. По данным А. А. Ханина [11], полная пористость может на 5-6 % превышать открытую.

В промышленной практике широко используется метод определения открытой пористости по результатам геофизических исследований скважин (ГИС), предложенный Вилковым в 1959 г. Метод основан на использовании амплитуды кривой естественной поляризации между фоновыми значениями в непродуктивной части разреза и аномальными значениями в его продуктивной части.

В расчетах по подсчету запасов неизбежны процедуры осреднения пористости по разрезу каждой скважины и по расчетным блокам (по зоне, участку).

Структура порового пространства коллекторов. Поровое пространство нефте-, газо-, водонасыщенных коллекторов, образованное сообщающимися порами, исключительно сложное (рис. 2.9; 2.10). Оно состоит из множества пор различных сечений и обладает своими особенностями. Часть флюидов представлена углеводородными жидкостями, другая адсорбированной и капиллярно-удерживаемой водой [3,4,5,6,7].



Рис. 2.9. Структура пород, представленных кварцем и каолинитом под электронным микроскопом, пласт БВ₈, Самотлорское месторождение (из коллекции Питкевича В.Т.)

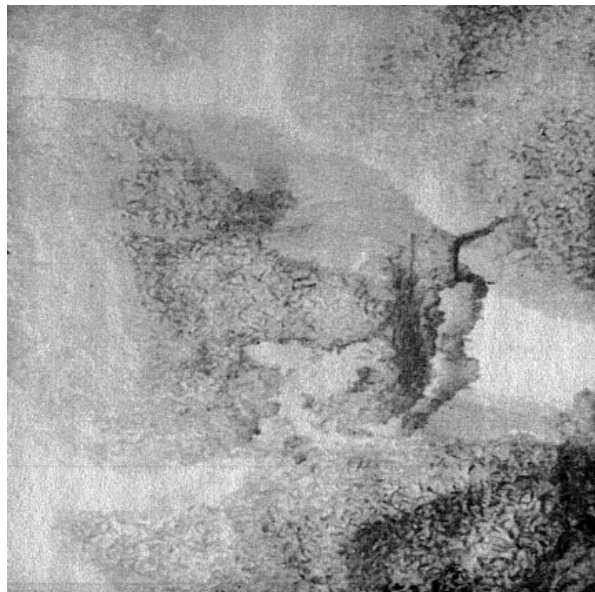


Рис. 2.10. Структура пород, представленных кварцем и хлоритом под электронным микроскопом, пласт АВ₄₋₅, Самотлорское месторождение (из коллекции Питкевича В.Т.)

Распределение пор по размерам характеризует структуру порового пространства, которая изучается прямыми и косвенными методами. К прямым относятся оптические (изучение микрофотографий шлифов, электронная микроскопия), к косвенным – капиллярные методы. Оптические методы характеризуют распределения пор по размерам на плоскости. Однако при этом требуются дополнительные исследования для формирования представления об изменении пор в объёме породы (Богомолова А.Ф., Орлова Н.А., 1951 г.). Для изучения структуры порового пространства трещиноватых коллекторов применяется метод окрашенных шлифов (Багринцева К.И., 1975 г.). Капиллярные методы характеризуют структуру порового пространства в объёме породы. Одним из недостатков этого метода является то, что они не применяются для изучения структуры порового пространства трещиноватых и кавернозных коллекторов.

Капиллярные методы. Продуктивные нефтеносные пласты состоят из множества пор и поровых каналов, размеры которых изменяются от 1-10 до 500 мкм и более. В таких порах капиллярное давление может достигать значений $0,003 \div 0,5$ МПа. До испытания продуктивных пластов на границе раздела фаз существует равновесное состояние (гравитационные силы уравновешены капиллярными), которое при первичном вскрытии пласта нарушается. Без выяснения роли капиллярных процессов в вопросах нефтедо-

бычи невозможно обосновать направления улучшения технологий вскрытия и повышения нефтеотдачи пластов.

Для примера приведено изучение структуры порового пространства и капиллярных явлений на образцах пород Восточно-Таркосалинского и Холмистого месторождений Западной Сибири на американском групповом капилляриметре «CORE LABORATORIES» (СибНИИИП) [13].

Коллекцию образцов, насыщенных водой с минерализацией 20 г/л, помещали в камеру высокого давления на полупроницаемую мембрану. Между керном и мембраной устанавливался капиллярный контакт через тонкую фильтровальную бумагу. Внутри камеры создавали давление, под действием которого азот проникал в поры и вытеснял воду. Давление поддерживали постоянным до прекращения поступления воды из капилляриметра. Процесс вытеснения ограничивался поровым давлением прорыва мембраны – 0,25 МПа. Заданные термобарические условия поддерживались в течение 2-3 месяцев. В результате проведенных экспериментов получены кривые измерения капиллярных давлений (рис. 2.11).

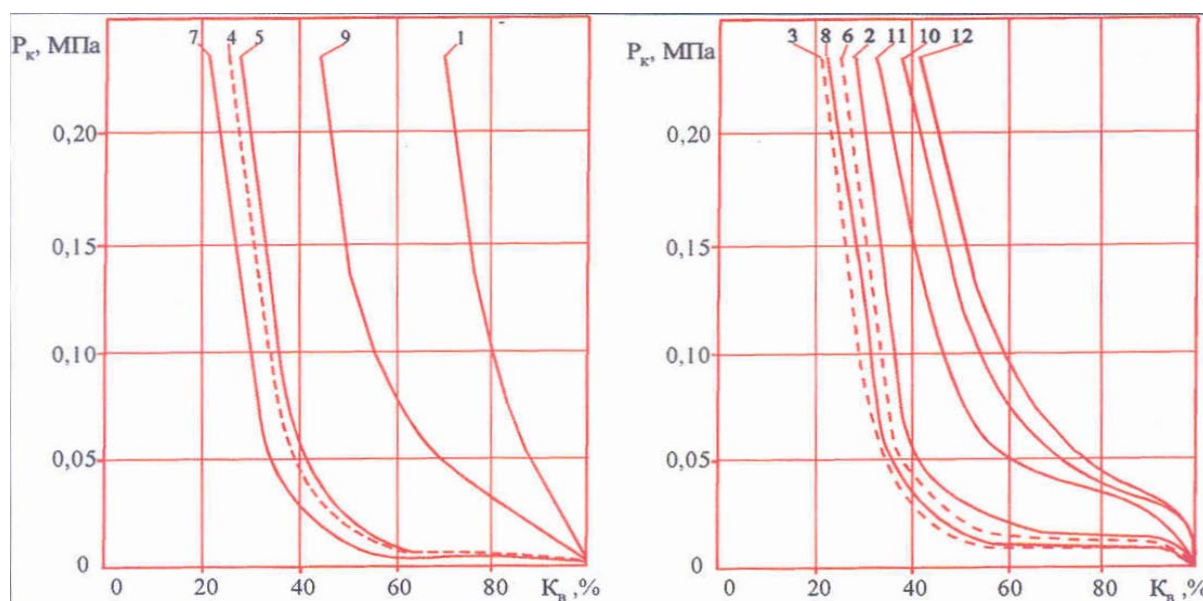


Рис. 2.11. Зависимость величины капиллярного давления от насыщения порового пространства

По данным капиллярнометрических измерений строят функции распределения пор по размерам и количества пор, участвующих в процессе фильтрации.

Анализ проведенных исследований свидетельствует о наличии тесной связи между капиллярным давлением, степенью насыщенности смачивающим флюидом и фильтрационно-ёмкостными свойствами образцов пород.

Согласно теории капиллярных явлений, флюид удерживается капиллярными силами, которые зависят от свойств и структуры порового про-

странства. Чтобы вытеснить флюид даже из крупных капилляров, необходимо создать давление вытесняющей фазы, причем с увеличением давления вытесняющая фаза будет проникать в капилляры всё меньшего радиуса. Процесс вытеснения завершится в тонких порах, силы капиллярного давления в которых настолько высоки, что увлажняющий флюид теряет свою подвижность.

На кривых капиллярного давления, полученных на высокопроницаемых образцах 2 и 3 класса (по Ханину), выделяется плато, соответствующее типичному размеру крупных капилляров (кривые 4,5,7, рис. 2.11). В этой области кривых при незначительном изменении давления градиент изменения насыщенности высокий. С понижением ФЕС образцов пород плато уменьшается, кривые смещаются в сторону более высокой насыщенности (кривые 8, 9, 10, 11, рис. 2.11). Для низкопроницаемых пород 5 класса (по Ханину) кривые капиллярного давления идут круто вверх (кривая 1, рис. 2.11). Силы взаимодействия флюида с матрицей таких пород очень высоки, а зависимость насыщенности от давления незначительна (10÷15 % при 0,24 МПа).

Связь между капиллярным давлением и радиусом пор определяет поведение флюидов в поровом пространстве и оценивается расчетным путем по известной формуле

$$R_k = \frac{2\sigma \cdot \cos\Theta}{P_k}, \quad (2.27)$$

где P_k – капиллярное давление, МПа;

σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз;

Θ – угол смачиваемости, град.;

R_k – радиус капилляра (поры) мкм².

Поверхностное натяжение на поверхности раздела «вода-нефть» или «вода-газ» измеряется экспериментально на лабораторных установках. Определение угла смачиваемости (Θ) является проблематичным. Значительное влияние на угол смачиваемости оказывают свойства различных минеральных составных частей природных коллекторов.

Систематические исследования Моррд и Мунчана показали, что зависимость капиллярного давления от угла смачивания для небольших его значений (от 0 до 49) практически не изменяется, а только, начиная с $\Theta = 73$ град., отмечается небольшое уменьшение капиллярного давления. Поэтому при хороших условиях увлажнения с достаточной степенью уверенности можно считать $\cos \Theta = 1$. В опытах экстракция образцов предопределена их смачиваемостью раствором NaCl (C=20 г/л). Обусловлено это тем, что сис-

тематические специальные исследования пород, залегающих ниже глубины 1500 м, показывают на большую вероятность гидрофильности коллекторов.

Влияние структуры порового пространства на фильтрационные свойства пород коллекторов обусловлено не только размерами пор, но и их взаимным расположением, степенью сообщаемости, удельным количеством различных групп пор. Фильтрационные свойства пород при дальнейших расчетах рассматриваются как свойства самих пород независимо от вида фильтрующихся флюидов.

Расчет влияния структуры порового пространства на фильтрационные свойства производили по формуле Пурцелла:

$$K_{\text{пр}} = 0,66 \cdot L_p \cdot S \cdot m \cdot \frac{dS}{P_k}, \quad (2.28)$$

где $K_{\text{пр}}$ – проницаемость мкм²;

m – пористость %;

dS – доля пор, заполненных флюидами, доли единиц;

P_k – капиллярное давление МПа;

L_p – трудноопределяемый литологический фактор пористой среды, характеризующий отличие реальной породы от идеальной.

Для расчета проницаемости по формуле (2.28) подинтегральное значение P_k и dS определяли по данным капилляриметрических измерений. Произведение перед интегралом было принято за постоянную величину, так как в него входит трудноопределяемый параметр L_p . Такой подход к решению уравнения позволил определить доленое участие поровых каналов в фильтрационном процессе.

Полученные распределения долевого участия пор в фильтрации свидетельствуют о том, что поры радиусом $r < 1$ мкм для фильтрационных показателей не информативны, то есть участие этих пор в процессе фильтрации жидкостей минимально. Причем кривые долевого участия пор в фильтрации и кривые капиллярного давления $R_k = f(S_i)$ этих же образцов показывают, что из пор с $r < 0,5$ мкм вытеснение флюида не происходит даже при высоких капиллярных давлениях ($P_k > 2$ МПа). Такие поры не участвуют в фильтрационном процессе и их принято называть субкапиллярными.

В образцах с проницаемостью менее $4 \cdot 10^{-3}$ мкм² доля субкапиллярных пор составляет более 60 %. Коллекторы такого класса вряд ли представляют интерес для процессов интенсификации притоков физико-химическими способами. В коллекторах 4 - 5 классов (по Ханину) доля субкапиллярных пор уменьшается с 60 до 20-30 %. В породах 5 класса доля микропор радиусом $1 < r < 5$ мкм возрастает до 40 - 50 %. Основные фильтрационные процессы

в таких породах идут через поры с $r > 5$ мкм, на долю которых приходится всего 1 – 6 % общего объема пор.

Проницаемость горных пород. Все горные породы в той или иной мере обладают проницаемостью. Проницаемость коллектора является фильтрационным параметром горной породы. Это свойство горной породы пропускать жидкости, газы и их смеси в ствол скважины при существующих градиентах перепадов давления [3,4,5,6,7].

При разработке нефтяных (нефтегазовых, газонефтяных) и газовых (газоконденсатных) месторождений встречаются различные виды фильтрационных потоков: движение нефти, газа или совместная фильтрация двух или трех фаз (нефти, газа и воды одновременно). При этом проницаемость пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз будет различной.

В связи с этим для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов применяются понятия абсолютной, фазовой и относительной проницаемостей.

Под абсолютной проницаемостью ($K_{абс}$) принято понимать способность горной породы (керн) пропускать сквозь себя (фильтровать) инертный в физико-химическом отношении флюид (воздух или азот). Она характеризует физические свойства пород и не зависит от свойств фильтрующейся жидкости или газа. До середины 20-го века считалось, что абсолютная проницаемость образца породы есть его исключительное свойство [14]. Затем взгляды коренным образом изменились. Это подтверждает высказывание выдающегося нефтяника М. Маскета по этому поводу, которое приводит в своей книге известный учёный-нефтяник России Закиров С.Н.: «За последние годы установлено, что жидкость влияет на проницаемость пористой среды и что принятое допущение об отсутствии реакции между жидкостью и пористой средой для очень многих нефтяных пластов является неправильным. ... Во многих случаях было замечено, что проницаемость породы для пресной воды равнялась нулю» [14].

Фазовой ($K_{фаз}$) называется проницаемость горной породы для данной фазы (нефти, газа, воды) при её фильтрации в пустотном объеме коллектора многофазных систем независимо от того, находятся ли другие фазы в статическом состоянии или принимают участие в совместной фильтрации. Фазовая проницаемость определяется в основном степенью насыщенности пор различными фазами. Относительная проницаемость определяется отношением фазовой проницаемости к абсолютной для той же породы.

Для количественной оценки проницаемости горных пород обычно используют линейный закон фильтрации Дарси, согласно которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна ее динамической вязкости:

$$|V_{\text{эс}}| = \frac{k}{\mu_{\text{эс}}} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (2.29)$$

где k – коэффициент фильтрации;

ΔP – перепад давления на участке фильтрации (ΔL);

$\mu_{\text{ж}}$ – динамическая вязкость жидкости;

ΔL – длина участка фильтрации.

Для любого сечения потока согласно законам общей гидравлики в тех же условиях фильтрации справедливо уравнение

$$V_{\text{эс}} = \frac{Q}{F}, \quad (2.30)$$

где Q – объемный расход жидкости в единицу времени;

F – площадь поперечного сечения пористой среды.

В условиях установившегося режима, приравняв правые части (2.29) и (2.30), имеем

$$k = \frac{Q \cdot \mu_{\text{эс}}}{F} \cdot \frac{\Delta L}{\Delta P}. \quad (2.31)$$

Задав единичные параметры величинам в формуле (2.6): $[Q] = 1 \text{ см}^3/\text{сек}$; $[\mu] = 1 \text{ спз}$; $[\Delta L] = 1 \text{ см}$, $[F] = 1 \text{ см}^2$; $[\Delta P] = 1 \text{ кгс/см}^2$, для размерности проницаемости в (2.11) получим $[k] = 1 \text{ Дарси (1 Д)}$.

При использовании для тех же величин размерностей в Международной системе единиц СИ размерность проницаемости

$$[k] = \frac{\text{м}^3 / \text{с} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{м}^2} = \text{м}^2 \quad (2.32)$$

При этом $1 \text{ Д} \cong 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$.

Физический смысл размерности коэффициента k (площадь) в том, что он характеризует проницаемость как площадь сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация. При расчете проницаемости по газу, вследствие его сжимаемости следует ввести средний объемный расход, приведенный к среднему давлению и средней температуре образца:

$$k_2 = \frac{\bar{Q}_2 \cdot \mu_2}{F} \cdot \frac{\Delta L}{\Delta P}, \quad (2.33)$$

где $\bar{Q}_z = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0}{P_1 + P_2}$ (согласно закону Бойля-Мариотта).
Тогда (2.12) приобретает вид

$$k_z = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu_z \cdot \Delta L}{(P_1^2 + P_2^2) \cdot F}, \quad (2.34)$$

где P_1 и P_2 – давления в газовом потоке до и после образца длиной ΔL .

Формулы (2.29) и (2.34) справедливы для одномерных (плоскопараллельных) потоков. При использовании решений из подземной гидромеханики для плоскорадиальной фильтрации (случай притока к скважине) имеем:
при фильтрации жидкости

$$k_{жс} = \frac{Q_{жс} \cdot \mu_{жс} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (P_{пл} - P_{заб})}; \quad (2.35)$$

при фильтрации газа

$$k_z = \frac{Q_z \cdot \mu_z \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{\pi \cdot h \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}, \quad (2.36)$$

где R_k и r_c – соответственно, радиусы контура питания и скважины;
 $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – пластовые и забойные давления.
 h – высота пласта.

Козени (1927 г.) установил следующую зависимость проницаемости от пористости для несцементированных пород:

$$K = m^3 / 5S_o^2(1 - m^2), \quad (2.37)$$

где S_o – суммарная поверхность частиц в объёме породы за вычетом объёма пор, m^2 ;
 m – пористость, в долях единиц.

Для оценки взаимосвязи проницаемости от радиуса порового канала используются соотношения уравнений Пуазейля и Дарси. После преобразований имеем

$$k = r^2 / 8. \quad (2.38)$$

Известна следующая зависимость проницаемости от гранулометрического состава пород (Петтиджон, 1949 г.):

$$k = b \cdot d^2 \cdot e^{a\delta}, \quad (2.39)$$

где b – коэффициент сортировки частиц;
 d – медианный диаметр частиц породы;
 a и δ – эмпирические коэффициенты, характерные для каждого типа породы.

Все породы-коллекторы в естественном состоянии, как правило, содержат нефть, газ и воду.

В водонасыщенных пластах поровое пространство полностью заполнено водой. В некоторых случаях целесообразно говорить об остаточной нефти в таких коллекторах (последствия миграционных явлений). В поровом пространстве нефтенасыщенного гидрофильного коллектора совместно содержатся нефть и вода. Нефть заполняет, как правило, межзерновые поры и каверны размером более 1 мкм и трещины раскрытостью более 1 мкм. Весь остальной объём породы заполняется водой.

Содержание нефти и воды в поровом пространстве коллектора характеризуется коэффициентами нефти и водонасыщения, сумма которых равна 1.

В частично гидрофобном коллекторе водная плёнка на некоторых участках поверхности может отсутствовать. Ее место занимают поверхностно-активные вещества компонентов нефти. Коэффициент нефтенасыщения в частично гидрофобном коллекторе, как правило, выше, по сравнению с гидрофильным. Нефть в гидрофобном коллекторе может находиться практически во всех порах, в том числе в субкапиллярных. Такое состояние насыщения наблюдается в высокопроницаемых коллекторах с незначительной глинистостью и водонасыщением. Газоносный пласт при очень высоком газонасыщении (k_r более 95 %) тоже может быть частично гидрофобным.

В коллекторах с трёхфазным насыщением коэффициенты нефти- водо- и газонасыщения определяют отдельно для каждой фазы. Содержание остаточной воды в песчаниках и алевролитах, а также в некоторых карбонатных коллекторах, может меняться от единиц до 70 и более процентов, составляя в среднем 20-30 %. Изучение остаточной (начальной) водонасыщенности имеет большое практическое значение при подсчете запасов нефти и газа, при определении условий фильтрации, разработке методов воздействия, а в конечном итоге – при оценке нефтеотдачи пластов.

Величина остаточной водонасыщенности зависит от содержания в цементирующем веществе коллекторов глинистых минералов (каолинита, монтмориллонита, гидрослюд). В пределах нефтяных залежей большая начальная нефтенасыщенность отмечается в купольной части структур, а при продвижении к ВНК ее величина может значительно снижаться. При этом наблюдаются переходные зоны (ПЗ), в которых содержится «рыхло» связан-

ная вода, поступающая в поток при создании депрессий на забоях добывающих скважин. Толщины ПЗ контролируются большим числом факторов и могут достигать первых десятков метров. Отсюда возникла сложная проблема при выработке запасов из недонасыщенных пластов, так как уже в начале разработки месторождения часто скважины дают обводненную продукцию. Примерами могут служить Суторминское, Советско-Соснинское, Каменное и Пальяновское месторождения Западной Сибири.

Нефтеводонасыщенность может определяться двумя основными методами:

- 1) по керну (в аппаратах Закса);
- 2) по данным геофизических исследований в открытых стволах скважин.

Влияние изменения пластового давления на фильтрационные свойства коллекторов. Известно, что в процессе разработки залежей углеводородов происходит изменение пластового давления в сторону его уменьшения при практически постоянном горном давлении.

Происходящие процессы, естественно, оказывают определённое влияние на емкостные свойства продуктивного пласта. В связи с этим необратимые деформации полимиктовых гранулярных коллекторов ряда нефтегазовых месторождений Западной Сибири приобретают особое значение.

Данные экспериментальных исследований, приведённые в [32], свидетельствуют о том, что циклические нагрузки на образец породы переходят в область возрастающих эффективных напряжений. В результате экспериментов было установлено, что коэффициенты пористости по пласту АС₁₁ Метельного месторождения снизились в среднем на 1,43 %, по пласту БС₄ – на 2,18 %, по пласту ЮВ₁ Покамасовского месторождения – на 3,84 %, по пласту БС₆ Приразломного месторождения – на 2,28 %.

Кроме того, было установлено, что после интенсивных нагрузок количество низкопоровых каналов увеличилось пропорционально уменьшению высокопористых каналов. В общем случае многими исследователями была выявлена закономерность: чем выше глинистость коллекторов, тем выше относительные изменения их фильтрационно-емкостных свойств в условиях снижения пластового давления.

2.2. Зависимость проницаемости коллекторов от насыщенности их пластовыми флюидами

В условиях реальных пластов при разработке нефтяных месторождений возникают различные виды многофазных потоков:

- 1) движение смеси нефти и воды в нефтяных залежах;

2) движение газированной нефти или трехфазный поток нефти, воды и газа в нефтяных залежах с газовой шапкой (даже при ППД путем заводнения).

Характеры этих потоков изучены экспериментально. Обычно результаты таких исследований изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей (k^1) от степени насыщенности порового пространства различными фазами. Эти зависимости широко используются в теории и практике разработки нефтяных месторождений. На основе их можно прогнозировать процессы обводнения скважин, обосновывать режимы и способы эксплуатации скважин, контролировать и регулировать процесс разработки залежи. Современные технологии разработки нефтяных месторождений базируются преимущественно на заводнении нефтяных пластов. В таких условиях возможно возникновение двухфазных потоков. Рассмотрим основные их закономерности.

Движение смеси нефти и воды в проницаемых средах. Графики зависимости k^1 от S_B (водонасыщенность) называют диаграммами фазовых относительных проницаемостей. Для различных коллекторов, нефтей и вод они имеют свои количественные соотношения, но однотипны по форме (рис. 2.12) [1].

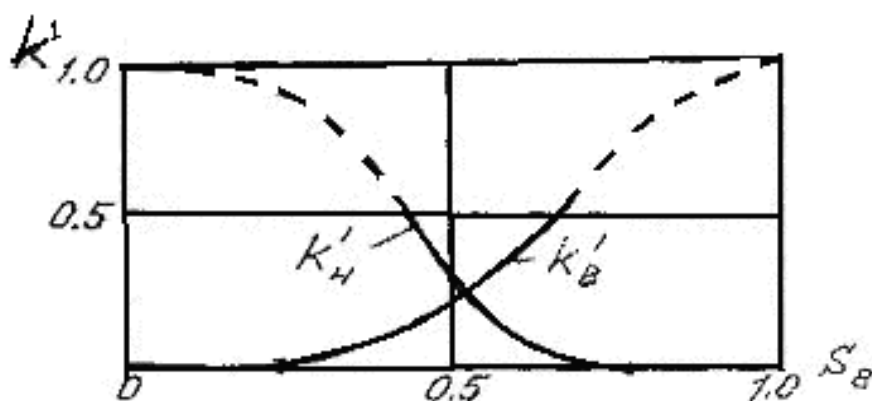


Рис. 2.12. Зависимость фазовых относительных проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности песков

При небольшой водонасыщенности песков и их сцементированных разностей (песчаников) вода при фильтрации нефти удерживается в мелких и тупиковых порах в виде пленок и микрокапель на твердой поверхности коллектора и оказывается неподвижной (скважины добывают безводную нефть). Количество неподвижной (связанной) воды может быть различным, для указанной категории пород от 20 до 30 % ($S_B = 0,2 \div 0,3$). Но вода оказывает тормозящее действие на углеводородную фазу, снижая при $S_n = 0,3$ относительную проницаемость для нефти до 2-х раз. Величина предельного

водонасыщения, когда она начинает включаться в процесс фильтрации, контролируется многими геолого-физическими факторами. Например, для карбонатных пород предельная водонасыщенность может достигать $S_{\text{Впр}} = 0,4$.

Из изложенного следует, что уже при вскрытии пласта скважиной необходимо применять буровые растворы и технологии, предохраняющие проникновение фильтрата бурового раствора в ПЗП, в противном случае усложняется и удлиняется процесс освоения скважины, а за счет уменьшения фазовой проницаемости для нефти дебит скважины падает. Водные фильтраты промывочных жидкостей обычно удерживаются породами пласта вследствие гидрофильной природы пород пласта и с большим трудом удаляются из ПЗП даже при повышенных депрессиях при освоении скважин.

В нефтепромысловой практике известны случаи неверного заключения о промышленной ценности разведочных площадей по данным освоения первых скважин. Возврат на те же площади с новыми технологиями освоения скважин подтверждает промышленную продуктивность тех же пластов.

На рис. 2.12 представлены кривые зависимости относительной проницаемости для нефти и воды. Их анализ показывает, что при водонасыщенности песков 80 % относительная проницаемость для нефти равна нулю. Это означает, что при вытеснении нефти водой из несцементированных песков остаточная нефтенасыщенность составляет не менее 20 %, а в песчаниках оказывается еще большей.

Изменение физико-химических свойств жидкостей вызывает отклонение в количественных соотношениях по k^1 и S , но характер кривых сохраняется. Например, с уменьшением поверхностного натяжения на границе раздела «нефть – вода» уменьшается капиллярное давление в пористой среде и увеличивается подвижность нефти и воды. Известно, что щелочные воды по этой именно причине способствуют лучшему отрыву пленок нефти от породы, чем хлоркальциевые воды, так как последние способны создавать большее поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе раздела фаз. Отсюда и более высокие фазовые проницаемости для нефти, то есть более полное вытеснение и отмывка нефти щелочными водами.

Для высокопроницаемых пород изменение вязкости нефти дает незначительное изменение в соотношениях относительных проницаемостей для жидкостей, которые в основном зависят от насыщенности. Для низкопроницаемых пород влияние соотношения вязкостей нефти и воды требует изучения конкретных условий в пластовой системе по насыщенности, фальности, компонентному составу нефтей, по петрофизическому составу коллектора и цементирующих веществ. С уменьшением проницаемости при одной и той же пористости повышается суммарная поверхность поровых каналов. Воды, лучше смачивающие поверхность породы, начнут фильтроваться в таких

пластах при большей водонасыщенности. В то же время из малопроницаемых пород меньше извлекается нефть. При этом для низкопроницаемых пород влияние соотношения вязкостей нефти и воды изучено недостаточно. На относительную проницаемость влияют градиент давления, поверхностное натяжение на границе раздела фаз, характер смачиваемости, порядок насыщения образца и т.д.

Для выработки корректности условий фильтрации в модели и пластовых условиях Д. А. Эфросом были предложены критерии подобия, где, кроме равенства в модели и натуре углов смачивания θ и пористости пород m , должны выполняться соотношения по величинам поверхностного натяжения, проницаемости и градиентов давления [2]:

$$\left[\frac{\sigma}{K / GradP} \right]_{mod} = \left[\frac{\sigma}{K / GradP} \right]_{nat} \quad (2.40)$$

или

$$\left[\frac{\sigma}{\mu \cdot V_{\phi}} \right]_{mod} = \left[\frac{\sigma}{\mu \cdot V_{\phi}} \right]_{nat}, \quad (2.41)$$

где μ – вязкость жидкостей;

V_{ϕ} – суммарная скорость фильтрации обеих фаз.

Следовательно, в общем случае, фазовые относительные проницаемости являются функциями водонасыщенности и безразмерных комплексов. Кроме того, относительная проницаемость зависит от ряда других факторов. Поэтому для конкретных пластов целесообразно использовать практические кривые фазовых относительных проницаемостей, получаемых при исследовании представительных образцов керна. Работы данного направления трудоемки, занимают много времени и по опыту эксплуатации месторождений Западной Сибири результаты достигаются лишь через 1-1,5 года исследований.

В качестве примера влияния типа пород на вид зависимостей $k_n^1 = f(S_B)$ и $k_B^1 = f(S_B)$ на рис. 2.13 приведены экспериментальные кривые В. М. Добрынина – В. Н. Черноглазова (МИНХ и ГП) для полимиктовых и кварцевых песчаников горизонта БВ₈ Самотлорского месторождения.

Анализ кривых показывает, что здесь существует разница в относительной проницаемости для воды в полимиктовых и кварцевых песчаниках. При одинаковой водонасыщенности породы с меньшей проницаемостью по воде дают большие значения k_n^1 . Авторы [1] объясняют этот эффект тем, что «потеря для нефти проходных пор в низкопроницаемых разностях будет наименьшей». При этом относительная фазовая проницаемость для воды в полимиктовых песчаниках почти не зависит от проницаемости.

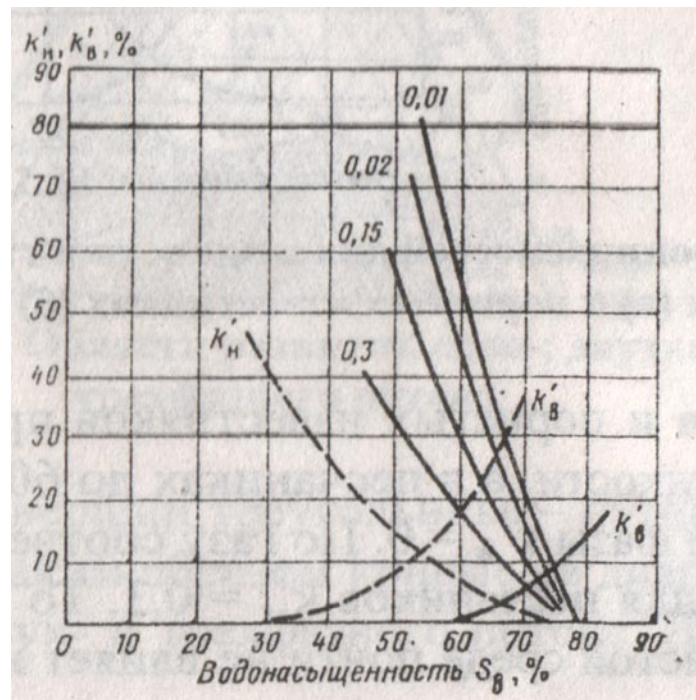


Рис. 2.13. Зависимость относительной проницаемости полимиктовых песчаников пласта БВ₈ Самотлорского месторождения от водонасыщенности при совместной фильтрации нефти и воды
Шифр кривых – проницаемость по воде в мкм². Пунктиром нанесены кривые для кварцевого песчаника

Движение смеси жидкости и газа. Закономерности в движении жидкости и газа в различных типах коллекторов наглядно прослеживаются на зависимостях, представленных на рис. 2.14 и 2.15 [3,4,5,6,7,14].

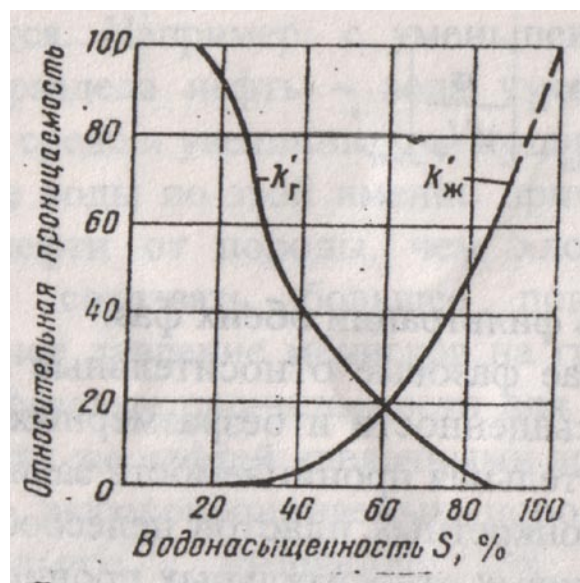


Рис. 2.14. Зависимость относительной проницаемости песка для газа и жидкости от его водонасыщенности

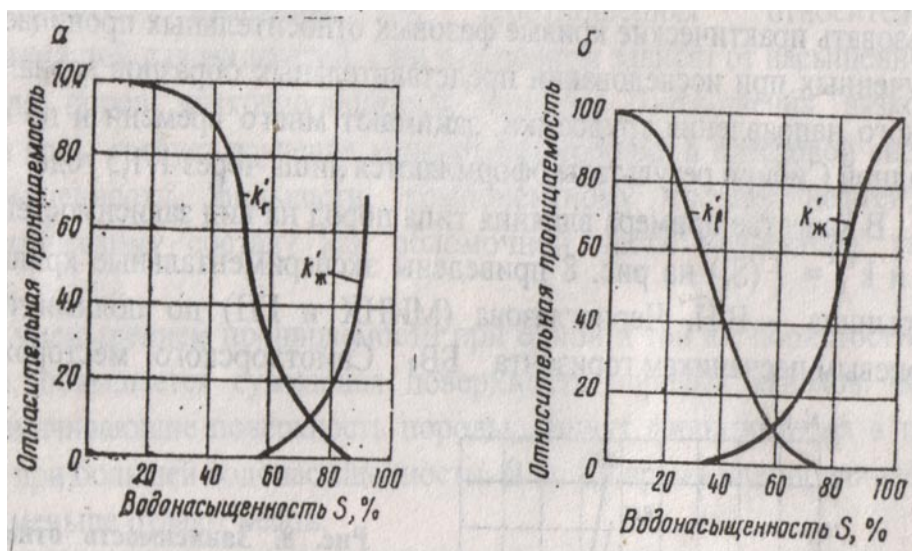


Рис. 2.15. Зависимость относительной проницаемости песка для газа и жидкости

Анализ зависимостей показывает, что для песков и пористых известняков при содержании в поровом объеме до 30 % жидкости, а в песчаниках до 60 %, относительная проницаемость для жидкой фазы $k^1_{ж} = 0$. По газу соответственно для песков и известняков $k^1_r = 0,6$, а для песчаников $k^1_r = 0,3$. То есть увеличение содержания жидкости в пористой среде почти не влияет на фильтрацию газа. В то же время при содержании в породах жидкости от 30 до 60 % от объема пор из пласта можно добывать чистый газ. При газонасыщенности песка и песчаника до 10-15 %, известняка до 25-30 % газ остается неподвижным ($k^1_r = 0$). Но при этом сильно ухудшаются условия для фильтрации жидкости – относительная проницаемость снижается до 0,22 для известняков, до 0,7 для песков и до 0,6 для песчаников. Это указывает на отрицательное влияние свободного газа, выделяющегося из нефти в пласте, на условия ее фильтрации.

Как следует из анализа кривых относительных проницаемостей, для различных пород они сдвигаются вдоль осей, причем величина сдвига контролируется распределением пор по размерам. Как и в случае совместной фильтрации нефти и воды, для жидкостей и газов требуется тщательный анализ кернов по конкретным месторождениям и пластам. Эти исследования сопровождаются значительным разбросом точек фактических результатов, что затрудняет учет влияния различных факторов на относительную проницаемость.

Движение смеси нефти, воды и газа в пористой среде. Экспериментальные исследования процессов совместной фильтрации нефти, воды и газа (эти условия неизбежно возникают при разработке нефтегазовых месторождений в условиях заводнения пластов) показали, что в зависимости

от объемного насыщения поровых пространств различными компонентами (фазами) возможно одно-, двух- и трехфазное движение. Результаты опытов принято изображать в виде треугольных диаграмм (рис. 2.16), в которых наносятся кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием соответствующей компоненты смеси в потоке. Для кривой 1 содержание воды в потоке равно 5 %, для кривой 2 - 5 % нефти, а для кривой 3 - точки с содержанием в потоке 5 % газа. При этом вершины треугольника соответствуют 100 %-му насыщению породы одной из фаз 3-х фазной смеси; противоположные стороны вершин треугольника – нулевому насыщению образцов. Кривые на диаграмме выделяют возможные области одно-, двух- и трехфазного потока. Например, при газонасыщенности пористой среды менее 10 % и нефтенасыщенности менее 20 % в потоке будет находиться только вода.

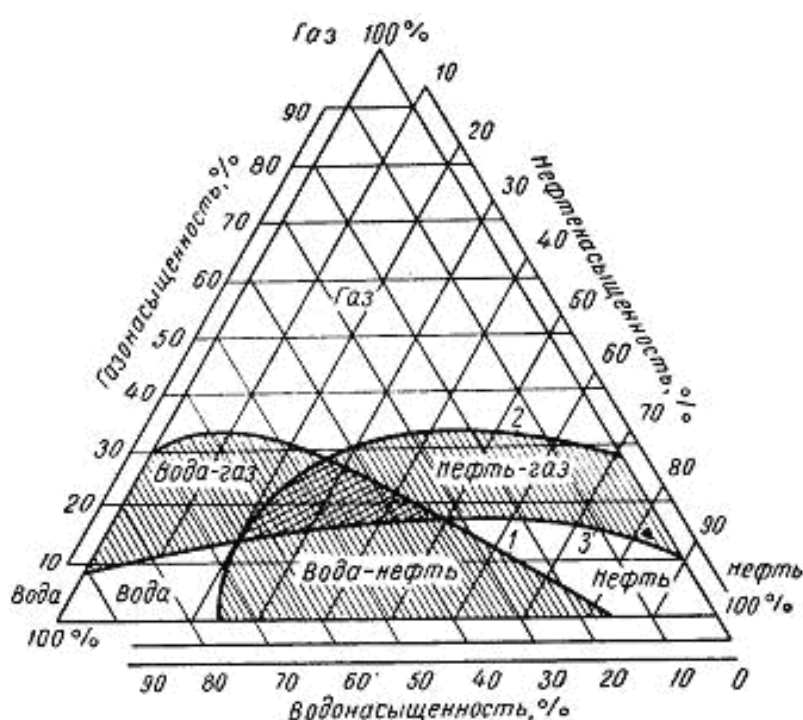


Рис. 2.16. Области развития одно-, двух- и трехфазного потоков

Трехфазный поток будет существовать для песка при насыщенности нефтью от 23 до 50 %, водой – от 33 до 64 %, газом – от 14 до 30 %. Для других типов коллекторов эти пределы могут быть иными

Зависимость проницаемости от размера пор. Известно, что проницаемость пористой среды зависит от размера поровых каналов, но структура пустотных объемов хаотична и сложна, прямым замерам не поддается, поэтому обычно опосредствованными методами пытаются установить количественные связи между емкостными и фильтрационными свойствами коллекторов [3,4,5,6,7].

На основе законов Дарси и Пуазейля можно получить зависимость проницаемости от размера пор. Однако пористую среду с хаотичным распределением поровых каналов и резким изменением их сечений обычно представляют в виде системы условных прямых трубок одинакового сечения. По закону Пуазейля расход жидкости Q через такую «пористую» среду составит

$$Q = \frac{n \cdot \pi \cdot R^4 \cdot F \cdot \Delta P}{8 \cdot \mu \cdot L}, \quad (2.42)$$

где n – число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации;

R – радиус поровых каналов (или средний радиус пор);

F – площадь фильтрации;

ΔP – перепад давления;

μ – динамическая вязкость жидкости;

L – длина модели пористой среды.

Коэффициент пористости среды

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{n \cdot F \cdot \pi \cdot R^2 \cdot L}{F \cdot L} = n \cdot \pi \cdot R^2, \quad (2.43)$$

Подставив в (2.42) вместо $n \cdot \pi \cdot R^2$ значение пористости, получим

$$Q = \frac{m \cdot R^2 \cdot F \cdot \Delta P}{8 \cdot \mu \cdot L}, \quad (2.44)$$

Расход жидкости через такую «пористую» среду по закону Дарси определяется по формуле

$$Q = \frac{k \cdot F \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}, \quad (2.45)$$

где k – проницаемость пористой среды. Приравнявая правые части (2.45) и (2.44), получаем

$$k = \frac{m \cdot R^2}{8}, \quad (2.46)$$

откуда

$$R = \sqrt{\frac{8 \cdot k}{m}}, \quad (2.47)$$

Если выразить проницаемость в мкм², то радиус поровых каналов в мкм составит

$$R = 2,26 \cdot \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (2.48)$$

Применительно к реальным пористым средам величина R имеет условный смысл, она не учитывает сложное природное строение реальных пластов. В свое время Ф. И. Котяховым для них была предложена зависимость

$$R = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \cdot \sqrt{\frac{k \cdot Y}{m}}, \quad (2.49)$$

где Y – структурный коэффициент для моделей сред при $m=0,39 \div 0,28$, составляет $1,7 \div 2,6$; который для зернистых пород может быть рассчитан по приближенной эмпирической формуле

$$Y = \frac{0,5035}{m^{1,1}}. \quad (2.50)$$

В экспериментальной практике известны: метод экспериментальной ртутной порометрии (метод вдавливания ртути в образец), метод полупроницаемых перегородок и метод центрифугирования. Измерения показали, что радиусы пор, по которым в основном происходит движение жидкостей, находятся в пределах $5 \div 30$ мкм.

Методы определения проницаемости. Известно пять групп методов определения проницаемости коллекторов:

- 1) лабораторные (по кернам);
- 2) гидродинамические (по результатам исследования скважин на приток);
- 3) через корреляционные зависимости (опосредствованные через лабораторные данные);
- 4) гидродинамический каротаж (ГДК);
- 5) профильный метод по полноразмерному керну.

Лабораторные методы. Влияние на проницаемость пород давления, температуры, степени взаимодействия флюидов с породой и необходимость измерения проницаемости пород по газу и различным жидкостям привели к необходимости создания приборов, позволяющих моделировать различные условия фильтрации с воспроизведением пластовых давлений и температур. Для определения абсолютной (эталонной) проницаемости при низких дав-

лениях (до 0,5 МПа) служит установка ГК-5, входящая в комплекс лабораторного оборудования АКМ. Рабочим флюидом в ней служит сжатый воздух (или азот). Определение фазовых проницаемостей по различным флюидам при разных насыщенностях в пластовых условиях производится на стандартизированной установке УИПК-1М. Для обеих установок разработаны технические условия ведения работ (см. лабораторный практикум).

Определение проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин основывается на законах фильтрации в первую и вторую фазы. Решение обратных гидродинамических задач позволило разработать технологию исследования скважин на неустановившихся и установившихся режимах фильтрации и получить формулы, связывающие параметры пластов, флюидов и технологические показатели работы скважин (С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин, 1982 г.). Известны две группы методов:

1) исследование скважин на основе интерпретации результатов наблюдения неустановившихся процессов (метод кривой восстановления забойного давления в добывающих скважинах или падения забойного давления в нагнетательных скважинах);

2) метод исследования на установившихся режимах.

В первом случае используется следующая формула для обработки данных записи на бланке глубинного манометра, то есть следующая зависимость для обработки КВД без учета притока жидкости в ствол скважины после закрытия ее на устье:

$$\Delta P_{\text{заб}}(t) = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2}, \quad (2.51)$$

где Q – дебит скважины до остановки;

h – эффективная работающая толщина пласта;

χ – пьезопроводность пласта;

r_c – радиус скважины (с учетом ее гидродинамического несовершенства);

t – время после остановки.

Преобразованный график забойного давления в системе координат $\Delta P_{\text{заб}}(t) - \ln t$ (линеанизация кривой) позволяет по угловому коэффициенту i и отрезку A на оси ΔP рассчитать параметры:

гидропроводности по формуле

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot i}, \quad (2.52)$$

относительной пьезопроводности по формуле

$$\frac{\chi}{r_c^2} = \frac{1}{2,25} \cdot e^{A/i}, \quad (2.53)$$

Подставив в (2.52) значения коэффициента вязкости и эффективной толщины пласта, можно определить проницаемость пласта.

Во втором случае (при построении индикаторной диаграммы по 3-4 установившимся режимам работы скважины) используют формулу Дюпюи в условиях соблюдения линейного закона фильтрации Дарси:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (2.54)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление на период исследования скважины;

$P_{заб}$ – забойные давления соответствующих режимов работы скважины;

R_k – радиус контура питания (обычно в группе интерферирующих скважин берется половина расстояний между ними; в случае одиночно работающей скважины в бесконечном пласте (на разведочных площадях) его величина гидродинамически обосновывается для конкретных условий);

R_c – радиус гидродинамически несовершенной скважины (с учетом несовершенства ее по степени вскрытия и по характеру вскрытия пласта).

Методика данных исследований излагается в специальных курсах. Следует иметь в виду, что проницаемость по формуле Дюпюи характеризует узкую прискважинную зону пласта (кольцо толщиной в несколько сантиметров). Метод КВД обладает большей «глубинностью» исследования, что зависит от длительности записи КВД (до нескольких метров и даже десятков метров).

Определение коэффициента проницаемости по корреляционным связям. Проницаемость характеризует фильтрационные свойства коллекторов, при этом не участвуя в формуле подсчёта запасов. Однако как необходимый параметр она используется при составлении технологической схемы разработки залежей.

Например, продуктивные нефтенасыщенные отложения пластов ПК Самотлорского месторождения практически не охарактеризованы керном. Поэтому для расчёта k_{np} в этих отложениях была использована зависимость $k_{np} = f(k_n)$, полученная Г.В. Таужнянским по керну пластов ПК нескольких месторождений Тюменской области (Губкинское, Комсомольское, Северо-

Комсомольское и Западно-Таркосалинское). Для пластов ПК2 - ПК20 по данным керна, отобранного из этих отложений, была построена зависимость $k_{np} = f(k_n)$, которая представлена на рис. 2.17. Как видно, связь имеет довольно высокий коэффициент корреляции, что позволило использовать ее для расчета проницаемости пластов ПК₂-ПК₂₀ (Береснев Н.Ф., 2001г). Полученная зависимость была применена для решения вопросов по аналогии для пластов группы ПК Самотлорского месторождения.

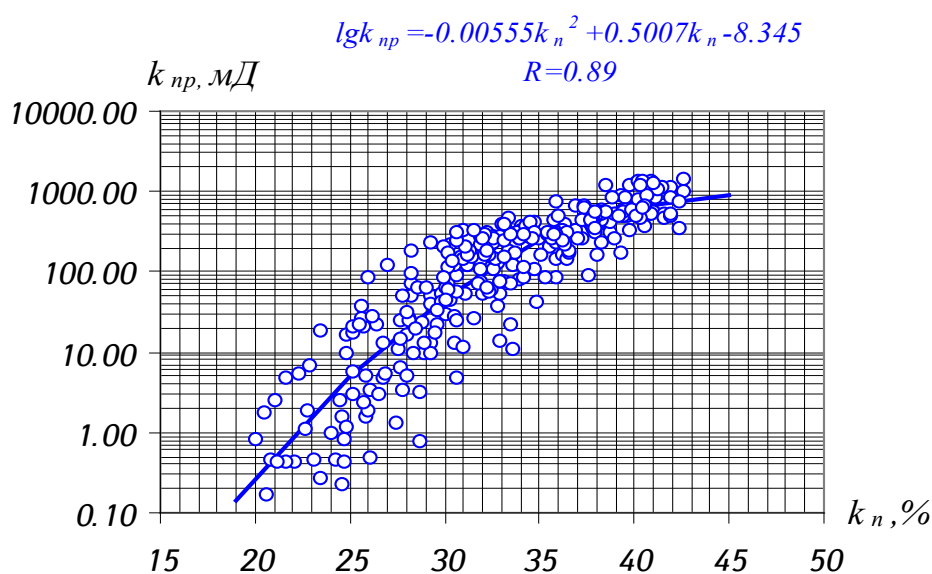


Рис. 2.17. Зависимость коэффициента проницаемости k_{np} от коэффициента пористости k_n по данным керна для пластов ПК₂-ПК₂₀ Самотлорского месторождения

Гидродинамический каротаж осуществляется с помощью каротажного оборудования. Этот вид каротажа позволяет изучить гидродинамические параметры пласта, которые используются для решения геологических задач с помощью двух типов аппаратуры ГДК: АИПД 7 - 10 и ГДК - 1 [15].

В процессе ГДК определяются следующие параметры:

- гидростатическое давление в скважине;
- пластовое давление;
- коэффициент проницаемости или коэффициент подвижности пластового флюида;
- коэффициент турбулентности.

Коэффициент проницаемости определяется по формуле [33]

$$K = V\mu / A\Delta P\Delta t, \quad (2.55)$$

где V – отобранный объём пластовой жидкости;

Δt – время фильтрации;

ΔP – депрессия ;

μ – вязкость пластовой жидкости.

Уравнение 2.55 справедливо только при соблюдении линейного закона фильтрации.

Измерение проницаемости по профилю полноразмерного керна. Результаты измерений профильной проницаемости привлекаются для оперативной оценки коллекторских свойств горных пород и необходимы при выборе точек отбора образцов для определения фильтрационно–емкостных свойств коллекторов. Профильная газопроницаемость на керне измеряется на автоматизированном сканирующем параметре *Autoscan*. Измерения осуществляются через плоскую боковую грань колонки керна, после продольной распиловки полноразмерного керна диаметром 80, 100, и 110 мм, при фильтрации газа – азота. Измерения производятся с шагом 5 – 10 см по глубине. Шаг сканирования зависит от литологического состава пород.

Определение проницаемости производится в условиях нестационарной фильтрации азота по скорости падения давления на входе зонда, приложенного к образцу. По этому методу измеряется проницаемость сегмента, прилегающего к зонду. Время измерения проницаемости составляет от 3 до 120 сек. Диапазон измерения проницаемости – от 0,01 до 3000 мД.

2.3. Физические свойства нефтей

Физическое состояние углеводородов в залежах. В зависимости от состава и термобарических условий в залежах углеводороды могут находиться в различных состояниях – в газообразном, жидком или в виде газожидкостных систем. В последнем случае газ может образовывать газовую шапку, в которой часть жидких углеводородов нефти содержится в виде паров [34,5,6,7,16,17,18].

При высоких давлениях плотность газа может приближаться к плотности легких углеводородных жидкостей. В этих условиях некоторое количество тяжелых углеводородов растворяется в газовой фазе (газовые растворы).

Залежи углеводородов по первоначальным условиям залегания делятся на:

- 1) газовые;
- 2) газоконденсатные;
- 3) газонефтяные (нефтяные залежи с газовой шапкой и газовые залежи с нефтяной оторочкой);
- 4) нефтяные;
- 5) газогидратные (залежи твердых углеводородов).

Широкий диапазон составов и условий залегания затрудняет классификацию типов залежей углеводородов. Примером этому являются Варьё-

ганское, Уренгойское, Заполярное нефтегазоконденсатные месторождения в Западной Сибири.

В условиях газоконденсатных залежей на 1 м³ конденсата может приходиться до 900÷1100 м³ газа (газоконденсатный фактор). Конденсат плотностью 740-780 кг/м³ по свойствам близок к легким нефтям. В газонефтяных залежах 1 м³ нефти может содержать до 1000 м³ газа (газовый фактор). Отсюда условности в классификации типов залежей углеводородов. Принято относить все углеводороды в жидком состоянии при пластовых условиях к нефтям. На ряде месторождений Чечено-Ингушетии, Туркмении, Западной Украины и на Уренгойском месторождении Западной Сибири на больших глубинах наблюдаются зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД).

В процессе разработки залежей углеводородов физическое состояние систем изменяется в условиях применения ППД. Состояние углеводородных систем изменяется в пласте, в стволах скважин и в системах сбора и подготовки нефти, газа и воды. Поэтому знание закономерностей о фазовых превращениях необходимо для выбора оптимальных условий всего комплекса «пласт – скважина – системы сбора».

Состав нефтей. Вследствие разнообразия условий залегания нефтей и генетических критериев накопления их в ловушках-резервуарах свойства нефтей различны. Известны низковязкие нефти - 0,3-0,4 мПа·с (Западная Украина, Узбекистан, Краснодарский край, Волгоградская область, Чечено-Ингушетия). В то же время Усинское месторождение (Республика Коми) содержит нефть вязкостью в 400 мПа·с и более, а месторождения Оха, Катангли, Восточное Эхаби на Сахалине содержат нефти с вязкостью около 1000 мПа·с.

Месторождения Западной Сибири содержат нефти различной вязкости. В основном они относятся к классу нормальных нефтей. В то же время выявлены и залежи высоковязких (700-800 мПа·с) нефтей в сеноманских отложениях на Русском, Самогльском, Барсуковском, Вань-Ёганском, Ай-Пимском и др. месторождениях.

Количество растворенного в 1 м³ нефти газа изменяется от долей единицы до нескольких сотен м³, что в значительной степени предопределяет большой диапазон изменения давления насыщения (давление начала выделения газа из нефти): от нескольких МПа до 40 МПа. Высокие значения этих показателей характерны для нефтей месторождений Туркмении и Западной Украины.

Весьма разнообразен и состав растворенного газа. Аномалии по этим показателям отмечены в Иловлинском месторождении (Саратовской области): попутный газ на 97 % состоит из метана. В нефти месторождения Гнединцы (Украина) газ содержит только 1,5 % метана. Для месторождений

Пермской области характерно высокое содержание азота в попутном газе: на Киенгопском месторождении его концентрация составляет 83 %.

В широком диапазоне изменяется и количество растворенных в нефти парафинов: от следов до 30 % (Колодезное месторождение Ставропольского края); до 28 % парафина содержат нефти месторождения Узень в Казахстане.

Действующими инструкциями по подсчету запасов нефти и горючих газов предусмотрено изучение следующих параметров нефтей: плотности, вязкости, давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, содержания в нефти асфальтенов, смол, парафина, серы и др.

Наиболее широко в нефтях представлены углеводороды трех основных рядов:

- 1) метанового (парафинового) ряда, общего состава $C_n H_{2n+2}$;
- 2) нафтеновых углеводородов ($C_n H_{2n}$);
- 3) ароматических соединений.

Для промысловой практики большой интерес представляют некоторые виды других органических соединений, на присутствие которых указывает содержание в нефти кислорода, азота, серы и других элементов. Это нафтеновые кислоты, асфальтены, смолы и т.п., количество которых в составе нефтей незначительно, но они оказывают существенное влияние на процессы фильтрации, так как высокая поверхностная активность большинства кислород- и серосодержащих соединений нефти вызывает их адсорбцию на поверхности поровых каналов, изменяя природу смачиваемости коллектора. С этими веществами также тесно связаны процессы образования и разрушения водонефтяных эмульсий, отложение парафинов в скважинах и системах сбора.

Кислород содержится в смолистых и кислых веществах нефти (нафтеновые и жирные кислоты, фенолы). Содержание кислот невелико – от сотых долей процента до 2 %. С щелочами они образуют соли, хорошо растворимые в воде, – это поверхностно–активные вещества (ПАВ), снижающие поверхностное натяжение на границе «нефть-вода».

Сера в нефтях присутствует в свободном состоянии, в виде сероводорода и в виде меркаптанов (R-SH), сульфидов и дисульфидов и др. (до 2 %). Меркаптаны по строению аналогичны спиртам. Этилмеркаптан и высшие гомологи при нормальных условиях – это жидкости, метилмеркаптан – газообразное вещество. С щелочами и окислами тяжелых металлов они образуют меркаптиды, вызывающие сильную коррозию металлов.

Асфальтовосмолистые вещества (АСВ) в количестве до 40 % – высокомолекулярные органические соединения, представленные нейтральными смолами, способными превращаться в асфальтены. Последние представляют собой кислородные полициклические соединения, содержащие, кроме

C и H_2 , также S и N_2 . В нефтях эти вещества находятся в виде коллоидных систем.

По содержанию некоторых веществ нефти делятся на классы и подклассы. По содержанию серы: малосернистые (до 0,5 %); сернистые (0,5÷2,0 %); высокосернистые (>2 %). По содержанию смол: малосмолистые (<18 %); смолистые (18÷35 %); высокосмолистые (>35 %). По содержанию парафинов: малопарафинистые (<1,5 %); парафинистые (1,5÷6,0 %); высокопарафинистые (>6 %).

Нефти Западной Сибири малосмолистые, малосернистые, малопарафинистые. Нефть месторождения Узень Казахстана содержит до 35 % парафина и требует не только закачивания горячей морской воды в пласты, но и линейного подогрева движущейся продукции в системе сбора и подготовки нефти. Даже при летних температурах окружающей среды (40°C и выше) нефть данного месторождения застывает через несколько часов покоя до твердого состояния.

Физические свойства нефтей. Отраслевыми стандартами при подсчете запасов нефти и попутного газа и проектировании систем разработки нефтяных месторождений определен перечень основных свойств нефтей пластовых и дегазированных, которые обычно изучаются по глубинным пробам, отбираемым из продуктивных интервалов скважин. Главными при этом являются следующие:

- 1) плотность нефти (в пластовых условиях и дегазированной);
- 2) вязкость нефти (динамическая);
- 3) давление насыщения нефти газом (при пластовой температуре);
- 4) объемный коэффициент;
- 5) газосодержание (газовый фактор);
- 6) коэффициент сжимаемости;
- 7) структурно-механические свойства (для аномально вязких нефтей).

Плотность нефтей. В связи с тем, что при пластовых давлениях и температурах попутный газ находится в нефти в растворенном состоянии, плотность пластовых нефтей всегда ниже плотности сепарированных нефтей. Углеводородные газы (метан, пропан и др.), насыщающие нефти при повышенных давлениях, уменьшают плотность нефти; неуглеводородные газы (азот, углекислый газ) с ростом давления несколько увеличивают плотность пластовой нефти. В отраслевых стандартах плотность нефти обозначается через ρ_n ($\rho_n^{пл}$, $\rho_n^{дег}$).

По имеющимся данным диапазон изменения плотности пластовой нефти колеблется от 780 до 840 кг/м³. Для тех же нефтей в поверхностных условиях их плотность изменяется в пределах 840-870 кг/м³ при средне-взвешенном значении - 859 кг/м³. В 50 % исследованных залежей плотность

пластовой нефти (средневзвешенное значение) изменяется в диапазоне 741-844 кг/м³.

Определение плотности нефти необходимо для технологических расчетов по скважинной добыче, а также для пересчетов объемов добытой нефти в весовых показателях. Определяют плотность дегазированной нефти с помощью ареометров, пластовое значение пересчитывают по формуле [7]

$$\rho_n^{nl} = \frac{1}{v_n} \cdot (\rho_n^{\text{дег}} + \rho_g \cdot G_0) \quad (2.56)$$

где v_n – объемный коэффициент;

ρ_g – плотность выделившегося газа, кг/м³;

G_0 – газонасыщенность нефти, м³/м³.

С перемещением нефти от присводовых к периферийным частям залежей изменяются и свойства. Прежде всего, это относится к плотности вследствие того, что содержащиеся в нефти тяжёлые компоненты, обладающие поверхностно–активными свойствами, будут удерживаться породой в виде сольватных плёнок, причём тем сильнее, чем ниже проницаемость коллектора и выше глинистость.

Изменение плотности по площади (по Ю.П. Гаттенбергеру) оказывает влияние на колебание отметок ВНК, которые за счёт этого могут достигать значений

$$\Delta h = h \cdot \frac{(\rho_m - \rho_n)}{(\rho_g - \rho_m)}, \quad (2.57)$$

где ρ_t и ρ_n – плотность наиболее тяжёлой и наиболее лёгкой нефти (в пластовых условиях);

ρ_v – плотность пластовой воды;

h – минимальная высота нефтяной оторочки.

Это дает основание полагать, что ВНК не является горизонтальной плоскостью, а может принимать сложную форму в пределах залежей углеводородов.

Вязкость нефтей. Одной из важнейших физико-химических характеристик нефти является её вязкость. Она входит во все гидродинамические расчёты, связанные с движением нефти как в пористых средах, так и трубопроводах. Вязкость нефти является функцией группового химического состава и молекулярной массы нефти. Различают вязкость динамическую μ для пластовых условий и вязкость кинематическую ν для расчетов в трубной гидравлике. Размерность динамической вязкости $[\mu^{\text{пл}}] = \text{спз}; \text{Па} \cdot \text{с}$ (1 спз =

1 мПа·с). Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости жидкости к её плотности. Измеряется в Стоксах. Её размерность – $\text{м}^2/\text{с}$.

Отношение динамической вязкости нефти к динамической вязкости воды называется удельной вязкостью. Величина, обратная динамической вязкости нефти, называется текучестью.

Вязкость пластовой нефти всегда меньше вязкости сепарированной на поверхности вследствие большого количества растворенного газа, повышенной температуры и давления в пластовых условиях. Вязкость нефти $\mu_{\text{н}}$ зависит от состава и природы растворенного в ней газа. Так, при растворении азота $\mu_{\text{н}}$ увеличивается, а при растворении углеводородных газов понижается и тем больше, чем выше молекулярная масса газа.

Статобработка показала, что по j залежей $\mu_{\text{н}}^{\text{пл}}$ изменяется в диапазоне 5-30 мПа·с, для 50 % залежей – в диапазоне 1-7 мПа·с.

Известны месторождения, вязкость пластовых нефтей которых достигает величин нескольких сотен мПа·с (Русское, Самотлорское, Барсуковское, Вань - Ёганское, Ай-Пимское и др. месторождения Тюменской области, $\mu_{\text{н}}^{\text{пл}} = 700 \div 800$ мПа·с) и даже более - 2,3 тыс. мПа·с. (залежи Ярегского месторождения в Ухтинском районе, пески оз. Атабаска в Канаде). Вязкость пластовых и дегазированных нефтей определяют по отобраным глубинным пробам на установке ВВДУ, которая входит в комплект серийной аппаратуры АСМ-300.

Параметр вязкости используют в различных гидродинамических расчетах (при исследовании скважин, при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений).

Тепловые свойства нефтей. Одним из важных свойств нефти является её теплоёмкость. В физическом отношении удельная теплоёмкость – это количество тепловой энергии, которое необходимо затратить для нагревания нефти массой 1 гр. на один градус Цельсия при постоянном давлении. Измеряется в Дж/кг·град.

Оптические свойства нефтей. Одной из качественных характеристик нефти является цвет. Кроме того, нефти обладают флюоресценцией – радужной окраской поверхности. Важная оптическая характеристика нефти - коэффициент преломления (коэффициент рефракции). Проведённые соответствующие исследования свидетельствуют, что оптическая активность нефтей связана с их возрастом. Чем старше нефть, тем слабее её оптическая активность.

Давление насыщения нефти газом. Давлением насыщения $P_{\text{нас}}$ (или начала парообразования) называют максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти при изотермическом расширении (при пластовой температуре). Оно зависит от соотношения объемов нефти и рас-

творенного газа, от их состава и пластовой температуры. При всех прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти (и плотности) $P_{\text{нас}}$ увеличивается. Особенно высокими давлениями насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота. Например, $P_{\text{нас}}$ нефти пласта D_2 Туймазинского месторождения при содержании азота 13,2 % составляет 9,5 МПа, а при отсутствии азота - порядка 5 МПа. С повышением температуры $P_{\text{нас}}$ может значительно увеличиваться.

На месторождениях Западной Сибири $P_{\text{нас}}$ колеблются в диапазоне от 8,0 до 10,0-11,0 МПа. в нефтяных залежах и почти равны пластовым давлениям в нефтегазовых залежах (на 0,5÷1,2 МПа ниже), абсолютные величины которых зависят от глубины залегания продуктивных пластов.

Определяют $P_{\text{нас}}$ по результатам разгазирования глубинных проб нефти при термостатировании их в измерительных прессах установки АСМ-300. Результаты подобных исследований отображаются на зависимости $P-V$ при $t = \text{const}$, на которых по изменению угла наклона прямых до и после начала разгазирования нефти судят о насыщении нефти газом. Методика работ изложена в методическом пособии [3,4,5,6,7,19].

$P_{\text{нас}}$ определяет условия состояния углеводородов в залежи и процессы разработки при изменении давления в ней и в скважинах. В чисто нефтяных залежах (ЧНЗ) разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения составляет более 10 МПа, в нефтегазовых (НГЗ) – от 0,5 до 1,5 МПа.

Соотношения $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}}$ (на забоях добывающих скважин) определяют условия фильтрации в пласте и в конечном итоге величину коэффициентов нефтеизвлечения.

Объемный коэффициент нефти. Данный показатель характеризует отношение объема нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти после ее полной дегазации:

$$b_n = \frac{V_n^{\text{пл}}}{V_n^{\text{дег}}}, \quad (2.58)$$

Объем нефти в пластовых условиях всегда больше поверхностного объема за счет содержания в ней растворенного (попутного) газа, то есть $b_n > 1$.

При снижении начального пластового давления до давления насыщения коэффициент b_n несколько увеличивается в связи с расширением жидкости. На точность определения b_n влияет изменение температуры, поэтому значение его приводят к пластовым условиям дегазации.

Объемный коэффициент нефти определяют в процессе исследования глубинной пробы на установке АСМ-300 по определению давления насыщения. Для большинства нефтяных месторождений объемный коэффициент имеет диапазон изменения в пределах 1,07 - 1,3. Однако для нефтей глубоко

залегающих горизонтов его величина может достигать значений более 3 (например, на месторождении Хаян-Корт в Чечено-Ингушетии).

Для месторождений Западной Сибири $1,1 < b_n < 1,2$. По коэффициенту b_n определяют усадку нефти:

$$v = \frac{v_n - 1}{v_n} \cdot 100. \quad (2.59)$$

Объемный коэффициент используется при пересчете объемов нефти для поверхностных условий в пластовые и наоборот.

Коэффициент сжимаемости нефти. Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, изменяя свой объем при изменении давления. Упругость оценивается коэффициентом сжимаемости:

$$\beta_n = -\frac{1}{V_n} \cdot \frac{\Delta V_n}{\Delta P}, \quad (2.60)$$

где ΔV_n – изменение объема нефти;

V_n – исходный объем нефти;

ΔP – изменение давления.

Величина коэффициента сжимаемости зависит от состава пластовой нефти, температуры и давления. Нефти, не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости ($0,4 \div 0,7 \text{ ГПа}^{-1}$). Легкие нефти, содержащие значительное количество растворенного газа, имеют β_n до $14,0 \text{ ГПа}^{-1}$. Чем выше температура, тем больше β_n , чем выше давление, тем ниже β_n (рис. 2.18 и 2.19)

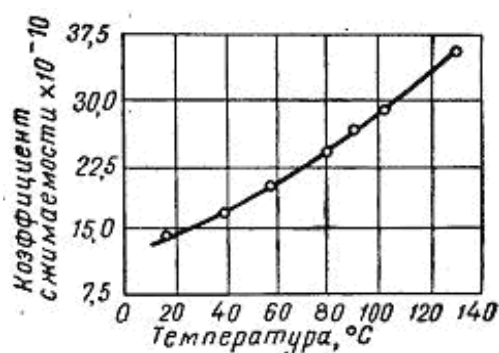


Рис. 2.18. Зависимость коэффициента сжимаемости нефти от температуры

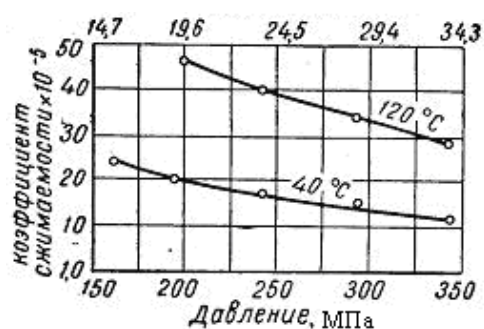


Рис. 2.19. Зависимость β_n от P и t°

Определить β_n можно по графикам на рис. 2.18 и рис. 2.9, построенным по данным разгазирования пробы. Используют β_n для расчета коэффициента пьезопроводности пласта по формуле

$$\chi = \frac{k}{\mu_n \cdot (m \cdot \beta_n + \beta_{ск})}, \quad (2.61)$$

где $\beta_{ск}$ – коэффициент сжимаемости скелета пород пласта (каркаса пористой среды).

Газосодержание нефтей. От количества растворенного в нефти газа зависят многие ее свойства. Вместе с тем газосодержание определяет запасы попутного газа в любой нефтяной залежи. Этот показатель именуют газовым фактором:

$$ГФ = \frac{V_g}{V_n}, \quad (2.62)$$

где V_g – объем выделившегося газа из объема V_n нефти при нормальных условиях.

Соотношение (6.9) дает величину полного газосодержания – полный газовый фактор (физический) ГФ. Если эти определения свести к технологии подготовки нефти и газа на промысле, то получают величину технологического ГФ (за вычетом объема газа, обычно сжигаемого на КСУ – концевых сепарационных установках – после третьей степени сепарации). Различают ГФ объемный [$\text{м}^3/\text{м}^3$] и весовой [$\text{м}^3/\text{т}$]. Определить ГФ можно по результатам разгазирования глубинных проб нефти.

Структурно-механические свойства аномально – вязких нефтей. Реологические характеристики нефтей в значительной степени определяются содержанием в них смол, асфальтенов и парафинов. Асфальтены за счет плохой растворимости в углеводородах образуют в нефтях коллоидные системы. Мицеллы асфальтенов стабилизируются смолами. При значительном содержании парафина и асфальтенов вязкость нефти зависит от скорости сдвига, т.е. она приобретает свойства неньютоновских жидкостей. Как известно, вязкость ньютоновских жидкостей зависит только от температуры и давления, а касательные напряжения τ , развивающиеся в движущихся слоях жидкости, пропорциональны градиенту скорости сдвига $\frac{dV}{dy}$:

$$\tau = -\mu \cdot \frac{dV}{dy}. \quad (2.63)$$

Данное уравнение после ряда преобразований записывается в форме, аналогичной закону Гука:

$$\tau = -\mu \cdot \frac{dV}{dy} = \mu \cdot \frac{d}{dy} \cdot \left(-\frac{dx}{dt} \right) = \mu \cdot \frac{d}{dt} \cdot \left(-\frac{dx}{dy} \right), \quad (2.64)$$

где x – длина участка развития τ в направлении скорости движения V ;
 t – время.

Величина $\frac{dx}{dy}$ характеризует сдвиг γ слоев (деформацию), а для ньютоновских жидкостей скорость сдвига пропорциональна касательным напряжениям и обратно пропорциональна вязкости жидкости:

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{\tau}{\mu}. \quad (2.65)$$

Данное уравнение называют реологическим уравнением. Схематично процесс сдвига слоев в ньютоновских жидкостях можно представить схемой смещения подвижной пластины относительно неподвижной (рис. 2.20).

Вязкость неньютоновской жидкости зависит не только от давления и температуры, но и от скорости деформации сдвига и предыстории состояния жидкости (то есть времени ее нахождения в спокойном состоянии). Для данных систем понятие истинной вязкости как постоянной величины – коэффициента внут-

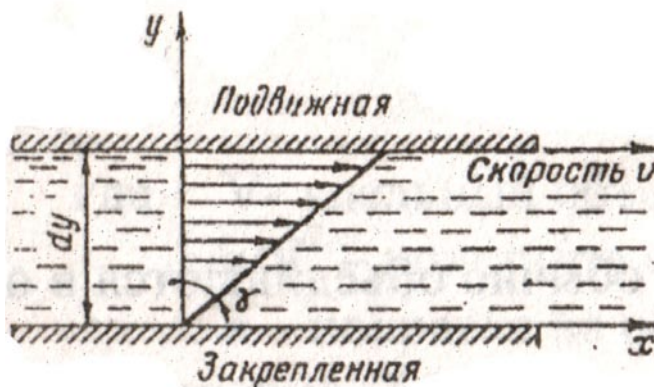


Рис. 2.20. Схема сдвига слоев жидкости

реннего трения в ньютоновских жидкостях – теряет смысл, и вязкость становится функцией скорости деформации. В экспериментальных данных это подтверждается тем, что для каждой отдельной скорости деформирования наблюдается своё значение так называемой эффективной вязкости. Свойства этих жидкостей описываются реологическим уравнением вида

$$\frac{d\gamma}{dt} = f(\tau). \quad (2.66)$$

В зависимости от вида функции $f(\tau)$ эти жидкости разделяются на три вида:

- 1) бингамовские;
- 2) псевдопластичные;
- 3) дилатантные.

Линии consistency для различных типов реологически неньютоновских жидкостей приведены на рис. 2.21. Реологическая кривая 1 характеризует бингамовские системы, которые в состоянии равновесия обладают некоторой пространственной структурой и способны оказывать сопротивление сдвигающему напряжению до значения предельного статического напряжения сдвига τ_0 , после достижения которого они способны течь как ньютоновские жидкости. Для оценки аномальной вязкости η_a таких пластичных тел Ф.Н. Шведовым предложено реологическое уравнение

$$\eta_a = E \cdot \lambda + \frac{\tau_1}{V}, \quad (2.67)$$

где E – модуль Юнга;

τ_1 – динамическое напряжение сдвига;

V – скорость деформации;

λ – период релаксации (время «релаксации» упругих напряжений), при

постоянной деформации ($\lambda = \frac{\mu}{E}$).

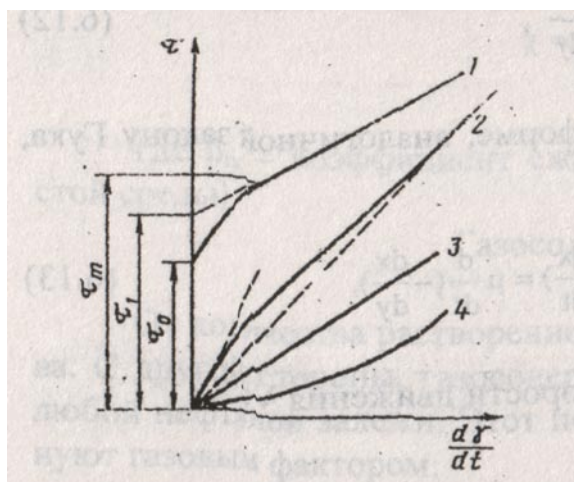


Рис. 2.21. Виды кривых consistency неньютоновских систем:

- 1 – бингамовские жидкости; 2 – псевдопластичные жидкости;
3 – ньютоновские жидкости; 4 – дилатантные жидкости

Бингамом аналогичное вязкопластичное течение описывается уравнением

$$\tau - \tau_1 = \eta_a \frac{d\gamma}{dt}. \quad (2.68)$$

Два последних уравнения обычно объединяются в одну формулу Шведова-Бингама:

$$\tau = \tau_1 + \eta_a \left(\frac{d\gamma}{dt} \right). \quad (2.69)$$

где τ – пластическая вязкость, не зависящая от скорости сдвига (в области ламинарного течения жидкостей).

2.4. Физические свойства углеводородных газов

Природные газы, добываемые из чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений, состоят из углеводородов гомологического ряда метана с общей формулой $C_n H_{2n+2}$, а также углеводородных компонентов: азота (N_2), углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), инертных газов – гелия, аргона, криптона, ксенона и ртути [3,4,5,6,7,20,21,22,23].

Состав углеводородных газов. Природные углеводородные газы подразделяются на три группы:

1) газы чисто газовых месторождений (группа сухих газов, свободная от тяжёлых углеводородов);

2) газы, добываемые вместе с нефтью (попутный газ – физическая смесь сухого газа, пропан – бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина;

3) газы газоконденсатных месторождений (залежей) состоят из сухого газа и жидкого углеводородного конденсата, содержащего большое число тяжёлых углеводородов (бензиновые, керосиновые, лигроиновые и более тяжёлые масляные фракции).

В табл. 2.4 приведены сведения о составах газов различных месторождений (залежей). Газовые смеси характеризуются массовыми и объемными концентрациями компонентов. Объемный состав газовой смеси примерно совпадает с молекулярным, т.к. объем 1 кмоль идеального газа при одинаковых условиях по закону Авогадро имеет одну и ту же величину: при $0^\circ C$ и 760 мм рт. ст. он равен 22. Плотность смеси определяют по вычисленному значению средней молекулярной массы:

$$\rho_{см} = \frac{M_{см}}{22,41} \quad [кг / м^3]. \quad (2.70)$$

Относительная плотность по воздуху определяется

$$\overline{\rho_{см}} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{603}} = \frac{\rho_{см}}{1,293}. \quad (2.71)$$

Таблица 2.4

Состав газов различных месторождений по [1, 4]

Месторождения	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂	CO ₂	Относительная плотность
Газовые месторождения								
Медвежье	98,78	0,1	0,02	0,002	-	1,0	0,1	0,56
Заполярье	98,6	0,07	0,02	0,013	0,01	1,1	0,18	0,56
Уренгойское (сеноман)	97,8	0,1	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	0,56
С. Ставропольс.	98,90	0,29	0,16	0,05	-	0,40	0,20	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,1	0,05	0,78	1,15	0,58
Газоконденсатные месторождения								
Вуктыл	74,8	8,7	3,9	1,8	6,40	4,30	0,1	0,882
Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,7	1,8	3,5-4,9	0,5-1,7	0,68-0,7
Уренгойское								
БУ ₈	88,28	5,29	2,42	1,0	2,52	0,48	0,01	0,707
БУ ₁₄	82,27	6,50	3,24	1,49	5,62	0,32	0,50	0,813
Самотлор (АВ _{4,5})	86,5	3,2	2,6	3,9	3,1	0,2	0,5	0,860
Варьеган (БВ ₆)	66,3	7,0	12,0	8,5	3,4	1,1	0,2	1,125
Нефтяные месторождения								
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,6	8,4	0,4	1,181
Ромашкинское	38,8	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Туймазинское								
Д ₁	43,6	19,5	18,6	6,9	2,8	8,6		1,343
Трехозерное	48,0	12,2	24,0	11,1	2,6	2,1		1,288
Самотлорское (БВ ₈)	68,0	4,4	9,6	7,8	3,6	5,6	0,5	1,065

Уравнение состояния газа. Для определения физических свойств природных газов (коэффициента сверхсжимаемости, плотности, энтальпии, энтропии, коэффициентов летучести и др.) используются уравнения состояния, учитывающие влияние давления, объема и температуры.

Идеальным называется газ, собственный объем молекул которого безмерно мал по сравнению с объемом, занимаемым газом, в котором практически полностью отсутствует межмолекулярное взаимодействие. Состояние идеальных газов описывается уравнением Менделеева - Клапейрона

$$P \cdot V = G \cdot R \cdot T, \quad (2.72)$$

где P – абсолютное давление, Па;
 V – объем газа, м³;
 G – масса вещества, кг;
 R – газовая постоянная, кДж/(кг·°К);
 T – абсолютная температура, °К.

По мере изучения состояния газов наметились два направления:

1) введение и учет поправочного коэффициента Z (сверхсжимаемость газа) в уравнение состояния идеального газа;

2) добавление в уравнение состояния идеального газа большого числа констант (уравнение Битти-Бриджмена с 5-ю константами, Бенедикта-Вебба-Рубина с 8-ю константами и др.).

Более целесообразным оказалось третье направление, по которому Д. Браун и Д. Катц на основе экспериментов установили, что если приведенные параметры ($P_{пр}$ и $T_{пр}$) различных природных газов одинаковы, то они находятся в соответственных состояниях, при которых их физические и термодинамические свойства одинаковы (Z , плотность и др.). Приведенные параметры для индивидуальных компонентов показывают, во сколько раз действительные параметры состояния газа (давление, абсолютная температура, объем, плотность, коэффициент отклонения Z) больше или меньше критических.

Критическая температура $T_{кр}$ – это максимальная температура, при которой жидкая и паровая фазы ещё могут сосуществовать в равновесии. При более высокой температуре существование жидкой фазы невозможно. Давление паров вещества при критической температуре называется критическим давлением.

Коэффициент сверхсжимаемости природных газов. Коэффициент сверхсжимаемости природных газов (Z) является функцией давления, температуры и состава газа. Определение коэффициента сверхсжимаемости следует выбирать с учетом состава газа. В общем случае коэффициент Z природной углеводородной смеси можно определить, рассчитав приведенные $P_{пр}$ и $T_{пр}$, а также используя графики Брауна.

При содержании неуглеводородных компонентов в составе природных газов (N_2 , CO_2 , H_2S) следует вводить поправки в рассчитанное значение Z по правилу аддитивности:

$$Z = y_a \cdot Z_a + (1 - y_a) \cdot Z_y, \quad (2.73)$$

где y_a – молярная доля азота в смеси газов;

Z_a и Z_y – коэффициенты сверхсжимаемости азота и углеводородной части смеси газов.

Для определения Z_a (азота) используют специальные графики зависимости коэффициента сжимаемости природного газа Z от приведенных абсолютных давлений $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$.

При решении задач, связанных с добычей, транспортом, хранением и переработкой природных газов, наиболее приемлемы уравнения состояния Редлиха-Квонга и Бенедикта-Вебба-Квонга [23]. В первом случае уравнение состояния имеет вид

$$\left(P + \frac{a}{\gamma^{0.5} \cdot V \cdot (V - \epsilon)} \right) \cdot (V - \epsilon) = R \cdot T. \quad (2.74)$$

где a , b - фильтрационные коэффициенты;

γ - плотность газа, кг/м³.

Плотность природного газа и конденсата. Плотность газа (кг/м³) в нормальных физических условиях (при 0,1013 МПа и 273°К) определяют по его молекулярной массе M : $\rho_0 = M / 22,41$.

Иногда для характеристики газа променяют относительную плотность по воздуху при нормальных условиях: $\Delta\rho_0 = \rho_0 / 1.293$.

Плотность природного газа в газовой фазе при различных термобарических условиях можно определить по формуле

$$\rho_{p,t} = \rho_{p_0,t_0} \cdot \frac{P \cdot Z_0 \cdot T_0}{Z \cdot P_0 \cdot T}, \quad (2.75)$$

где ρ_{p_0,t_0} - плотность газа, соответственно, при нормальных давлении p_0 и температуре t_0 .

Плотность стабильного углеводородного конденсата (C_{5+}) можно определить путем непосредственного измерения или расчета по формулам Крэга или Херша [3,4,5,6].

Известна эмпирическая зависимость для плотности конденсата для давлений $1 \leq P \leq 50$ МПа и интервала температур $30 \leq t \leq 200^\circ\text{C}$:

$$\rho_{C_{5+}} = \left[0,762 + 0,76 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{P}{P_{ам}} - 1 \right) \right] \cdot \left[1 - 6,64 \cdot 10^{-4} \cdot (t - 50) \right]. \quad (2.76)$$

Плотность насыщенного углеводородного конденсата можно определить по графоаналитическому методу Катца и Стендинга. Известна методика расчета плотности по приведенным параметрам (формулы Викса, Ганна и Ямады, Филиппова Л.П. согласно [1]).

Вязкость газов. При низких давлениях и температурах свойства реальных газов приближаются к идеальным. Под вязкостью газа понимают его свойство сопротивляться перемещению одних молекул относительно других. Силы трения между двумя слоями газа единичной площади пропорциональны изменению скоростей на единицу длины. Коэффициент пропорциональности называется коэффициентом абсолютной или динамической вязкости газа. Наиболее распространёнными единицами измерения вязкости газа являются **пуаз** и **сантипуаз**. Вязкость природного газа зависит от температуры и давления. Расчёт вязкости газа производят в два этапа. Сначала определяют вязкость при заданной температуре и атмосферном давлении, а затем пересчитывают на необходимое требуемое давление.

Согласно основным положениям кинетической теории газов, динамическая вязкость газа μ_r взаимосвязана с его плотностью ρ_r , средней длиной свободного пробега молекул $\bar{\lambda}$ и средней скоростью молекул \bar{v} соотношением

$$\mu_r = \frac{\rho_r \cdot \bar{v} \cdot \bar{\lambda}}{3}. \quad (2.77)$$

С повышением давления плотность газа возрастает, но при этом уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, а скорость их не изменяется. Поэтому с увеличением давления динамическая вязкость газа вначале практически остается постоянной. С увеличением температуры вязкость газов изменяется аналогично изменению вязкости жидкости. Газы с более высокой молекулярной массой, как правило, имеют и большую вязкость.

В достаточно широком диапазоне давлений и температур вязкость смесей углеводородных газов можно определить по графикам. При содержании в газе более 5% азота средневзвешенную вязкость смеси определяют по зависимости.

$$\mu = \mu_a y_a + (1 - y_a) \cdot \mu_y. \quad (2.78)$$

Изобарная молярная теплоемкость природных газов. Количество теплоты, сообщаемой единице массы вещества для изменения ее температуры на один градус, определяет удельная теплоемкость. Для газов различают изобарную C_p и изохорную C_v удельные теплоемкости, которые определяют по формулам

$$C_p = \left(\frac{\partial Q}{\partial T} \right)_p; \quad C_v = \left(\frac{\partial Q}{\partial T} \right)_v. \quad (2.79)$$

Согласно первому началу термодинамики имеем

$$dQ = dI - V \cdot dP, \quad (2.80)$$

где Q – количество теплоты;

V – объем системы;

I – энтальпия (теплосодержание);

$$dI = C_p \cdot dT + [V - T \cdot (dV / dT)_p] \cdot dP. \quad (2.81)$$

При изобарном процессе ($P = \text{const}$) изменение количества теплоты системы соответствует изменению ее энтальпии:

$$dQ = dI = C_{pu} \cdot dT, \quad (2.82)$$

или

$$C_{pu} = \left(\frac{dI}{dT} \right)_p. \quad (2.83)$$

Для природных газов C_{pu} приближенно можно оценить по формуле [1]:

$$C_{pu} = 0,523 \cdot (8,36 + 0,00892 \cdot t) \cdot M_i^{3/4}, \quad \text{кДж} / (\text{кмоль} \cdot \text{К}), \quad (2.84)$$

где M_i – молекулярная масса углеводорода от метана до гептана включительно.

Погрешность по формуле (2.84) для $C_1 - C_5$ при $40^\circ \leq t \leq 120^\circ\text{C}$ не превышает $\pm 5\%$, для $C_6 - C_7 - \pm 10\%$.

Упругость насыщенных газов. Насыщенный пар представляет собой двухфазную систему – смесь жидкости и пара с граничными условиями $X = 0$ и $X = 1$, где X – паросодержание смеси. Состояние насыщенного пара полностью определяется давлением (температурой) или паросодержанием смеси. Если углеводороды находятся в смеси, то общее давление смеси влияет на упругость каждого компонента. У индивидуальных углеводородов в чистом виде упругость паров – функция только температуры $Q=f(t)$, а для смесей $Q = f(t, P)$.

Растворимость газов в нефти и воде. Сложность составов нефтей и широкий диапазон давлений и температур затрудняют применение термодинамических уравнений для расчетов газонасыщенности нефти при высоких давлениях. Поэтому газонасыщенность нефтей при различных P и t обычно определяют по экспериментальным данным.

При небольших давлениях P и температурах t растворимость газов в нефти подчиняется закону Генри:

$$V_2 = \alpha \cdot P \cdot V_{ж}, \quad (2.85)$$

где α – коэффициент растворимости газа [$\text{м}^2/\text{Н}$].

Коэффициент растворимости реальных газов – величина непостоянная и зависит от рода жидкости и газа, от давления, температуры и других факторов, которые сопутствуют растворению газа в жидкости. Различные компоненты нефтяного газа обладают неодинаковой растворимостью, причем с увеличением молекулярной массы газа коэффициент растворимости возрастает. Растворимость газов в нефти, помимо давления, температуры и природы газа, зависит также от свойств нефти. Растворимость увеличивается с повышением содержания в нефти парафиновых углеводородов. При высоком содержании ароматических углеводородов в нефти ухудшается растворимость в ней газов. Коэффициент растворимости нефтяных газов изменяется в широких пределах и достигает $(4 \div 5) \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$. Установлено, что количество растворяющегося и выделяющегося из нефти газа при одних и тех же P и t зависит также от характера процесса.

Различают контактные и дифференциальные процессы растворения и дегазации. Контактным называют процесс, когда выделившийся из нефти газ находится в том же объеме. При дифференциальных процессах выделившийся из раствора газ выводится из системы. В последнем случае состав нефтегазовой смеси непрерывно (или ступенчато) изменяется. При дифференциальном разгазировании количество остающегося в растворенном состоянии газа при одинаковых давлениях будет больше, чем при контактном. Это связано с преимущественным переходом в паровую фазу метана в начале процесса дегазации. С удалением его из системы увеличивается содержание тяжелых углеводородов в составе оставшихся в системе газов, что вызывает повышение растворимости их в нефти. В промышленных условиях протекают как контактные (в ловушке – нефтегазовой залежи), так и дифференциальные процессы дегазации (в системе сбора и подготовки нефти).

На указанных закономерностях основана технология трехступенчатой сепарации в системах сбора продукции, что позволяет не сжигать в факелах, а сохранять в растворенном состоянии в нефти ее легкие компоненты. Для изучения таких процессов проводились исследования свойств нефтей при давлениях до 100 МПа (рис. 2.22).

Как следует из графиков, в области высоких давлений зависимость газонасыщенности нефти от давления может быть принята за линейную.

Растворимость углеводородных газов в воде незначительна. Но процессы растворения и фазовые переходы углеводородов в водных растворах

играли важную роль при миграции углеводородов и формировании газовых залежей. Растворимость газов в пресной воде выше, чем в соленой.

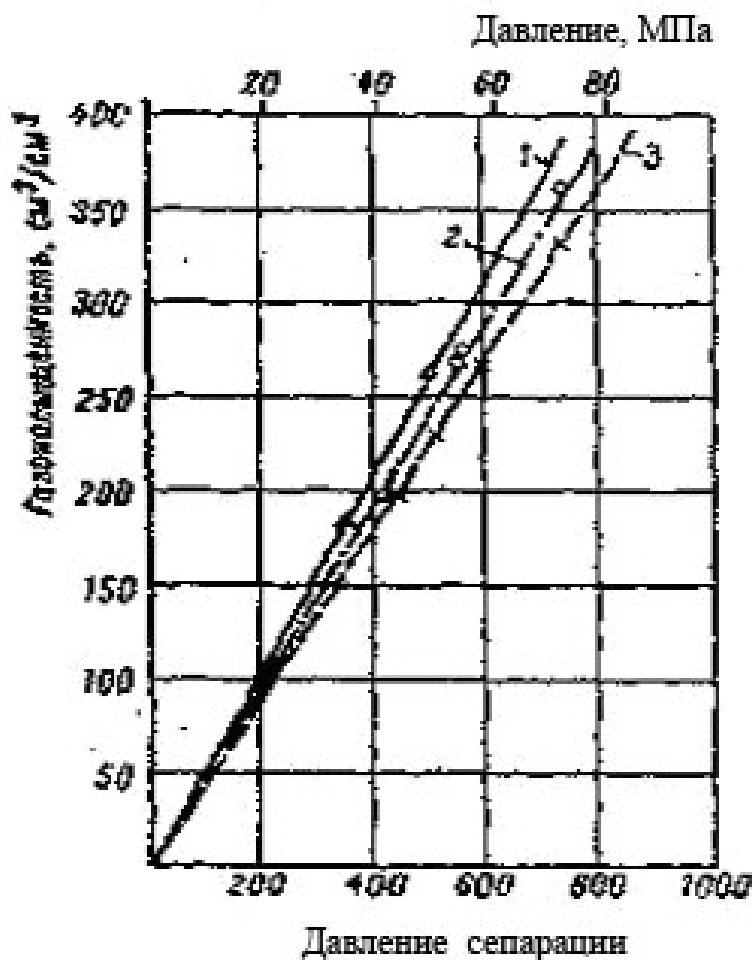


Рис. 2.22. Изотермы растворимости газа относительной плотностью 0,68 в нефти ($\rho_{\text{н}}=865 \text{ кг/м}^3$); при температурах в $^{\circ}\text{C}$: 1 - 69; 2 - 95; 3 - 127

Влажность природных газов. Этот параметр в значительной степени определяет технологический процесс сбора и подготовки газа на газовом промысле.

Абсолютная влажность характеризуется количеством водяного пара в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям ($T = 0^{\circ}\text{C}$, $P = 0,1 \text{ МПа}$), измеряется в г/м^3 или кг/1000 м^3 . Относительная влажность – отношение абсолютной влажности к его влагоёмкости, т.е. к количеству водяных паров в том же объёме при давлениях и температуре, соответствующих полному насыщению парами воды. Определяется в процентах (%).

Влажность природных газов зависит от давления, температуры, состава газа и минерализации воды. Определяют ее экспериментально, по аналитическим уравнениям или по номограммам.

2.5. Свойства пластовых вод

Воды – природные спутники скоплений углеводородов в земной коре. Они связаны с любым видом залежей жидких и газообразных углеводородных систем [3,4,5,6,7]. Обычно вода вследствие гравитационного разделения занимает пониженные части структур залежей нефти и газа, но иногда встречается в средних частях разрезов продуктивных интервалов пластов (горизонтов). Выделяют несколько типов пластовых вод, как это показано на рис. 2.23: краевые - 1, подошвенные - 2, погребенные (остаточные) - 3, промежуточные - 4, верхние - 5, нижние - 6.

Краевые и подошвенные воды с нефтяными залежами представляют единые гидродинамические системы, которые являются одним из факторов, сопутствовавших процессам миграции и накопления углеводородов в ловушках. Верхние и нижние воды приурочены к самостоятельным водоносным коллекторам, имеющим изолирующие слои сверху и снизу (глины, аргиллиты).

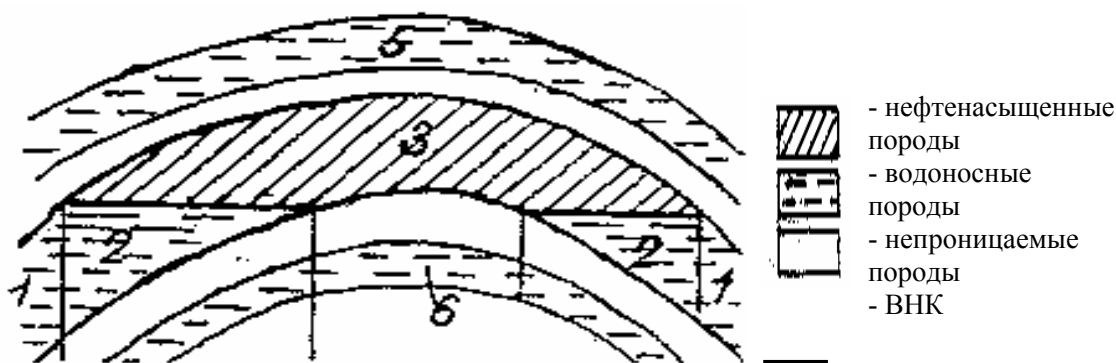


Рис. 2.23. Схема размещения различных типов вод в разрезе месторождения

В продуктивных интервалах нефтяных и газовых залежей и месторождений обязательно содержится погребенная (остаточная) вода в количестве от 10 до 50, а иногда и более процентов от объема пор (пустот) коллектора.

С приближением к ВНК количество погребенной воды постепенно увеличивается за счет капиллярного подъема. Толщина переходных зон (ПЗ) от нефтенасыщенных коллекторов к водонасыщенным может достигать многих метров по вертикали. Очевидно, что эта зона тем больше, чем менее проницаемы коллектора.

В некоторых случаях толщина ПЗ может быть сопоставима с толщиной продуктивного пласта или даже этажа нефтегазоносности. В таких случаях возникает серьезная проблема разработки низкопроницаемых недонасыщенных пластов. В Западной Сибири они встречены на Суторминском, Холмо-

горском, Ем-Еговском, Советско-Соснинском, Нивагальском, Самотлорском пласте (AB_1^1), Каменном, Восточно - Елизаровском, Верхне - Шапшинском и других месторождениях.

На характер распределения остаточной (погребенной) воды в пористой среде нефтеносного пласта оказывают влияние многочисленные факторы: свойства пористой среды (состав пород, структура пор) физико-химические свойства пород и пластовых жидкостей (физико-химические свойства нефтей и вод, количество остаточной воды).

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пустотной среде пласта влияет на процессы движения нефти в пласте и прискважинной зоне пласта, на процессы вытеснения нефти и газа водой из пластов. Как было отмечено выше, в зависимости от количества погребенной воды она может быть прочно связанной и рыхло связанной. В первом случае из скважин длительное время и при любых забойных депрессиях добывают безводную продукцию. Во втором неизбежно получение обводненной нефти при реальных депрессиях, что осложняет работу нефтепромыслового оборудования и в целом делает процесс нефтеизвлечения более дорогим.

Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то такая поверхность поровых каналов является гидрофильной. Если поверхность коллектора вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ (ПАВ) покрыта компонентами углеводородов, то такая поверхность нефтяного коллектора становится в значительной степени гидрофобной. Из этого следует, что формы существования воды необходимо учитывать при подсчете запасов углеводородного сырья, при выборе оптимальных технологий нефтеизвлечения и в конечном итоге, при изучении нефтеотдачи пласта, т.е. с целью повышения его коэффициента нефтеотдачи (КНО).

Таким образом, первоначальное распределение остаточной воды будет влиять на фазовые проницаемости по нефти, воде и газу. Смачиваемость коллектора будет оказывать влияние на интенсивность капиллярных процессов при вытеснении нефти и промывке пласта, так как в итоге она предопределяет формы и количество остаточной нефти в пласте на пределе экономической рентабельности применяемой технологии нефтеизвлечения.

Несмотря на разночтения в мнениях исследователей о природе и характере (свойствах) различных вод, большинством признается существование следующих видов вод в пористой среде:

- 1) прочно связанная (адсорбированная) вода;
- 2) адсорбционная вода, удерживаемая молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанная с поверхностью коллектора (свойства адсорбционной воды значительно отличаются от свойств свободной воды);

3) пленочная вода, покрывающая гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободная вода, удерживаемая капиллярными силами в дисперсной структуре коллектора (ограничивается менисками на поверхностях раздела “вода - нефть” и “вода - газ”).

Когда исследуется керновый материал или интерпретируются геофизические данные, то в образцах или интервалах каротажа обычно определяется общее количество остаточной воды без дифференцирования ее по видам.

В начале исследований данной проблемы предполагалось, что остаточная вода вследствие гидрофильных свойств нефтесодержащих пород покрывает всю поверхность каналов пористой среды. Однако исследования М.М. Кусакова показали, что закономерности распределения связанной воды имеют более сложный характер. При этом состояние связанной воды зависит от свойств воды. Логично предположить, что сплошная пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует, а большая часть остаточной воды находится в капиллярно “связанном” состоянии.

С увеличением минерализации остаточной воды возрастает степень гидрофобизации твердой фазы вследствие десольватирующего действия ионов солей (т.е. происходит разрушение сольватных слоев). Устойчивость пленки на поверхности твердой фазы увеличивается при снижении минерализации воды (при низком поверхностном натяжении между водой и нефтью), следовательно, можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабоминерализованные сильнощелочные воды, последние находятся в капиллярно «связанном» и пленочном состоянии.

В газовом коллекторе сильноминерализованные остаточные воды не образуют равновесной смачивающей пленки. Это объясняется десольватирующим действием ионов солей, находящихся в остаточной воде. Средняя толщина слоя равновесной пленки слабоминерализованной воды на поверхности кварца на границе с воздухом составляет 50 нм. Было установлено, что общее количество остаточной воды возрастает с уменьшением проницаемости пород.

В отраслевых стандартах были отработаны приемы, нормы и требования по методике определения водонефтенасыщенности пород. До сих пор наиболее представительными являются результаты по определению нефтеводонасыщенности кернов в аппаратах Закса. При отсутствии кернов пользуются результатами ГИС, которые сопоставимы с данными по керну, что позволяет определять для различных типов коллекторов количественные связи (т.е. геофизические данные опосредствуются через лабораторные исследования по керновому материалу).

В лабораториях физики пласта для определения остаточной воды применяют метод полупроницаемых перегородок (приблизенно) и метод центрифугирования. По результатам таких исследований строят зависимости: капиллярное давление - водонасыщенность (рис. 2.24), а затем по обобщению большого числа исследований строят графические зависимости «водонасыщенность - проницаемость - капиллярное давление» (рис. 2.25).

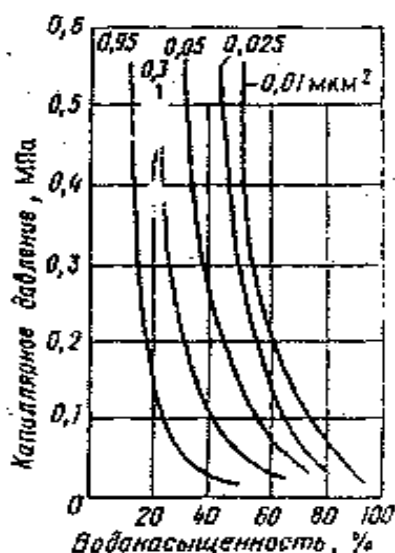


Рис. 2.24. Зависимости “капиллярное давление - водонасыщенность”

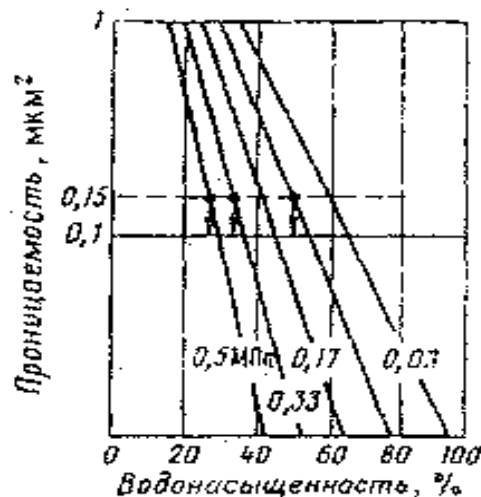


Рис. 2.25. Изменение водонасыщенности образцов от проницаемости пород при различных значениях капиллярного давления

Результаты исследований используются в объяснении природы генетических процессов образования залежей и геометризации переходных зон, которые необходимы при проектировании технологий нефтедобычи.

Классификация пластовых вод. Известно много классификаций пластовых вод по химическому составу, которые базируются на ионно-солевом составе пластовых вод. Есть смешанные классификации, учитывающие как количественное содержание ионов, так и характерные соотношения между ними. Одной из основных является, например, предложенная еще в 1935 г., классификация пластовых вод по В.А. Сулину (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Классификация пластовых вод по В.А. Сулину

Типы вод	Коэффициенты		
	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$	$\frac{rCl - rNa}{rMg}$
Сульфатнонатриевый	> 1	< 1	< 0
Гидрокарбонатнонатриевый	> 1	> 1	< 0
Хлориднокальциевый	< 1	< 0	> 1
Хлоридномагнийевый	< 1	< 0	< 1

Согласно данной классификации, воды нефтяных месторождений Западной Сибири относятся преимущественно к хлоридно-кальциевому типу, а также к хлоридной группе и к кальциевой подгруппе.

Характеристика переходных зон. Месторождения углеводородов Западной Сибири, приуроченные к меловым отложениям, являются многопластовыми. В продуктивных песчано-глинистых отложениях развит поровый тип коллекторов, литолого-петрофизические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства которых достаточно хорошо изучены [13,23,24].

В большинстве случаев в меловых отложениях выявлены структурные залежи с обширными переходными зонами и зонами недонасыщения, содержащие значительные запасы нефти. Так, в зонах недонасыщения залежей, приуроченных к меловым отложениям Среднеобской нефтегазоносной области, содержится более 12 % начальных потенциальных ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (без баженовского нефтегазоносного комплекса), что является одним из критериев постановки работ по выбору методов ограничения водопритоков с целью получения безводных промышленных притоков нефти из этих зон.

Для лучшего усвоения дальнейшего материала необходимо дать понятие о водонефтяном контакте (ВНК). Актуальным является знание гипсометрической отметки ВНК, особенно в залежах с обширными переходными зонами. Первоначальное положение ВНК отбивается по данным геофизических исследований скважин. Из-за сложности геологического строения залежей и неоднозначной интерпретации материалов геофизических исследований скважин единого мнения о точном положении ВНК нет до сих пор.

В природных породах-коллекторах присутствует прочносвязанная (адсорбированная), рыхлосвязанная (вода диффузных слоев) и вода в свободном состоянии. В природе не существует четких границ между пластовыми флюидами, т.е. свободный газ, подвижная (в обычном понимании) нефть и свободная вода разделены между собой в залежах по гравитационно-капиллярному принципу. Закономерность изменения водонасыщенности пород по высоте залежей нефти и газа такова, что водонасыщенность возрастает по мере приближения к полностью водонасыщенным породам [13,24]. Чем выше контраст порометрических характеристик контактирующих слоев в залежи и выше неоднородность (расчлененность) ее строения, тем сложнее характер изменения остаточной водонасыщенности по высоте залежи. Характер распределения водонасыщенности по высоте реальной залежи оценивается следующим образом. Априори принимается – углеводородная залежь является единой укрупнённой скважиной. Затем строится график изменения величины коэффициента водонасыщенности (K_v) или нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) в зависимости от абсолютной глубины залегания пластов (или удаления по вертикали пласта от установленной отметки ВНК) по всем

скважинам месторождения, с выделением зон с различным насыщением. Высота каждой зоны зависит от геологических особенностей строения и условий формирования залежи и коллекторских свойств пород. На отдельных месторождениях Западной Сибири высота предельно насыщенной зоны значительно меньше высоты недонасыщенной и переходной зон, а суммарная высота последних составляет 10-40 м (и больше), на которые приходится более 70 % объема залежей нефти.

Подвижность флюидов и характер отдачи пластов при испытании по высоте залежи определяется многими факторами: свойствами пород и самих флюидов, соотношением объемов смачивающего (вода) и несмачивающего (нефть, газ) компонентов и др. В однородном коллекторе подвижность пластовых флюидов и состав притока при испытании оцениваются по кривым относительных проницаемостей для воды ($K_{пр.в.}$), нефти (газа) ($K_{пр.нг.}$). По содержанию воды в нефтяной залежи выделяют четыре зоны [23]:

- предельного насыщения, где $K_B \approx K_{B.св.}$;
- недонасыщенная, где $K_{B.св.} < K_B < K_B^I$;
- переходная, где $K_B^I < K_B < K_B^{II}$;
- остаточной нефтенасыщенности, где $K_B^{II} < K_B < 1$.
- K_B^I - количество воды в I подзоне, K_B^{II} - количество воды в II подзоне.

В зоне недонасыщения, наряду с подвижными углеводородами и связанной водой, может находиться некоторое количество свободной пластовой воды, содержание которой возрастает от $K_{B.св.}$ до K_B^I . Высота этой зоны может быть различной в зависимости от строения и условий формирования залежей. Относительная проницаемость для воды в пределах такой зоны равна нулю и при соблюдении правильной технологии отбора из этой зоны получают чистые притоки нефти. Нижняя граница недонасыщенной зоны принимается в качестве водонефтяного контакта. Многими исследователями отмечается, что продуктивными горизонтам группы АВ Самотлорского месторождения свойственны значительная литологическая неоднородность, расчлененность и прерывистость. Пласты песчаников и алевролитов обладают повышенным содержанием связанной воды. В результате в приконтурных участках образуются обширные зоны недонасыщенности коллекторов толщиной до 30 м. Поэтому в начальный период эксплуатации скважин, в которых пласт перфорирован на расстоянии 10-20 м от уровня ВНК, зачастую в своей продукции имеют воду (пласты АВ₄₋₅, АВ₆₋₇).

В пределах каждой залежи максимальная гипсометрическая отметка, на которой относительная проницаемость для воды равна нулю, колеблется вследствие изменения коллекторских свойств породы и строения залежи. Если в зоне ВНК порометрические характеристики пород по площади залежи существенно различаются, то абсолютные отметки ВНК (где $K_B = K_B^I$) будут также изменяться, что является одной из причин существования не-

горизонтальных контактов. [27] Высота недонасыщенной зоны оценивается по графику изменения величины $K_{\text{н}}$ от удаления (по вертикали) пласта от отметки ВНК (ΔH).

Исследования, проведенные В.К. Федорцовым (1983 г.), позволили перейти к целевому изучению свойств каждой из выделенных испытанием зон. Зональность по высоте нефтяных залежей, определенная с учетом различий в степени подвижности связанных воды и нефти, является решающим фактором при обосновании методики выделения объектов испытания, способов их освоения и исследования.

Авторами в работах [13,24] изучалось распределение удельного электрического сопротивления и коэффициента нефтенасыщенности, как наиболее коррелируемого с фазовой проницаемостью по несмачивающей жидкости, по высоте отдельной залежи на примере месторождений Среднеобской нефтегазоносной области и Красноленинского нефтегазоносного района. Здесь зона недонасыщения разделена на две самостоятельные подзоны. Первая расположена непосредственно под плоскостью ВНК. Она выделяется по резкому спаду градиента $dK_{\text{н}}/dH$. Вторая подзона расположена между первой и подошвой зоны предельного нефтенасыщения. В этих подзонах, судя по различным градиентам нефтенасыщенности, действуют различные капиллярные силы.

В подзоне “в₁” они проявляются слабее, поэтому подвижность поровой воды в ней выше. Исходя из этих предпосылок, при испытании нефтяных скважин из этих подзон могут быть получены неоднозначные притоки пластового флюида. Подзона “в₁” названа областью интенсивного течения диффузных слоев связанной воды.

Из двух выделенных большей интерес представляет подзона “в₁”. Она выделяется на многих рассмотренных нами залежах нефти в меловых отложениях Нижневартовского, Сургутского и Красноленинского (викуловская свита) нефтегазоносных районов (рис. 2.26).

Эти две зоны отличаются между собой не только по коэффициенту нефтенасыщенности, но и величинами капиллярных давлений. В то же время распределение связанной воды оказывает большое влияние на фазовые проницаемости для нефти и воды. Породы-коллекторы меловых отложений являются гидрофильными, т.е. смачивающей фазой является вода. Поэтому в зоне “а” капиллярные давления равны нулю, а вверх по залежи эти силы возрастают. Зона “б”, находясь ближе к уровню нулевого капиллярного давления, имеет большую подвижность пластовой воды по сравнению с зоной “в”. В зоне недонасыщения выделены две подзоны с различной подвижностью связанной воды. Наибольший геологопромысловый интерес представляет подзона, расположенная непосредственно над ВНК (область возможного течения диффузных слоев). Толщина выделенных зон (подзон) зависит в

основном от фильтрационно-емкостных свойств пород: чем выше физические свойства коллекторов, тем толщина зон недонасыщения меньше.

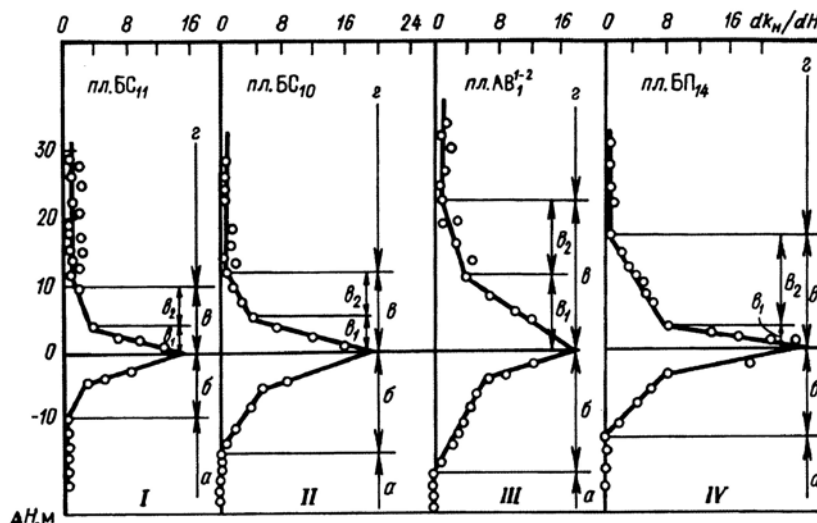


Рис. 2.26. Изменение градиента нефтенасыщенности по высоте залежи в зависимости удаления от установленной отметки ВНК (ΔH) месторождений: I – Карамовское, II – Федоровское, III – Самотлорское (рябчики); IV – Тарасовское. Зоны: а – водонасыщенная, б – остаточной нефтенасыщенности, в – недонасыщения, г – предельного нефтенасыщения

Для оценки размера и строения ПЗ наряду с геофизическими методами используют экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления. В песчаниках высокой отсортированности зерен, т.е. с высокой проницаемостью, толщина ПЗ не превышает нескольких десятков сантиметров. В низкопроницаемых коллекторах размеры переходных зон могут быть весьма значительными. Состояние свободной и связанной воды в ПЗ определяется свойствами фаз системы и степенью водонефтенасыщенности пород. Очевидно, что высота (толщина) ПЗ на контакте «нефть - газ» (ГНК) должна быть меньше, чем у ВНК.

В газонефтяных залежах при переходе от нефтенасыщенной к газонасыщенной зоне распределение связанной воды становится более сложным; здесь в большей степени могут отмечаться разрывы плёнок связанной воды и дальнейшая гидрофобизация поверхности породы – коллектора, что отражается в распределении удельного электрического сопротивления пластов. Исследования показали, что во всех случаях при переходе от нефтенасыщенной к газонасыщенной части залежи отмечается заметное увеличение удельных электрических сопротивлений.

Указанная методика позволила выделить в газонасыщенной части залежи две зоны: в нижней – зону с повышенным содержанием остаточной

нефти по резкому спаду градиента $dp_{\text{п}}/dH$ толщиной до 10 м (зона д). Выше располагается зона предельного газонасыщения, характеризующаяся постоянным градиентом $dp_{\text{п}}/dH$ (зона е). Плоскость газонефтяного контакта выделяется по резкому скачку градиента $dp_{\text{п}}/dH$.

Физические свойства пластовых вод. Наиболее важными для промысловой практики являются следующие свойства пластовых вод: плотность, вязкость, объемный коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения.

Плотность пластовой воды возрастает с увеличением концентрации растворенных солей. Известны рассолы с концентрацией солей до 642,8 кг/м³, плотность которых достигает 1450 кг/м³. Пластовые воды месторождений Западной Сибири характеризуются слабой минерализацией (в отличие от месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции). Содержание солей в них колеблется от 10 до 17 г/л. Плотность вод при этом меняется от 1008 до 1012 кг/м³. Значения рН находятся в пределах 7,20-8,50 (пластовые воды слабощелочные или щелочные). В табл.2.5 приведены данные о плотностях и минерализации пластовых вод некоторых месторождений нефти Западной Сибири.

Слабая минерализация пластовых вод позволила упростить схемы промысловой подготовки нефти, исключив ступень обессоливания при достаточной глубине обезвоживания. В поверхностных условиях проявляется и отрицательная сторона слабой минерализации вод: снижение скорости осаждения глобул в отстойной аппаратуре, что уменьшает эффективность процесса деэмульгации в отстойниках, действие которых основано на использовании гравитационных сил.

Плотность пластовых вод необходимо знать при технологических расчетах по обоснованию режимов работы подъемников (как фонтанных, так и при механизированных способах добычи нефти).

Объемный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объема воды в пластовых условиях $V_{\text{пл}}$ к удельному объему ее в стандартных условиях $V_{\text{ст}}$:

$$\epsilon_v = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{ст}}}. \quad (2.86)$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объемного коэффициента, рост температуры сопровождается его повышением.

Вязкость воды в пластовых условиях зависит от температуры и минерализации. Влияние давления на вязкость воды незначительно и зависит от природы и концентрации растворенных солей и температуры. В области

низких температур ($5 \div 10^\circ\text{C}$) вязкость слабо минерализованных вод уменьшается с повышением давления. Наибольшей вязкостью характеризуются хлоркальциевые воды. При одних и тех же условиях вязкость их превышает вязкость чистой воды в $1,5 \div 2,0$ раза. Углеводородные газы растворяются в воде в незначительных количествах, поэтому μ_v незначительно уменьшается при насыщении вод газом. По этим причинам вязкость воды в пластовых условиях можно определять обычными капиллярными вискозиметрами при пластовой температуре и атмосферном давлении.

Таблица 2.5

Свойства пластовых вод ряда месторождений Западной Сибири

Месторождение	Пласт	ρ_v , кг/м ³	Минерализация, мг/л	pH
Усть-Балыкское	БС ₁	1011	16505	8,3
Правдинское	БС ₅	1009	13040	7,95
Южно-Балыкское	БС ₁₀	1008	14350	7,2
Западно-Сургутское	БС ₁₀	1011	15847	7,2
Западно-Сургутское	БС ₂	1010	15960	7,4

Сжимаемость пластовой воды оценивается коэффициентом сжимаемости:

$$\beta_v = \frac{\Delta V_v}{V_v \Delta p}. \quad (2.87)$$

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пластовых условиях в пределах $(3,7 \div 5,0) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Коэффициент теплового расширения пластовых вод определяется отношением

$$E_v = \frac{\Delta V_v}{V_v \cdot \Delta t}, \quad (2.88)$$

где ΔV_v – изменение объема воды при изменении температуры на величину Δt ;
 V_v – объем воды в нормальных условиях.

Из соотношения (2.86) следует, что коэффициент теплового расширения воды характеризует изменение единицы объема воды при изменении ее температуры на 1°C (1°K). По экспериментальным данным для пластовых условий он колеблется в пределах $18 \cdot 10^{-5} \div 90 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$, возрастая с увеличением температуры и несколько уменьшаясь с ростом пластового давления.

Условия выпадения солей из попутно добываемой воды. Разработка многих нефтяных и газовых месторождений сопровождается отложением солей в скважинах и промысловом оборудовании при появлении воды в продукции скважин. В фонтанных скважинах, а также при использовании штанго-

вых и центробежных насосов отложения солей могут перекрывать трубное сечение подъемников до практически полной остановки скважин (сечение уменьшается до $10 \div 15$ мм). При простое скважин в ожидании ремонта детали УЭЦН и УШСН «цементировались» выпавшими солями до полного выхода установок из строя и необходимости их полной замены. Подобные проблемы впервые возникли в Западной Сибири при эксплуатации Трехозерного месторождения, на котором начали внедрять закачивание пресных вод в пласт для поддержания давления. Данные проблемы возникали и в других регионах бывшего СССР, что требовало изучения условий отложения солей и разработки мероприятий по предупреждению солеотложений и ликвидации последствий.

Исследования показали, что основными компонентами в большинстве отложений являются: карбонат кальция (CaCO_3), сульфат кальция (гипс – $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит – CaSO_4), сульфат бария ($\text{BaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$).

В призабойной зоне ряда нагнетательных скважин в составе неорганических осадков были обнаружены продукты жизнедеятельности бактерий. При изучении причин обрыва насосно-компрессорных труб на глубинах от 400 м и более в условиях обводнения скважин на Туймазинском нефтяном месторождении в конце 60-х годов установлен факт влияния на эти осложнения жизнедеятельности бактерий, продуцирующих сероводород и другие сернистые соединения, вызывающие активную коррозию оборудования. Большинство отложений имеет кристаллическую структуру. На характер кристаллических осадков оказывают влияние многие факторы: термо- и гидродинамические условия в потоке, динамика пересыщения растворов в условиях различных примесей и др.

Образование кристаллических неорганических агрегатов (солей) как процесс состоит из ряда этапов: пересыщение раствора солями, зародышеобразование, рост кристаллов, перекристаллизация. Эти этапы могут протекать либо последовательно, либо одновременно, накладываясь один на другой.

Пересыщение раствора солями относительно какого-либо компонента связано с увеличением концентрации последнего выше равновесной (растворимости). Условием возникновения этого процесса на месторождениях является наличие минерализованной попутно добываемой воды и причин, вызывающих ее пересыщение. В водах многих нефтяных месторождений растворено большое количество неорганических солей.

Главным условием возникновения солеотложений является несовместимость закачиваемых и пластовых вод. Например, на упомянутых месторождениях Узень и Жетынбай закачиваемая морская вода и пластовые воды химически не совместимы; при их смешивании образуются продукты реакции из пересыщенных растворов. Не совместимы также закачиваемые пре-

сные воды с пластовыми в условиях большинства месторождений Западной Сибири: при внедрении законтурного заводнения на Трехозерном месторождении с использованием воды из р. Конды были выявлены отложения солей в оборудовании скважин. Аналогичные проблемы возникли и на месторождениях Широкого Приобья. Именно несовместимость закачиваемых вод с пластовыми водами – одна из основных причин солеотложений на большинстве нефтяных месторождений.

Однако на практике образование осадков солей часто наблюдается еще до начала заводнения пластов. Поэтому помимо названной причины образования пересыщенных растворов существуют и другие.

Изменение химического состава пластовых вод в процессе разработки месторождений. Смешивание закачиваемой и пластовой вод даже при условии их химической совместимости зачастую приводит к формированию попутно добываемой воды совершенно нового состава. Это, в свою очередь, способствует изменению растворимости отдельных компонентов. Это вполне естественно, так как известно, что введение или присутствие более растворимой при данной температуре соли снижает растворимость менее растворимой. Например, при высокой концентрации NaCl в растворе заметно повышается растворимость CaCO₃ и CaSO₄. Максимумы растворимости CaCO₃ отмечаются при содержании NaCl в количестве 20 г/л, а гипса – 150 г/л. Из промысловых данных следует, что в большей степени (в 10 раз) повышается растворимость BaSO₄.

Пластовые воды большинства месторождений, разработка которых осложнена солеотложениями, являются водами хлоркальциевого типа. В таких водах растворимость гипса невелика. Если при отсутствии в воде CaCl₂ равновесная концентрация гипса составляет 2080 мг/л, то при содержании в растворе 367,85 г/л CaCl₂ она уменьшается до 32 мг/л.

Таким образом, в двухкомпонентных системах различные соли по-разному влияют на равновесную концентрацию основных компонентов неорганических осадков. Реально пластовые и попутно добываемые воды – это многокомпонентные водно-солевые системы. Это наглядно подтверждается зависимостью растворимости ангидрита и гипса от суммарной минерализации воды и от массовой доли отдельных компонентов, которая имеет сложный характер и изменяется в широком диапазоне. При увеличении содержания ионов Cl⁻ до 4 % для большинства значений реальных для скважин температур растворимость сульфата кальция возрастает. При дальнейшем повышении содержания ионов Cl⁻ в системе уменьшается равновесная концентрация сульфата кальция. Таким образом, изменение минерализации попутно добываемой воды может привести к ее перенасыщению и выпадению солей в осадок.

Другой причиной образования солевых отложений на Майкопском газоконденсатном месторождении явилось некачественное разобщение горизонтов и значительной разницы в давлениях в I, II и III горизонтах. Пластовые воды поступали из одного горизонта в другой. Смешение щелочных вод I и II горизонтов, содержащих большое количество CaCl_2 и MgCl_2 , с водами III горизонта приводило к образованию солевых осадков из карбонатов кальция и магния.

Таким образом, механизм солеотложений весьма сложен и не всегда поддается прогнозу. Поэтому на практике редко планируют меры по предупреждению отложений солей, а чаще - для их удаления. Например, при отложении солей карбонатов используют соляную кислоту. Для борьбы с рыхлыми отложениями гипса (в начальные периоды "загипсовывания" оборудования) используют 10÷15 %-ные растворы карбоната и бикарбоната натрия и калия. При этом гипс преобразуется в карбонат кальция, который затем удаляют соляной кислотой.

В Западной Сибири для предупреждения и борьбы с солеотложениями используют многоцелевые реагенты, растворы которых подают в затрубное пространство скважин за счет применения "капельниц" или дозаторных насосов.

2.6. Молекулярно-поверхностные свойства системы «нефть - газ - вода - порода»

Роль поверхностных явлений в процессах фильтрации. Продуктивные пласты представляют собой огромное количество хаотического скопления капиллярных каналов, трещин, каверн. Визуальная оценка пласта, принимаемого как однородного, а на самом деле микронеоднородного по структуре пустотного объема, приводит к необходимости изучения данной проблемы применительно к оценке емкостных и фильтрационных свойств коллекторов [3,4,5,6,7,13,25]. Закономерности движения нефти в пласте и ее вытеснения из пористой среды, наряду с объемными свойствами жидкостей и пород, во многом зависят от свойств пограничных слоев контактирующих фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, воды и газа с породой. Очевидным является факт, что роль пограничных слоев возрастает по мере увеличения степени диспергирования горной породы. При этом увеличивается число поверхностных молекул по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема системы. В результате с ростом дисперсности системы явления, происходящие в поверхностном слое, оказывают все большее влияние на движение нефти, воды и газа в нефтяных и газовых коллекторах.

По-видимому, поверхностные свойства пластовых систем и явления на границах разделов фаз оказывали влияние уже на стадии формирования залежей углеводородов: эти процессы обусловили степень гидрофобизации поверхности коллекторов, строение водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов, количественные соотношения остаточной (погребенной) воды и нефти в различных зонах (участках) залежей. Поэтому очевидно, что поверхностные явления предопределили характер капиллярных процессов при формировании залежей нефти и газа и оказали существенное влияние на формирование переходных зон на контактах недонасыщенных пластов (залежей). Отсюда объективной становится необходимость более глубокого изучения молекулярно-поверхностных явлений в пограничных слоях при обосновании и внедрении различных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов.

Поверхностные явления проявляются при образовании водонефтяных эмульсий при добыче нефти и при разрушении их в процессе сбора и подготовки нефти, газа и воды в промысловых системах сбора.

Физико-химические свойства поверхностей раздела различных фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей – поверхностным натяжением на границе раздела фаз, явлениями смачиваемости, растекания, адгезии и когезии, теплотой смачивания.

Поверхностное натяжение жидкостей. Поверхностное натяжение (σ) характеризуется удельной поверхностной энергией (т.е. избытком свободной энергии), сосредоточенной на 1 см² поверхностного слоя на границе раздела двух фаз, из которых образовался поверхностный слой (или граница поверхности). Величину коэффициента поверхностного натяжения можно определить как величину работы, необходимой для образования 1 см² новой поверхности (или 1 см длины ее контура). В Международной системе единиц СИ поверхностное натяжение измеряется в Дж/м² или Н/м.

Следует иметь в виду, что поверхностное натяжение σ представляет собой лишь математическое понятие, эквивалентное по размерности и численному значению величине свободной поверхностной энергии. Оно становится реальной только тогда, когда поверхность раздела фаз ограничена трехфазным периметром (например, при смачивании твердого тела двумя жидкостями). При этом стремление свободной энергии системы к минимуму приводит к возникновению сил, действующих на периметр смачивания нормально к нему и тангенциально к поверхности раздела в сторону ее сокращения. В продуктивных пластах ее обозначения на границах раздела фаз: $\sigma_{нв}$, $\sigma_{нг}$, $\sigma_{вг}$, $\sigma_{нп}$, $\sigma_{вп}$, $\sigma_{гп}$.

Поверхностное натяжение, являясь мерой нескомпенсированности молекулярных сил поверхности раздела двух фаз, возрастает с увеличением разности их полярностей, т.е. с уменьшением их взаимной растворимости и

молекулярного сродства друг с другом. Полярностью молекулы может быть названа мера интенсивности взаимодействия данной молекулы с другими (или ионами). Полярность жидкости характеризуется ее молекулярными свойствами: молекулярным давлением, поверхностным натяжением, скрытой теплотой испарения, которые возрастают с увеличением полярности жидкости. Одной из наиболее полярных жидкостей является вода (молекулы ее несут значительный электрический момент и не содержат неполярной части). Наименее полярны углеводороды насыщенного (парафинового) ряда.

С возрастанием полярности увеличивается склонность жидкости к ассоциации ее молекул, к комплексообразованию и сольватации. Явление сольватации характеризуется ориентацией молекул растворителя вокруг иона, молекулы или коллоидной частицы с образованием полимолекулярного слоя. Первый мономолекулярный слой прочно связан и находится под давлением более 10 тысяч МПа. Если растворитель – вода, то явление носит название гидратации.

Поверхностное натяжение в значительной степени зависит от явлений адсорбции, а определяется оно, как уже было отмечено, работой обратимого изотермического процесса образования единицы новой площади поверхности раздела фаз при постоянстве давления и химических потенциалов компонентов.

По величине поверхностного натяжения σ пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах граничных фаз, о закономерностях взаимодействия жидких и твердых тел, о процессах адсорбции, о количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, об интенсивности проявления капиллярных сил и т.д. С повышением температуры уменьшается σ чистой жидкости на границе с паром, что объясняется уменьшением действия межмолекулярных сил. В табл. 2.6 приведены γ и σ для некоторых жидкостей.

Таблица 2.6

Значения температурных коэффициентов и величин поверхностного натяжения для некоторых жидкостей

Вещество	Температурный коэффициент γ , 1/°C	Поверхностное натяжение σ при 20°C, мН/м
Ртуть	0,00035	465
Вода	0,002	72,75
Уксусная кислота	0,0038	23,5
Этиловый спирт	0,0022	22,3

С увеличением давления σ жидкости на границе с газом понижается. Это связано с уменьшением свободной поверхностной энергии вследствие сжатия газа и его растворения в жидкости. Зависимость σ для нефти на границе с газом от давления имеет более сложную природу, хотя ее общий характер остается таким же, как и для воды. Исследования показали, что чем выше растворимость газа, тем интенсивнее уменьшается σ с повышением давления.

Поверхностное натяжение дегазированной малополярной нефти на границе с водой в пределах давлений, встречающихся в промышленной практике, мало зависит от давления и температуры. При содержании в нефти водорастворимых полярных компонентов σ на границе с водой может увеличиваться с ростом P и T вследствие растворения этих компонентов в воде.

В связи со значительной растворимостью газа в нефти $\sigma_{нг}$ с увеличением давления насыщения (при $T = \text{const}$) уменьшается интенсивнее, чем для воды. С повышением T коэффициент $\sigma_{нв}$ уменьшается. Следовательно, рост P и T действует в противоположных направлениях и при определенных условиях возможно, что изменения σ не будет. На разделе «нефть - вода» с ростом P интенсивность капиллярных процессов интенсифицируется, т.е. может возрастать.

В углеводородных жидкостях поверхностные явления еще более усложняются и при определенных термобарических условиях возможно явление адсорбции. Объясняется это тем, что в них присутствуют поверхностно активные вещества (ПАВ), способные активно снижать σ . Активность ПАВ возрастает с удлинением углеводородной цепи R , т.е. с переходом к более высоким гомологам того же ряда. Молекулы ПАВ характеризуются способностью снижать σ , адсорбируясь на разделе двух фаз. Концентрированию всех видов ПАВ в поверхностном слое противодействуют процессы диффузии, которые поддерживают термодинамическое равновесие.

Количественные соотношения между адсорбцией, поверхностным натяжением σ и концентрацией ПАВ устанавливаются по уравнению Гиббса ($1 \text{ гиббс} = 1 \text{ МН}\cdot\text{м}^2/\text{Кмоль}$).

Для установления поверхностной активности нефти и ее полярных компонентов измеряют σ в различных растворителях и строят изотермы зависимости $\sigma = f(C)$, где C – концентрация. Эта зависимость с ростом C имеет вид кривой убывания σ .

Нефти относят к группе малоактивных при содержании в них органических кислот и других соединений (от 0,1 до 0,25 %), способных омыляться щелочью ($\sigma_{н+щел.в} = 14 \div 25 \text{ мН/м}$). Активные нефти имеют $\sigma_{н+в} = 4 \div 12 \text{ мН/м}$, высокоактивные - $\sigma_{н+в} < 3 \text{ мН/м}$.

Смачивание и краевой угол. Поверхностное натяжение оценить прямыми методами трудно. Поэтому пользуются косвенными методами: измерени-

ем работы адгезии, исследованием теплот смачивания и углов избирательного смачивания.

На рис. 2.27 представлено поведение капли жидкости, нанесенной на поверхность твердой фазы. Угол θ , образованный касательной в точке трехфазного периметра, зависит от поверхностных натяжений σ_{1-3} , σ_{1-2} , σ_{2-3} , где 1 – водная фаза; 2 – углеводородная жидкость; 3 – твердая фаза.

Юнгом предложено уравнение

$$\sigma_{2-3} = \sigma_{1-3} + \sigma_{1-2} \cdot \cos \theta. \quad (2.89)$$

Однако σ_{2-3} и σ_{1-3} практически неизвестны. Поэтому мерой смачиваемости служит угол смачивания θ . При $\theta < 90^\circ$ порода имеет гидрофильный характер (лучше смачивается водой). Если под индексом 1 обозначить каплю нефти, то порода имеет гидрофобную поверхность. Установлено, что лучшей нефтеотмывающей способностью обладают воды, хорошо смачивающие гидрофильную породу ($\theta < 90^\circ$).

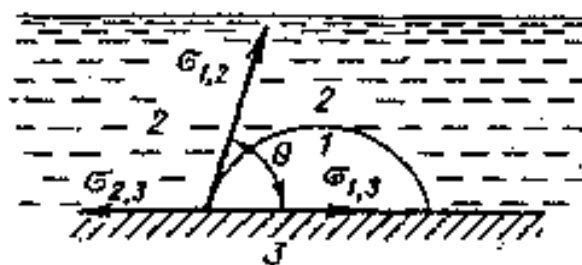


Рис. 2.27. Форма капли на поверхности твердой фазы

Угол смачивания зависит от множества факторов: структуры поверхности твердой фазы, адсорбции на ней газов, ПАВ и других веществ, от ее загрязнения, электрического заряда и т.д. Особенно большое влияние на θ оказывают процессы адсорбции в связи с изменением химического строения поверхности твердого тела. Если при этом к поверхности ориентирована неполярная углеводородная цепь ПАВ, то гидрофильные радикалы (-ОН, -СООН, -СО, -СОН и др.), обращенные в сторону жидкости, способствуют смачиванию поверхности водой. При обратной ориентации радикалов поверхность гидрофобизируется. Кроме измерения углов смачивания, природу взаимодействия жидких и твердых фаз оценивают по величинам работы адгезии и теплоты смачивания.

Работа адгезии определяется по уравнению Дюпре

$$W_a = \sigma_{2-3} + \sigma_{1-2} + \sigma_{1-3}, \quad (2.90)$$

где σ_{1-2} – поверхностное натяжение жидкости на границе с воздухом;
 σ_{2-3} , σ_{1-3} – поверхностное натяжение на границе твердой фазы, соответственно, с воздухом и жидкой фазой.

Известно следующее уравнение (Дюпре-Юнга):

$$W_a = \sigma_{1-2} \cdot (1 - \cos \theta), \quad (2.91)$$

Из (2.91) следует, что на отрыв жидкости от твердой фазы при полном смачивании ($\cos \theta = 1$) следует затратить работу, необходимую для образования двух жидких поверхностей - это работа когезии, которая равна $W_k = 2 \cdot \sigma_{ж-г}$. Физически это означает, что при полном смачивании жидкость не отрывается от поверхности твердой фазы, а происходит разрыв самой жидкости ($\sigma_{1-2} \leq \sigma_{1-3}$). Для гидрофобных поверхностей характерно неравенство: $\sigma_{1-2} < \sigma_{1-3}$, т.е. жидкость может отрываться от поверхности. Из этого следует, что смачиваемость жидкостью твердого тела тем лучше, чем меньше работа когезии.

Известно, что при смачивании твердого тела жидкостью происходит выделение тепла. На ряде нефтяных месторождений Западной Сибири в конце 60-х годов для продуктивных пластов были определены теплоты смачивания с применением высокоточных калориметров (Рудаков, 1968 г.), которыми диапазон полученных теплот смачивания оценен от 6,3 до 24,4 кДж/кг. Природу смачиваемости твердой фазы различными жидкостями начали изучать методом оптической «скамьи». При этом методика была отработана как для статических, так и для кинетических углов смачивания. Однако ни одна из этих простейших методик не могла воспроизвести пластовых условий.

В соответствии с ОСТ 39 180 85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород» интегральная характеристика смачиваемости пород определяется по данным капиллярного впитывания в образец воды и керосина при атмосферном давлении, а также в гравитационном поле при центрифугировании. По диапазону значений показателя смачиваемости (M) поверхность породы характеризуется следующим образом: $0,0 < M < 0,2$ – гидрофобная, $0,2 < M < 0,4$ - преимущественно гидрофобная, $0,4 < M < 0,6$ – промежуточная смачиваемость, $0,6 < M < 0,8$ - преимущественно гидрофильная и $0,8 < M < 1,0$ гидрофильная. Для оценки относительной смачиваемости пористых сред применяют графические зависимости в координатах «капиллярное давление - насыщенность» [3,4,5,6,7].

Данные положения относятся к системам, находящимся в статическом состоянии. В процессе разработки месторождений нефти и газа системы переходят в динамическое состояние, прежде всего на границах раздела фаз. Границы раздела жидких фаз, представленные на трехфазном периметре в виде менисков, будут претерпевать деформацию в капиллярных каналах, включившихся в фильтрацию.

В физике подобных процессов изменение угла смачивания при движении по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания принято называть кинетическим гистерезисом смачивания. Гистерезис зависит от направления движения периметра смачивания, то есть от того, происходит вытеснение с твердой поверхности воды нефтью или нефти водой

(рис. 2.28). Угол, образующийся при вытеснении нефти водой $\theta_{2,1}$, принято называть наступающим, при вытеснении воды нефтью $\theta_{1,2}$ – отступающим.

Статический угол θ на рис. 2.28 связан с наступающим и отступающим углами неравенством $\theta_{2,1} > \theta > \theta_{1,2}$.

Гистерезис смачивания зависит от скорости перемещения трехфазного периметра, от шероховатости поверхности твердой фазы, от активности адсорбционных процессов на границах с твердой фазой и др.

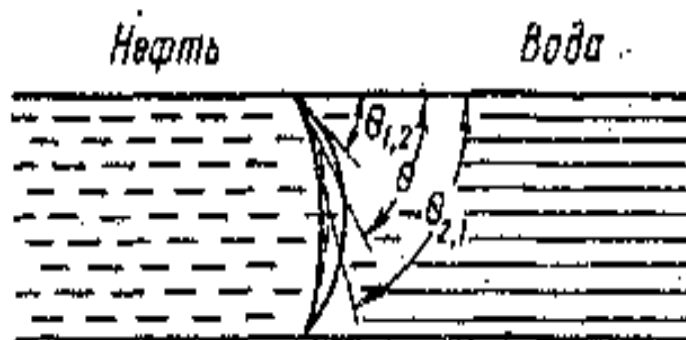


Рис. 2.28. Схема изменения углов смачивания при смене направления движения мениска в капиллярном канале

Как следует из понятий о фильности коллекторов, угол смачивания на границе «вода - нефть» в статических условиях гидрофильного коллектора должен быть меньше 90° . С увеличением скорости вытеснения нефти водой в подобных условиях угол может возрасти и стать более 90° . Причины таких трансформирований изучены недостаточно полно. Одни исследователи считают, что причиной этого являются силы трения, другие связывают это явление с молекулярной природой (с прочностью сцепления с твердой поверхностью молекул соприкасающихся фаз).

Эти процессы контролируются прежде всего последовательностью смачивания твердой фазы: при вытеснении нефти водами приходится удалять с твердой поверхности адсорбированные молекулы полярных компонентов нефти. В зависимости от порядка смачивания значение этих сил сопротивления неодинаково, чем и обусловлено различие в наступающих и отступающих углах.

При условии, когда энергия прилипания жидкости к твердой поверхности больше энергии сцепления молекул жидкости, вытесняемая жидкость оставляет на поверхности твердой фазы пленку толщиной, соизмеримой с радиусом действия молекулярных сил. Очевидно, что это одна из причин образования остаточной пленочной нефти в коллекторе.

Например, Б.В. Дерягиным и М.М. Кусаковым толщина смачивающих пленок водных растворов солей на различных твердых поверхностях оценена примерно в 0,1 мкм. По результатам исследований Н.Л. Мархасина, толщина пограничной пленки нефти месторождений Башкирии на поверхности кварцевого песка может достигать 2-3 мкм при технологических условиях вытеснения нефти.

3. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка нефтяных месторождений является исключительно сложным технологическим процессом. Теория разработки месторождений основывается как на фундаментальных исследованиях в области геологии, физики, химии, математики, так и на прикладных науках [14,26,27,28,29,30,31,32,33]. В первую очередь это предполагает знание геологических процессов как в конкретной нефтегазоносной области, так и региона в целом, физики нефтегазовых пластов залежи, их строения, физико-химических процессов, происходящих в залежи при выработке из них запасов.

Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений. Первичные данные о строении залежи, характере, степени насыщения пластов углеводородами, физико-литологической характеристике продуктивной части разреза специалисты получают в процессе проведения геологоразведочных работ. Так, если главной задачей на этапе геологоразведочных работ является обоснование основных подсчётных параметров продуктивных пластов и свойств углеводородов, то на стадии разработки месторождений основной задачей является полнота извлечения нефти, газа и конденсата из недр. При этом возникает целый ряд проблем, которые не разрешены до сих пор.

Превалирующей проблемой, влияющей на процесс разработки, является геологический фактор. Недочёт этого фактора (в основном это неоднородность пластов) при подготовке месторождения к разработке приводит к тому, что значительная часть нагнетательных скважин не попадает в продуктивные пласты. Решением сложнейшей проблемы – связи плотности сетки скважин с нефтеотдачей пластов занимаются многие учёные. Особую актуальность эта проблема приобретает в настоящее время при разработке пластов с пониженными фильтрационными параметрами. По имеющимся данным, запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах составляют до 60% от общего объёма запасов [13]. Единого мнения по этому вопросу нет. Ввиду многообразия геологических особенностей месторождений найти ответ на вопрос оптимального расположения скважин - исключительно сложная задача. Данная проблема тесно связана с эффективностью методов увеличения нефтеотдачи пластов, которая, в свою очередь, решается конкретно по отдельно взятому месторождению или нефтегазоносному району. То же самое относится и к проблеме определения оптимальных темпов отбора нефти. Следующей проблемой, которая оказывает отрицательное влияние на вторую и последующие стадии разработки месторождений является «увлечение» фонтанным способом разработки и получением «дешёвой» нефти. Реализация этого способа в течение длительного периода времени, как правило, приводит к отставанию систем подготовки нефти, обустройства мес-

торождений, а следовательно, и к потере объёмов добычи нефти в будущем. Все эти вопросы относятся к решению одной большой проблемы – повышению коэффициента нефтеотдачи. При этом нельзя не учитывать проблемы обустройства месторождений и социальной инфраструктуры.

3.1. Проектирование разработки нефтяных месторождений

Проект разработки месторождения – это комплексный документ, являющийся программой действий по выработке запасов нефти из месторождения. Исходным материалом для составления проекта является информация о структуре месторождения, числе пластов и пропластков, размерах и конфигурации залежей, свойствах коллекторов и насыщающих их нефти, газа и воды. Используя эти данные, определяют запасы нефти, газа и конденсата. Например, общие геологические запасы нефти отдельных залежей подсчитывают, умножая площадь нефтеносности на эффективную нефтенасыщенную толщину пласта, эффективную пористость, коэффициент нефтенасыщенности, плотность нефти в поверхностных условиях и величину, обратную объёмному коэффициенту нефти в пластовых условиях. После этого находят промышленные (или извлекаемые) запасы нефти, умножая величину общих геологических запасов на коэффициент нефтеотдачи.

После утверждения запасов производится комплексное проектирование разработки месторождения. При этом используются результаты пробной эксплуатации разведочных скважин, в ходе которой определяют их производительность, пластовое давление, изучают режимы работы залежей, положение водонефтяных (газоводяных) и газонефтяных контактов и др.

В ходе проектирования выбирается система разработки месторождения, под которой понимают определение необходимого числа и размещения скважин, последовательность их ввода, сведения о способах и технологических режимах эксплуатации скважин, рекомендации по регулированию баланса пластовой энергии в залежах. Число скважин должно обеспечивать запланированную на рассматриваемый период добычу нефти, газа и конденсата. Размещаются скважины на площади залежи равномерно и неравномерно. При этом различают равномерности и неравномерности двух видов: геометрическую и гидрогазодинамическую. Геометрически равномерно размещают скважины в узлах правильных условных сеток (трех-, четырёх-, пяти- и шестиугольных), нанесённых на площадь залежи. Гидрогазодинамически равномерным является такое размещение скважин, когда на каждую из них приходится одинаковые запасы нефти (газа, конденсата) в области их дренирования. Схему размещения скважин выбирают с учё-

том формы и размеров залежи, ее геологического строения, фильтрационных характеристик и т.д.

Последовательность ввода скважин в эксплуатацию зависит от многих факторов: плана добычи, темпов строительства промысловых сооружений, наличия буровых установок и т.д. Применяют «сгущающиеся» и «ползущие» схемы разбуривания скважин. В первом случае вначале бурят скважины по редкой сетке на всей площади залежи, а затем «сгущают» ее, т.е. бурят новые скважины между уже существующими. Во втором – первоначально бурятся все проектные скважины, но на отдельных участках залежи. И лишь впоследствии добуриваются скважины на других участках.

Разработка нефтяного или газового месторождения – это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забоям скважин, предусматривающих определенный порядок размещения скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание оптимального режима их работы.

3.2. Силы, действующие в продуктивном пласте

Всякая нефтяная и газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки залежи переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Запас потенциальной энергии создается напором краевых (контурных) вод, напором газовой шапки, энергией растворенного газа, энергией, которой обладают сжатые нефть, вода и вмещающая их порода, силой тяжести, действующей на жидкость.

Краевые воды, действуя на поверхность водонефтяного контакта, создают давление в нефти и газе, заполняющие поры продуктивного пласта. Аналогичное действие оказывает газ, находящийся в газовой шапке, но действует он через поверхность газонефтяного контакта. Растворенный газ, выделившийся из нефти после снижения давления, способствует его сохранению на некотором уровне. Всякое уменьшение количества нефти в пласте приводит к тому, что этот объем занимают пузырьки газа и поэтому нефть находится под действием практически неизменного давления. Его снижение начнется, когда выделение газа из растворенного состояния не будет успевать за отбором нефти.

Действие упругих сил нефти, воды и вмещающих их пород проявляется в следующем. По мере отбора нефти и газа, происходит некоторое снижение пластового давления, в результате чего пластовые флюиды и порода как бы «разжимаются», замедляя темп его падения. При этом сила тяжести обеспечивает сток нефти из повышенных частей пласта в пониженные, где расположены забои скважин.

3.3. Режимы работы залежей

В зависимости от источника пластовой энергии, обуславливающего перемещение нефти по пласту к скважинам, различают пять основных режимов работы залежей: жестководонапорный, упруго-водонапорный, газонапорный, растворенного газа и гравитационный.

При жестководонапорном режиме источником энергии является напор краевых (или подошвенных) вод, запасы которых постоянно пополняются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов. Отличительной особенностью жестководонапорного режима является то, что поступающая в пласт вода полностью замещает отбираемую нефть. Контур нефтеносности при этом непрерывно перемещается и сокращается.

Эксплуатация нефтяных скважин прекращается, когда краевые воды достигают забоя тех из них, которые находятся в наиболее высоких частях пласта, и вместо нефти начинает добываться только вода.

На практике всегда есть еще один промежуточный этап разработки нефтяных месторождений, когда одновременно с нефтью добывается вода. Это связано с тем, что из-за неоднородности пластов по проницаемости и сравнительно высокой вязкости нефти в пластовых условиях, по отношению к вязкости пластовой воды, происходит прорыв краевых и подошвенных вод к забоям скважин.

При жестководонапорном режиме работы нефтяной залежи обеспечивается самый высокий коэффициент нефтеотдачи пластов, составляющий 0,5.-0,8, а давление в пласте настолько велико, что скважины фонтанируют. Но отбор нефти и газа не следует производить слишком быстро, иначе темп притока воды будет отставать от темпа отбора нефти и давление в пласте будет падать, а фонтанирование прекратится.

При упруговодонапорном режиме основным источником пластовой энергии служат упругие силы воды, нефти и самих пород, сжатых в недрах под действием горного давления. При данном режиме по мере извлечения нефти давление в пласте постепенно снижается. Соответственно уменьшается и дебит скважин. Отличительной особенностью упруговодонапорного режима является то, что водоносная часть пласта значительно больше нефтеносной (границы водоносной части отстоят от контура нефтеносности на 100 км и более). Хотя расширение пород и жидкости при уменьшении давления в пласте, отнесенное к единице объема, незначительно, при огромных объемах залежи и питающей ее водонапорной системы таким способом можно извлечь до 15 % нефти от промышленных запасов.

При газонапорном режиме источником энергии для вытеснения нефти является давление газа, находящегося в газовой шапке. Чем больше ее раз-

мер, тем дальше в ней снижается давление. В месторождениях, работающих в газонапорном режиме, процесс вытеснения нефти расширяющимся газом сопровождается гравитационными эффектами. Газ, выделяющийся из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи. По мере понижения уровня газонефтяного контакта происходит прорыв газа к нефтяным скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности и их эксплуатация прекращается, т.к. расходование энергии расширения газа газовой шапки будет нерациональным. Коэффициент нефтеотдачи пласта при газонапорном режиме составляет 0,4.-0,6.

При режиме растворенного газа основным источником пластовой энергии является давление газа, растворенного в нефти. По мере понижения пластового давления газ из растворенного состояния переходит в свободное. Расширяясь, пузырьки газа вытесняют нефть к забоям скважин. Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа составляет 0,15.-0,3. Причина этого в том, что запас энергии газа полностью истощается намного раньше, чем успевают отобрать значительные объемы нефти.

Гравитационный режим имеет место в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снизилось до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести, а оттуда она откачивается механизированным способом.

Если в залежи нефти одновременно действуют различные движущие силы, то такой режим работы называется смешанным.

Необходимо отметить, что естественная пластовая энергия в большинстве случаев не обеспечивает высоких темпов и достаточной полноты отбора нефти из залежи. Это связано с тем, что ее извлечению из пласта препятствует достаточно много факторов, в частности, силы трения, силы поверхностного натяжения и капиллярные силы.

3.4. Размещение нагнетательных скважин и расчеты процессов нагнетания

При расчетах процессов нагнетания определяют суммарный объем закачивания, приемистость отдельных нагнетательных скважин и их число, давление нагнетания, схему размещения нагнетательных скважин. Сначала устанавливают схему размещения скважин. Линию расположения нагнетательных скважин определяют по технологическим и геологическим характеристикам. Задача заключается в подборе такой схемы расположения нагнетательных скважин, при которой обеспечивается наиболее эффективная

связь между зонами нагнетания и отбора и равномерное вытеснение нефти водой.

Один из основных методов обеспечения эффективной связи между зонами нагнетания и отбора – максимальное приближение линии нагнетания или отдельных нагнетательных скважин к эксплуатационным скважинам. Однако такое приближение может привести к нарушению равномерности продвижения контура нефтеносности. В связи с этим в первые годы развития законтурного заводнения стремились располагать нагнетательные скважины на некотором «удалении» от внешнего контура нефтеносности. Исследования процесса перемещения контура на электромоделях в однородных пластах давали основание размещать нагнетательные скважины на расстоянии от внешнего контура нефтеносности, равном не менее половины расстояния между соседними нагнетательными скважинами.

Однако со временем, когда выявилась значительная неоднородность реальных продуктивных пластов, перешли к размещению нагнетательных скважин (при законтурном заводнении) непосредственно вблизи за внешним контуром нефтеносности. В настоящее время, как правило, для большинства случаев можно рекомендовать именно такое размещение. Лишь в некоторых случаях (например при небольшой залежи в монолитном пласте с очень высокой проницаемостью), когда для обеспечения нужных темпов разработки достаточно нескольких нагнетательных скважин, их целесообразно несколько удалить от контура с целью более равномерного воздействия процесса закачивания на все участки залежи. Напротив, в случае широких водонефтяных зон, простирающихся на несколько километров, наряду с нагнетательными скважинами, расположенными по периметру внешнего контура нефтеносности, целесообразно провести еще ряд нагнетательных скважин вдоль внутреннего контура нефтеносности и «отрезать» тем самым чисто нефтяную часть залежи от водонефтяной ее части.

При внутриконтурном заводнении с разрезанием залежи на отдельные самостоятельно разрабатываемые участки (блоки, площади) целесообразно выбирать расположение нагнетательных скважин в соответствии с соображениями, изложенными выше. При площадном заводнении выбор разновидности той или иной системы заводнения предопределяет размещение нагнетательных скважин основного фонда. Схему размещения дополнительных нагнетательных скважин из резервного фонда следует определять во всех случаях в соответствии с конкретными условиями, выявленными в процессе разработки.

При использовании избирательной системы заводнения нагнетательные скважины следует размещать преимущественно в высокопроницаемых зонах. Однако следует учитывать, что эти рекомендации базируются в основном на исследованиях и опыте применения избирательного заводнения

для залежей маловязких нефтей ($\mu_0 \leq 5$). Для залежей с более вязкими нефтями ($\mu_0 \leq 10$) целесообразнее как с точки зрения достижения более высокой конечной нефтеотдачи, так и с точки зрения сокращения сроков разработки нагнетать воду в зоны пониженной проницаемости.

Определение числа нагнетательных скважин и их приемистости.
Средняя приемистость нагнетательной скважины определяется по формуле

$$q_H = \frac{20\pi k_B h (p_{3H} - \bar{p}_H)}{\mu_B \xi \ln \frac{\sigma_H}{\pi r_c}}, \quad (3.1)$$

где k_B – фазовая проницаемость для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины, мкм² (обычно $k_B = 0,5-0,6k$, где k – абсолютная проницаемость);

h – толщина пласта, см;

p_{3H} p_H – соответственно, давление на забое нагнетательной скважины и среднее давление на линии нагнетания, МПа;

$$p_{3H} = p_{НАС} + \frac{H}{100} - p_{ТР}, \quad (3.2)$$

где H – средняя глубина скважины, м;

$p_{НАС}$ – давление на выкиде насосов, МПа;

$p_{ТР}$ – потери давления на трение в водоводах и в стволе скважины, МПа;

μ_B – вязкость нагнетаемой воды, мПа·с;

ξ – коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны нагнетательной скважины (определяется по данным процесса опытного закачивания, а при составлении предварительной технологической схемы или схемы опытной эксплуатации, когда данных опытного закачивания еще нет, – по аналогии с другими месторождениями);

r_c – приведенный радиус нагнетательных скважин.

Соотношение (3.1) нельзя использовать непосредственно для определения приемистости, так как в него входит неизвестная величина σ_H , которую следует определить из системы уравнений:

$$\begin{cases} \sigma_H = \frac{L}{2n}; \\ q_H = \frac{Q_H}{n}, \end{cases} \quad (3.3)$$

где L – длина рассматриваемого участка линии нагнетания;

n – число нагнетательных скважин на выбранном участке;

Q_H – суммарное количество закачанной воды на том же участке. Тогда после преобразований получаем формулу:

$$n = 0.016 \frac{\mu \xi Q_H}{k_B h (p_{3H} - p_H)} \left(\operatorname{tg} \frac{L}{2\pi r_c} - \lg n \right). \quad (3.4)$$

Уравнение (3.4) следует решать методом последовательных приближений. Задавшись величиной n_1 и подставив ее в правую часть (3.4), находят первое значение n_1 , подставив которое вторично в правую часть находят второе значение n_2 и т. д. Установив число скважин на том или ином участке, определяют среднюю приемистость каждой из них по формуле (3.3). Однако необходимо отметить, что в уравнения (3.2) и (3.4) входит значение давления на забоях нагнетательных скважин, которое обуславливается давлением на выкиде насосов, используемых для заводнения. Можно применить насосы различных типов и в зависимости от этого иметь различное давление на забое нагнетательных скважин. Как следует из уравнения (3.4), чем выше давление на забое нагнетательных скважин, тем меньше при прочих равных условиях необходимое число нагнетательных скважин и, следовательно, меньше затраты на процесс заводнения. Однако с другой стороны, для повышения давления каждой единицы объема закачиваемой воды необходимо затратить определенное количество энергии и, следовательно, с уменьшением числа нагнетательных скважин повышаются текущие расходы на заводнение. Очевидно оптимальное число скважин и определенное давление на выкиде насосов, которые обеспечивают получение минимальных общих затрат на заводнение. Отсюда следует, что правильный выбор давления нагнетания имеет большое значение.

А. П. Крыловым предложена приближенная формула для определения оптимального давления нагнетания при заводнении, которая имеет вид

$$p_{нас} = 10 \sqrt{\frac{C_c \eta}{t \omega C_3 K}} - \frac{H}{100} + \bar{p}_H + p_{тр}, \quad (3.5)$$

где C_c – стоимость одной нагнетательной скважины, руб.;

η – коэффициент полезного действия насосной установки;

t – средняя продолжительность работы каждой нагнетательной скважины, ч;

ω – количество энергии, необходимой для сжатия 1 м^3 воды на 1 МПа , $(\text{Дж}/\text{м}^3)/\text{МПа}$;

C_3 – стоимость 1 Дж энергии.

Выделение границ разукрупненных участков. Выделение границ разукрупненных участков проводится по картам пластовых давлений, построенных для конкретного объекта разработки. Карты строятся по значениям пластовых давлений за год путем объектного разделения значений давлений по исследованным скважинам по интервалам перфорации. Этот способ позволяет разбить площадь залежи по линиям минимальных давлений (нейтральным линиям), имеющим минимальные перетоки жидкости, на участки по каждому пласту, которые можно анализировать как самостоятельные объекты разработки. Кроме того, сравнительный анализ по картам пластовых давлений (на разные даты) позволяет выявить зоны, слабо реагирующие на изменение режима закачивания и отбора во времени. Следует отметить, что данный способ не является универсальным, позволяющим получать жесткие постоянные границы разукрупнения объекта, а имеет локальное применение, так как поле давления непостоянно и меняется во времени в зависимости от режима работы добывающих и нагнетательных скважин. В данном случае способ используется для выделения и разукрупнения объекта на дату рассмотрения с целью сопоставления степени выработанности запасов одного участка относительно друг друга. Для обозначения границ между участками следует использовать карты направлений линий тока жидкости, для построения которых использовались карты векторных полей градиентов давления.

Оценка степени гидродинамического взаимодействия между скважинами. С целью изучения процесса выработки запасов нефти по отдельным скважинам и обоснования мероприятий по интенсификации и регулированию разработки залежи необходимо рассмотреть зоны дренирования отдельных скважин, а затем оценить направления опережающего вытеснения нефти нагнетаемой водой для установления рядов и зон «стягивания» нефти, слабо выработанных участков с преждевременным прорывом закачиваемой воды. При оценке опережающего направления вытеснения нефти учитываются сроки начала нагнетания воды в скважины, степень реагирования конкретных добывающих скважин на ввод новых нагнетательных скважин. Качественная оценка влияния определяется по срокам начала и темпам обводнения продукции скважины, росту дебитов жидкости и забойного давления.

Необходимо учитывать изменения коллекторских свойств перфорированных прослоев в продуктивном разрезе как нагнетательных, так и добывающих скважин. Таким образом, устанавливается степень гидродинамической связи между конкретными нагнетательными и добывающими скважинами продуктивной площади. Сопоставление гидродинамической связи проводится в различных направлениях: как вдоль рядов добывающих

скважин, так и перпендикулярно их расположению. При этом учитываются периоды эксплуатации и простоев добывающих и нагнетательных скважин, способы эксплуатации, отбора нефти, воды и жидкости по каждой скважине.

На основе детального анализа, проводимого по описанной методике, на изучаемом участке устанавливается возможное расположение «целиков» нефти, оцениваются их балансовые запасы и обосновываются конкретные ГТМ по добывающим скважинам. Применительно к решению нефтепромысловых задач Айвазяном С.А. и Енюковым И.С. была разработана специальная методика для оценки степени взаимодействия между скважинами.

3.5. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях

Принципы объединения нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект. Эксплуатационный объект – это часть нефтяной залежи по площади и по толщине пластов, предназначенный для эксплуатации по самостоятельным сеткам добывающих и нагнетательных скважин. Правильный выбор таких объектов – залог эффективной разработки нефтяного месторождения с высокими технико-экономическими показателями.

В настоящее время в связи с улучшением технической оснащенности промыслов наблюдается тенденция учета большого числа параметров и критериев при объединении нескольких пластов в один эксплуатационный объект. Например, значительная разница в проницаемости пород пластов с различными свойствами не влияет на их объединение в один объект разработки, так как методы поддержания давления при закачивании воды в различные пласты через нагнетательные скважины, расположенные по единой сетке, позволяют регулировать продвижение водонефтяного контакта. С увеличением числа разрабатываемых пластов один и тот же дебит получают при меньших депрессиях, в результате чего увеличивается фонтанный период работы пласта, эксплуатируются насосные скважины с меньшими глубинами спуска оборудования, затрудняется разрушение слабосцементированных пород пластов, прорыв посторонних вод в скважину и т. д.

Различные пласты объединяются на основе комплексного изучения геологического строения залежи и отдельных ее объектов, гидродинамической их характеристики и технико-экономических показателей разработки при различных схемах выделения эксплуатационных объектов [34]. Основным критерием правильности выделения эксплуатационных объектов в один – рациональность показателей разработки. Считается оптимальным тот вариант, который обеспечивает выполнение плановых заданий при наименьших расходах средств и максимально возможных коэффициентах нефтеотдачи в

условиях соблюдения всех необходимых мер по охране недр и окружающей среды.

При изучении геологического строения продуктивной толщи анализируются различные ее характеристики: толщина и число продуктивных пропластков и разделяющих их промежуточных зон; литологическая характеристика продуктивных пластов; коллекторские свойства пород; типы залежей, приуроченные к различным горизонтам; степень совпадения в них и положение водонефтяных контактов (ВНК); наличие водоносных и газовых горизонтов в продуктивной толще; ожидаемые и планируемые режимы работы пластов; состав и свойства нефти и газа в различных горизонтах; запасы в них нефти и газа.

Самостоятельными объектами разработки могут быть пласты значительной толщины, имеющие крупные (20 - 30 м и более) непроницаемые прослои. При не большой их толщине и наличии зон слияния, осложняющих раздельное нагнетание воды в каждый из пластов и регулирование процессов разработки, пласты объединяются в единый эксплуатационный объект. Желательно, чтобы типы залежей были одинаковыми.

Нецелесообразно объединять пласты с различной литологической характеристикой (например, коллектор, сложенный трещиноватыми карбонатными породами, с терригенным). Считается, что допустимо совмещать пласты, проницаемость пород которых различается в 2 - 3 раза, если методы поддержания давления позволяют выравнивать темпы их выработки. Объединение пластов целесообразно при единых водонапорной системе и поверхности водонефтяного контакта и нецелесообразно при условиях быстрого обводнения одного или нескольких пластов, а также при химической несовместимости пластовых вод. Совместная разработка пластов облегчается, если природные условия способствуют проявлению или поддержанию одинакового гидродинамического режима работы.

На выбор эксплуатационных объектов влияют физические и физико-химические свойства нефти и газа. Высокая вязкость нефти, большое различие в давлениях насыщения нефти газом, значительное содержание парафина и сернистых соединений в нефти некоторых пластов препятствует объединению их в один объект. В некоторых случаях нельзя объединять пласты вследствие высокого содержания азота, сероводорода и других примесей в газе, растворенном в нефти.

Допустимые пределы снижения давления ниже давления насыщения нефти газом определяются по данным гидродинамических расчетов, с помощью которых устанавливаются ожидаемые забойные депрессии при различных схемах объединения пластов и различных вариантах разработки. Считается, что для объединения пластов в один объект эксплуатации при водонапорных режимах во избежание «закупоривания» коллекторов газом

забойные давления в скважинах не должны быть ниже, чем на 25 % от давления насыщения газом нефти объединяемых горизонтов.

Целесообразность объединения пластов в один объект эксплуатации, установленная по упомянутым геологическим признакам, далее уточняется и проверяется технологическим анализом, гидродинамическими и экономическими расчетами. При этом рассматривается ряд вариантов показателей совместной разработки пластов, объединенных в один эксплуатационный объект, в различных сочетаниях. Следует учитывать, что при совместной разработке нескольких пластов утрачиваются некоторые положительные качества отдельной эксплуатации каждого из них. Например, максимально возможная добыча нефти из всех горизонтов при самостоятельной их разработке может значительно превышать суммарный дебит этих же пластов при объединении их в один объект эксплуатации. Это связано с различием допустимых депрессий давления между забоями скважин и пластом некоторых объединяемых объектов. При совместной эксплуатации забойные давления устанавливаются по какому-либо одному ограничивающему признаку или по нескольким из них, ограничивающим отбор нефти (разрушение слабосцементированных пород одного из горизонтов, повышенное значение давления насыщения нефти газом в другом, близость газонефтяного или водонефтяного контактов и т. д.). Эти особенности в свойствах некоторых из объектов вынуждают устанавливать депрессии, значительно меньшие, чем те, которые допустимы для ряда других объединяемых горизонтов. Имеются и другие причины снижения суммарной продуктивности пластов при их объединении. В результате уровень максимальных отборов нефти из пластов при их объединении снижается. Поэтому в процессе гидродинамических расчетов оценивается продуктивность каждого из объединенных пластов.

Дебиты скважин при объединении высокопродуктивных горизонтов должны быть согласованы с пропускной способностью и производительностью имеющегося эксплуатационного оборудования. Целесообразный вариант объединения пластов окончательно определяется по данным экономического анализа.

Разделение залежи по площади на эксплуатационные объекты проводится с учетом разобщенности различных частей залежи тектоническими нарушениями и зонами выклинивания пластов с учетом существенных изменений коллекторских свойств пород по простиранию пластов и физических свойств нефти, с учетом геометрии залежи, неравномерностей залегания запасов и водонефтенасыщенности коллекторов в различных частях залежи и т. д.

Из изложенного следует, что для правильного и своевременного решения задач выделения эксплуатационных объектов необходимо, соответственно, организовать разведку и подготовку многопластовых нефтяных месторождений к разработке. В работе [34] показано, что существенная роль при выделении эксплуатационных объектов принадлежит геологическим характеристикам объединяемых горизонтов. Сложность их анализа заключается в недостаточности имеющихся количественных оценок весомости упомянутых геологопромысловых характеристик объединяемых пластов. Поэтому в последнее время делаются попытки при выделении эксплуатационных объектов учесть количественные критерии, связанные с геологическими особенностями строения различных горизонтов. В качестве примера приводится методика количественной оценки степени различия свойств, объединяемых пластов, предложенная В. Г. Каналиным [34]. Методика позволяет оценивать зависимость коэффициента продуктивности скважин при совместной эксплуатации пластов от степени их различия по нескольким геологопромысловым признакам. По этой методике можно (по данным учета снижения годовых отборов нефти при различных вариантах объединения пластов) определить влияние степени различия свойств пластов на результаты их совместной эксплуатации.

3.6. Методика оценки годовых отборов нефти при объединении нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект

Оценив влияние степени различия свойств между продуктивными пластами на результаты их совместной разработки при решении вопроса о возможности объединения нескольких нефтеносных пластов в один эксплуатационный объект, необходимо сравнить получаемые отборы добываемой нефти при отдельной (последовательной) и совместной их эксплуатации. Получаемая разница в добыче нефти позволяет оценить ее уменьшение (Δq) при текущих суточном и годовом отборах. Максимальное уменьшение добычи нефти Δq_{\max} будет наблюдаться при полном разбуривании залежи (или объекта эксплуатации) всеми проектными добывающими и нагнетательными скважинами, т. е. при максимальном годовом отборе добываемой нефти.

Для оценки снижения добычи нефти Δq , при сравнении соответствующих отборов в процессе отдельной и совместной эксплуатации пластов, можно использовать следующую методику. Годовые отборы нефти определяют с помощью среднего коэффициента продуктивности залежи нефти или в целом эксплуатационного объекта.

Максимальный дебит нефти (q_0) ряда скважин нефтяной залежи (в целом залежи) или многопластового эксплуатационного объекта можно определить по формуле

$$q_0 = K_{cp} n_0 (p_n - p_d) \varphi 365 \xi, \quad (3.6)$$

где K_{cp} – средний коэффициент продуктивности скважин, рассчитанный по всем скважинам прямым или косвенным способами;

n_0 – общее число пробуренных и введенных в работу скважин;

p_n, p_d – соответственно, давление на забое нагнетательных и добывающих скважин;

φ – функция относительной производительности скважин (дебит жидкости на одну скважину при единичных средних коэффициенте продуктивности и перепаде давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин);

ξ – коэффициент эксплуатации.

В расчетную формулу (3.6) по разрабатываемым месторождениям при отдельной и совместной разработке подставляются соответствующие коэффициенты продуктивности $K_1, K_2 \dots K_n$ и $K_{сов}$.

Разницу между суммарной добычей Δq сравниваемых пластов и добычей нефти при совместной их эксплуатации следует определять (уменьшение добычи нефти) по формуле

$$\Delta q = (q_1 + q_2 + \dots + q_n) - q_{сов}, \quad (3.7)$$

где q_1, q_2, \dots, q_n – соответственно, максимальный годовой отбор добычи нефти из первого второго и n -го пластов при условии их отдельной эксплуатации;

$q_{сов}$ – максимальный годовой отбор добычи нефти при совместной эксплуатации n пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект.

По нефтяным месторождениям, введенным в разработку лишь частично или которые предполагается в ближайшее время ввести в разработку, вначале определяют коэффициенты продуктивности K_i по каждой скважине по продуктивным пластам косвенными методами при условии их самостоятельной разработки, а затем суммарный коэффициент продуктивности $K_{сум}$. Затем на основе составленных уравнений по отношениям геологопромысловых признаков (λ) находят коэффициент продуктивности ($\bar{K}_{сов}$) при совместной эксплуатации сравниваемых пластов. Далее рассчитывают максимальные годовые отборы нефти при отдельной и совместной эксплуатации сравниваемых пластов и определяют Δq .

Изложенная методика позволяет оценить уменьшение текущей добычи нефти лишь в том случае, если сравниваются максимальные отборы нефти.

Однако при решении вопроса о наиболее рациональном варианте совмещения пластов в эксплуатационные объекты необходимо определить годовые отборы нефти при отдельной и совместной их эксплуатации, а также соответствующие уменьшения в добыче нефти Δq за основной период или за весь срок разработки. При этом необходимо оценить влияние степени различия на результаты их совместной эксплуатации в динамике, т. е. за основной период или весь срок разработки пластов или в целом по эксплуатационному объекту.

В работе [33] между текущим дебитом нефти и текущими извлекаемыми запасами устанавливается прямая пропорциональность в виде отношения (i) текущего дебита к текущим извлекаемым запасам, которое является постоянной величиной:

$$i = \frac{q_0}{Q_0} = \text{const } i, \quad (3.8)$$

где i – постоянный коэффициент;

q_0 – максимальный годовой дебит нефти (амплитудный дебит);

Q_0 – начальные извлекаемые запасы нефти.

С увеличением времени эксплуатации нефтяной залежи суммарный отбор нефти Q_q из нее будет равен извлекаемым запасам нефти Q_0 :

$$Q_q = \frac{q_0}{i} = Q_0, \quad (3.9)$$

где $q = q_0 e^{-it}$ - текущий отбор. (3.10)

Тогда отбор нефти за каждый год можно рассчитать после частичного преобразования формул (3.9) и (3.10), в результате получим:

$$q^{(t)} = q_0^{(t)} \frac{Q_0^{(t)} - Q_q^{(t)}}{Q_0^{(t)}}; \quad (3.11)$$

здесь $q^{(t)}$ – отбор нефти за t -й интервал времени;

$q_0^{(t)}$ – амплитудный дебит нефти по состоянию на середину t -го интервала времени;

$Q_0^{(t)}$ – начальные извлекаемые запасы нефти, введенные в активную разработку к середине t -го интервала времени;

$Q_q^{(t)}$ – накопленный отбор нефти за период 1-го интервала,

$$Q_q^{(t)} = \left[\sum_{i=1}^{t-1} q^i \right] + \frac{1}{2} q^{(t)}. \quad (3.12)$$

С учетом (3.9 и (3.12) получим формулу дебита нефти:

$$q^{(t)} = \frac{\frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)}}}{1 + \frac{1}{2} \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)}}} \left[Q_0^{(t)} - (q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)}) \right], \quad (3.13)$$

где $q^{(1)}$, $q^{(t-1)}$, $q^{(t)}$ – соответственно годовой дебит нефти в первом, в предшествующем и в рассматриваемом годах.

После таких расчетов сравнивают годовые и накопленные отборы нефти при отдельной и совместной эксплуатации пластов, оценивают снижение добычи при различных вариантах объединения пластов в эксплуатационные объекты.

Полученные в процессе гидродинамических расчетов технологические показатели: объем добычи нефти, жидкости, обводненность продукции, объем закачиваемой воды, число эксплуатационных и нагнетательных скважин при вариантах отдельной и совместной эксплуатации пластов, – являются основными и используются для определения экономических показателей разработки каждого рассматриваемого варианта.

Такое детальное изучение и учет геологопромысловых особенностей продуктивных пластов, объединяемых в эксплуатационные объекты, позволяет сделать предварительные выводы о рациональности их объединения с учетом накопленной добычи за основной срок эксплуатации и коэффициента нефтеотдачи. Окончательный выбор оптимального варианта должен быть осуществлен путем сопоставления количественных и качественных показателей разработки месторождения по отдельным вариантам. Для предприятия рациональным считается такой вариант разработки месторождения, который обеспечивает минимум приведенных затрат с учетом фактора времени, общих удельных затрат за основной период разработки и максимум прибыли на 1 руб. капитальных вложений.

Учитывая невосполнимость запасов и повышенное требование к коэффициенту нефтеотдачи, оптимальность объединения пластов для совместной эксплуатации необходимо оценивать по народнохозяйственному эффекту.

3.7. Принципиальные особенности проектирования технологических систем разработки

Задачи и особенности проектирования процесса разработки. Разработка залежи – вызов процесса притока пластовых жидкостей и управление его дальнейшим течением из пласта в ствол скважины. При этом следует установить необходимое их число, схему размещения по площади залежи, время ввода в действие и режимы работы этих скважин. Среди указанных скважин могут быть скважины различного назначения: добывающие (нефтяные); нагнетательные (водяные или газовые); контрольные скважины разных типов (пьезометрические, наблюдательные и т. п.). Все эти вопросы должны быть разрешены при проектировании систем разработки. Намеченная система должна обеспечивать необходимый (диктуемый потребностями) уровень добычи нефти при возможно меньших народнохозяйственных издержках и при возможно более полном извлечении нефти из недр. Только при соблюдении этих условий система разработки может быть названа рациональной.

Решить указанную задачу непосредственно (прямым путем) в настоящее время невозможно, так как не существует метода, позволяющего определить число, схему, размещение, порядок и режим работы скважин, обеспечивающих тот или иной заданный уровень добычи нефти при минимальных издержках и высокой нефтеотдаче. Поэтому установить рациональную систему разработки некоторой залежи можно только путем проведения технико-экономического анализа большой совокупности самых различных схем и вариантов разработки. Для этого определяют основные показатели процесса разработки при различных схемах и различных вариантах разработки. Решить эту задачу путем непосредственного промыслового эксперимента невозможно. Тем не менее, указанную задачу следует решать либо путем моделирования, либо с помощью гидродинамических расчетов. На модели или путём расчетов вполне возможно заставить залежь «проработать» в самых разнообразных условиях и получить при этом основные показатели процесса разработки для конкретных условий. Эти показатели базовые для технико-экономического анализа, в результате проведения которого устанавливаются рациональная схема и оптимальный вариант.

Таким образом, ряд вопросов, имеющих первостепенное значение при проектировании системы разработки, может быть решен только с помощью гидродинамических методов.

К таким вопросам в первую очередь относятся:

- определение наиболее выгодных схем размещения добывающих и нагнетательных скважин и порядка их ввода в работу;

- определение дебитов скважин как добывающих, так и нагнетательных, в различные моменты процесса разработки; установление динамики текущей добычи нефти и сопутствующих ей воды и газа в целом по залежи;
- определение сроков работы отдельных групп скважин, а также полного срока разработки залежи;
- выявление характерных особенностей продвижения границы раздела “нефть - вода” и “нефть - газ”.

Причем все эти вопросы должны быть решены отдельно для каждого из рассматриваемых схем и вариантов разработки.

Сущность гидродинамических методов заключается в определении количественной связи между поведением дебитов скважин и давлений на забоях этих скважин и на определенных контурах, скоростей и сроков перемещения отдельных частиц пластовой жидкости в зависимости от формы залежи, параметров продуктивного пласта, вязкости нефти, воды и газа или их смесей, числа и взаимного расположения скважин. Расчетные формулы для проведения гидродинамических расчетов базируются на основных законах фильтрации жидкостей в пористых средах и законах взаимодействия отдельных скважин в процессе их совместной работы.

Чтобы получить качественные данные о ходе процесса разработки перед выполнением гидродинамических расчетов, необходимо собрать возможно более полные и вполне достоверные данные о залежи как объекте разработки. Эти данные должны характеризовать строение залежи, физические свойства пород и жидкостей в пределах залежи, условия эксплуатации скважин. Кроме того, необходимы также сведения об окружающей залежь области.

В связи со сложным строением пластов необходима систематизация и определенная идеализация исходных данных. Дело в том, что залежи нефти обычно имеют весьма сложную форму как в плане, так и по разрезу, а такие основные параметры пласта, как толщина, проницаемость и пористость, могут изменяться по площади в значительных интервалах. Это усложняет определение основных показателей процесса разработки с учетом детализации геологического строения залежи и всех особенностей изменения параметров продуктивного пласта.

Используя современные ПЭВМ, можно было бы для той или иной конкретной залежи исследовать процесс разработки во всей его сложности с учетом всех особенностей данной залежи. Основным препятствием является не трудоемкость такой работы, а то обстоятельство, что для ее проведения, как правило, не бывает достаточно необходимых исходных данных. Дело в том, что на стадии проектирования мы располагаем данными по сравнительно

ограниченному числу скважин. Как показывает практика, средние значения основных пластовых параметров, установленные по этому небольшому числу скважин, мало изменяются после бурения всех остальных скважин. В то же время характер изменения этих же параметров по площади залежи изменяется существенно. Указанное обстоятельство в большинстве случаев делает безусловным (необходимым) выполнение гидродинамического прогноза хода процесса разработки с учетом всех деталей геологического строения в том виде, как они представляются на данной стадии. Только в отдельных случаях, когда основные параметры пласта существенно отличаются на разных частях залежи, имеет смысл выполнять расчеты отдельно по этим частям.

После сбора, обработки и систематизации исходных данных для проектирования необходимо построить идеализированную расчетную схему залежи. Так как вертикальные размеры залежи обычно малы, по сравнению с горизонтальными, при построении такой схемы, как правило, заменяют действительную картину фильтрации ее проекцией на горизонтальную плоскость. Далее фактический постепенный переход от нефтенасыщенной части залежи к водоносной заменяют расчетным контуром нефтеносности с вертикальным водонефтяным контактом. Полученную фигуру расчетного контура нефтеносности заменяют фигурой правильной геометрической формы: полосой, кругом, кольцом, сектором кольца или круга либо фигурой, состоящей из серии примыкающих друг к другу участков простых указанных форм.

Для построенной таким образом идеализированной расчетной схемы залежи принимается гипотеза об однородности пласта как по площади залежи, так и по вертикальному разрезу. Параметры такого расчетного пласта устанавливаются путем осреднения по определенным правилам фактических исходных данных. Для получения более полных данных о разработке пользуются расчетными схемами неоднородного пласта. В дальнейшем все различные принципиальные схемы процесса и варианты расстановки скважин рассчитываются и анализируются для идеализированной расчетной схемы. В результате технико-экономического анализа выбирается рациональная система разработки. Таким путем более или менее правильно устанавливают рациональное число скважин на залежи и схему их размещения, наиболее эффективные режимы работы скважин, уровень добычи нефти по залежи и его изменение во времени, срок извлечения основных промышленных запасов нефти, средние сроки работы различных групп скважин.

Вместе с тем необходимо учитывать, что это лишь общие и средние показатели процесса разработки. В действительности, учитывая сложности геологического строения залежи, дебиты отдельных скважин и сроки их

работы, а также продуктивность, сроки разработки отдельных участков залежи могут значительно отличаться от средних проектных данных. Поэтому не следует догматизировать цифровые данные проекта, а следует помнить о принципиальном отличии проекта разработки от проекта того или иного предприятия или сооружения.

Понятно, что чем полнее и достовернее исходные данные об объекте, тем достовернее выходные данные проекта. Поэтому для повышения качества проектирования целесообразно применять двухстадийное, а в особо сложных случаях иногда и трехстадийное проектирование. В этом случае порядок выполнения работ следующий.

По данным бурения разведочных скважин путем, указанным выше, составляется технологическая схема разработки, характеризующая возможность залежи и обосновывающая рациональную систему ее разработки. По этой схеме с целью получения достоверного и достаточно детального освещения залежи намечается бурение первоочередных скважин не подряд, исходя из организационно-технических выгод проведения процесса бурения, а по разреженной сетке, по возможности по всей площади залежи. По этим скважинам собирают и аккумулируют обычные геологические, геофизические и лабораторные данные и проводят по ним широкий и всесторонний комплекс гидродинамических исследований с целью определения основных параметров пласта как по всей площади залежи, так и непосредственно по данным фильтрации реальной пластовой жидкости.

Только после выполнения такой программы исследований можно приступить к составлению проекта разработки, учитывающего основные характерные детали строения залежи и более достоверного, чем технологическая схема разработки. Однако и при таком порядке проектирования нельзя рассчитывать, что в проекте могут быть установлены заранее на весь срок разработки все детали хода процесса. Несомненно, что в этом случае по мере развития процесса разработки (по мере накопления новых фактических данных), а также по мере появления новых технических возможностей в проект необходимо будет вносить отдельные уточнения и коррективы.

Однако эти уточнения и коррективы будут менее значительными, чем при одностадийном проектировании, а возможность принятия неудачных систем и ошибочных рекомендаций снизится в несколько раз.

Из этого следует, что при проектировании необходимо предусмотреть такой порядок проведения работ по разработке залежи, который позволял бы дополнять запроектированную систему разработки в соответствии с выявленными изменениями условий эксплуатации по мере накопления дополнительных данных о геологическом строении залежи, основных параметрах пласта и т. п.

3.8. Системы разработки и принципы выбора метода искусственного воздействия на пласт

Процесс разработки нефтяной залежи может протекать как при влиянии только природных источников энергии, так и при использовании различных методов воздействия на пласт. При использовании различных методов воздействия на пласт процесс разработки будет протекать более интенсивно, а иногда и с большей полнотой извлечения запасов нефти. Достигнутый при этом выигрыш в темпах, а в ряде случаев и по запасам, потребует проведения дополнительных работ и дополнительных материальных затрат. Поэтому возникает вопрос, можно ли для извлечения нефти использовать только природную энергию, удовлетворит ли она нас как в отношении скорости, так и в отношении полноты извлечения запасов нефти, или необходимо применять какое-то дополнительное воздействие на пласт? В последнем случае необходимо установить вид воздействия (закачивание воды, газа, пара или другого агента) и схему воздействия (законтурное, внутриконтурное или площадное заводнение, блоковое, очаговое или нагнетание газа в газовую шапку, в среднюю часть залежи, насыщенную нефтью, или же по всей площади залежи)? Нужно также установить, какое следует поддерживать давление в пласте, на линии или на линиях нагнетания (равное начальному пластовому давлению, ниже или выше его). При нагнетании пара также следует определить наиболее оптимальные его параметры.

В ряде случаев решить вопросы, необходимые при выборе схемы воздействия на пласт – принципиальной схемы разработки данной залежи, только на основании гидродинамических расчетов не представляется возможным. Тогда проводят экономическую оценку различных вариантов воздействия на пласт. Лишь только после этого будет достаточно данных для выбора наилучшей в рассматриваемых условиях схемы воздействия на пласт.

Правильно ответить на вопрос о возможности использования только естественной энергии можно лишь на основании изучения внешней (законтурной) области залежи газовой шапки, если таковая имеется. Необходимо выяснить значения основных параметров пласта в законтурной области, а главным образом - ее протяженности и наличия естественных источников поддержания пластового давления в виде зон питания пласта различными водами.

Характеристика внешней области залежи устанавливается, начиная с использования всех данных разведки не только исследуемой залежи, но и соседних. Однако основную полноценную гидродинамическую характеристику внешней области, как правило, определяют по данным наблюдения за падением давления в залежи в связи с отбором из нее жидкости.

На основании анализа изменения пластового давления в течение опытной эксплуатации залежи получают обычно обобщенное описание внешней зоны, характеризующейся коэффициентом Z (предложенным акад. АН СССР А. П. Крыловым) и представляющего собой отношение фактической средней депрессии к депрессии, определяемой по формулам упругого режима в предположении бесконечности пласта.

Зная коэффициент Z , с помощью соответствующих расчетов по теоретическим формулам уже нетрудно прогнозировать изменение пластового давления при различных темпах разработки залежи. Точность этого предсказания находится в прямой зависимости от точности определения коэффициента Z , что, в свою очередь, зависит от точности замеров пластового давления и продолжительности проводившихся наблюдений. Для выполнения этих расчетов вполне допустимо воспользоваться самым простейшим видом схематизации залежи – равновеликим по площади кругом (или его части при наличии установленных сбросов или зон выклинивания пласта) при постоянной добыче. Обычно имеет смысл рассмотреть три варианта разработки, отличающихся друг от друга по темпам. Например, для залежей небольших размеров следует рассмотреть сроки разработки за 7, 15 и 25 лет, для залежей более крупных – за 10, 20 и 30 лет. Наиболее продолжительные сроки принимают, главным образом, для придания объективности расчетам. Если оказывается, что и в эти сроки невозможен процесс разработки залежи при влиянии природных источников энергии, то следует считать вопрос решенным окончательно в пользу поддержания пластового давления.

Уровень добычи нефти, который в первом приближении принимаем постоянным, определяется делением промышленных запасов нефти в залежи на предполагаемый срок разработки.

Если в залежи имеется газовая шапка, необходимо оценить возможности разработки залежи за счет естественной энергии. Для этого необходимо задаться рядом приемлемых сроков разработки и определить ориентировочный уровень добычи нефти. Затем рассчитывают изменение во времени давления в газовой шапке, в зоне эксплуатационных скважин и на их забоях. Если в залежи содержится газовая шапка и действует напор краевых вод, необходимо определить возможность разработки залежи за счет одновременного влияния основных факторов: вытеснения нефти газом со стороны газовой шапки и вытеснения нефти водой из законтурной области. При этом необходимо учитывать, что определение коэффициента Z в таких условиях несколько усложняется. Чтобы найти добычу нефти за счет энергии законтурной области, нужно из фактической добычи вычесть то количество нефти, которое получено за счет энергии упругого расширения газовой шапки ($Q_{\text{ш}}$). Значение $Q_{\text{ш}}$ можно определить по формуле $Q_{\text{ш}} = V_0 (hplp)$, но для этого должны быть достаточно точные и достоверные данные о первоначальном

объеме газовой шапки V_0 и об изменении в ней давления $\Delta p = p_0 - p$ (p_0 – первоначальное, а p – среднее текущее давление газа в газовой шапке).

Во всех описанных случаях расчеты сначала выполняют для самого короткого и самого длинного срока разработки, а для среднего лишь при необходимости.

Результаты, полученные указанными расчетами, можно подразделить на три типичных случая:

1. Падение пластового давления к концу самого короткого срока разработки меньше допустимого снижения давления. Тогда разработку можно вести без поддержания пластового давления.

2. Падение пластового давления уже через небольшой промежуток времени при самых низких темпах разработки (самом большом сроке разработки) больше допустимого падения давления. Тогда необходимо проектировать поддержание пластового давления (с самого начала разработки или допуская некоторое снижение давления, а как именно – уточняется в дальнейшем).

3. Падение пластового давления совпадает с допустимым снижением давления при сроках разработки, укладываемых в указанные выше пределы. Вопрос о необходимости (или ненужности) поддержания давления не решается безапелляционно указанными расчетами. Необходимо более детальное исследование рассматриваемого вопроса. Поэтому нужно наметить расчетные варианты для выполнения более подробных и более точных гидродинамических расчетов как при отсутствии поддержания давления, так и с применением закачивания воды в законтурную или внутриконтурную область (или нагнетания газа), с последующей экономической оценкой различных вариантов. Более детальное исследование необходимо и тогда, когда пластовое давление снижается до допустимого несколько ранее истечения срока разработки при наиболее медленных темпах добычи нефти.

Для тех случаев, когда можно обойтись без поддержания давления, выбор принципиальной схемы разработки на этом заканчивается. После этого переходят к установлению расчетных вариантов. Если необходимо поддерживать пластовое давление искусственным путем, решают вопрос о принципиальной схеме поддержания давления – о принципиальной схеме воздействия на пласт.

Принципиальные схемы воздействия на пласт. При проектировании схем воздействия на пласты, в первую очередь необходимо установить вид закачиваемого агента в пласт (воды или газа) и схему воздействия (закачивания воды за контур или внутрь контура нефтеносности).

Необходимо учитывать, что при законтурном заводнении не нарушается, а лишь интенсифицируется естественное течение процесса, приближая область питания непосредственно к самой залежи. При законтурном завод-

нении «стягивание» контуров нефтеносности в тех случаях, когда пласт в основном представлен непрерывным и хорошо проницаемым коллектором и если наклон его значителен, может проходить наиболее рационально и коэффициент нефтеотдачи будет наиболее высоким. Однако далеко не всегда можно ограничиться применением законтурного заводнения. Для залежей, размер которых сравнительно невелик и разработка которых может быть осуществлена за приемлемые сроки при поддержании давления только за контуром, вопрос о целесообразности внутриконтурного закачивания, вместо законтурного, решается с учетом проницаемости законтурной области, которая в свою очередь определяет приемистость нагнетательных скважин. При низкой и весьма низкой проницаемости за контуром нефтеносности для эффективности процесса поддержания давления следует наметить закачивания во внутреннюю часть залежи, то есть запроектировать внутриконтурное заводнение.

В отдельных случаях можно вести закачивание воды непосредственно на контуре нефтеносности – осуществить так называемое приконтурное заводнение.

Для крупных залежей может оказаться, что одно только законтурное заводнение, если оно и возможно, не может обеспечить разработку залежи в приемлемые сроки. Тогда, помимо законтурного, необходимо запроектировать и внутриконтурное заводнение. Причем в этом случае залежь должна «разрезаться» или «надрезаться» рядами нагнетательных скважин на отдельные площади-участки, разработка которых может быть закончена в достаточно сжатые сроки. На некоторых залежах с низкими коллекторскими свойствами, где даже наиболее интенсивные системы воздействия с внутриконтурным «разрезанием» не в состоянии обеспечить нужных темпов разработки, с самого начала их эксплуатации проектируется площадное заводнение. Применение этого метода может обеспечить необходимые темпы разработки даже при самых плохих коллекторских свойствах коллекторов залежи.

Гидродинамические расчеты показывают, что максимальные дебиты добывающих и нагнетательных скважин можно получить при их размещении по сеткам площадного заводнения. В этом случае эксплуатационные и нагнетательные скважины как бы «переплетаются» друг с другом, максимально приближаясь (при равной средней плотности сетки скважин), а фильтрационные сопротивления между их забоями сокращаются до минимума.

Достаточно сказать, что, разместив определенное число скважин на той же площади по четырех-, пяти- или семиточечной системе площадного заводнения, можно получить в 2,5 - 3,5 раза большую добычу нефти, чем при системе внутриконтурного заводнения, когда между двумя линейными рядами нагнетательных скважин располагается пять рядов добывающих сква-

жин. Следовательно, применение площадного заводнения с начала разработки может резко повысить эффективность добычи нефти и ощутимо снизить расход металла на каждую тонну добытой нефти. Естественно, возникает вопрос: почему же в настоящее время повсеместно не применяется площадное заводнение с самого начала разработки месторождений, дающих основную добычу нефти в стране?

Некоторые специалисты считают, если площадное заводнение применять с начала разработки, то можно получить меньшую конечную нефтеотдачу и большое количество попутной воды. Однако теоретическое изучение этого вопроса и практика применения внутриконтурного заводнения все больше свидетельствуют о необоснованности такого мнения.

Для примера рассмотрим сначала идеальный однородный пласт при соотношении вязкостей нефти и воды от 1 до 5 - 8. Анализ показывает, что в таком пласте при пятирядной системе вода в первом ряду добывающих скважин появится после того, как будет отобрано 30 - 40 % извлекаемых запасов нефти. При площадной системе заводнения до появления воды из рассматриваемого пласта удастся отобрать 60 - 70 % запасов нефти.

Несколько отлично будет протекать процесс обводнения в пятирядной системе. При определенном проценте воды в скважинах первого ряда целесообразно отключить этот ряд. В результате обводненность продукции резко снизится. Однако затем, после извлечения 60 - 75 % промышленных запасов нефти, начнет обводняться второй ряд и содержание воды в добываемой продукции будет резко возрастать. В какой-то момент времени будет выключен второй ряд добывающих скважин, что позволит опять снизить обводненность продукции. Но только временно, так как после извлечения 85 - 95 % промышленных запасов нефти снова начнется обводнение последних добывающих скважин. Таким образом, в однородном пласте до того, как будет отобрано 75 - 85 % промышленных запасов нефти, площадное заводнение имеет явные преимущества перед пятирядной системой внутриконтурного заводнения: дебит нефти и жидкости гораздо дольше поддерживается стабильным; вода в эксплуатационных скважинах появляется позже. Лишь после того, как будет отобрано около 80 % запасов, т. е. на самой последней, заключительной стадии разработки, текущий дебит нефти при площадном заводнении станет меньше, а процент воды в скважинной продукции выше, чем при пятирядной системе. За счет этого к концу разработки при площадном заводнении накопленная добыча воды будет несколько больше, чем при пятирядной системе. Как при той, так и при другой системе разработки одинаково достижимы те или иные коэффициенты нефтеотдачи, но при площадном заводнении на самой последней, заключительной стадии разработки, если не прибегнуть к специальным мерам, можно получить большое количество попутной воды. Практика показывает, что одинаковые темпы

отбора при площадном заводнении достигаются для примерно втрое меньшего числа скважин. Из результатов исследований следует, что площадное заводнение в отмеченных условиях эффективнее внутриконтурного.

В природе нет идеально однородных пластов. Все пласты в той или иной степени неоднородны. Большинство из них сложены из нескольких слоев, средняя проницаемость которых различна. В каждом слое свойства изменяются, особенно проницаемость по площади. На отдельных участках хорошо проницаемые породы замещаются плохо проницаемыми или практически непроницаемыми породами. В результате образуется пласт, неоднородный по фильтрационным свойствам как по разрезу, так и по площади. Более того, на отдельных участках отдельные прослои или весь пласт становится прерывистым. В таком пласте фильтрационные потоки пластовой жидкости заметно усложняются. Наряду с основной массой трубок тока, средняя эффективная проницаемость которых близка к средней проницаемости пласта или прослоя, будет значительное число трубок тока с более низкой эффективной проницаемостью. Кроме того, конфигурация многих трубок тока искажается, по сравнению с однородным пластом. Процесс обводнения добывающих скважин для той и другой системы происходит более постепенно и значительно растягивается во времени (вода появляется значительно раньше, но темп нарастания обводненности будет медленнее).

Изменение во времени текущей нефтеотдачи при различных системах разработки одного и того же пласта со средней (типичной) неоднородностью по проницаемости, но непрерывного, показано на рис. 3.1. Расчеты проведены при соотношениях вязкостей $\mu_0 = 2,5$ для систем пятирядной, трехрядной, однорядной и площадной и одинаковой общей плотности сетки скважин, т. е. на одной и той же площади залежи для любой из рассмотренных систем размещается одинаковое число скважин (добывающих и нагнетательных в сумме), что примерно соответствует одинаковым капиталовложениям.

Как следует из данных на рис. 3.1, при трехрядной системе разработки (три ряда добывающих скважин на один нагнетательный) одна и та же текущая нефтеотдача достигается за срок, примерно вдвое больший, чем при площадной или однорядной системе. При пятирядной системе та же нефтеотдача достигается за срок в 1,5 раза больший, чем при трехрядной, или в 3 - 3,5 раза больший, чем при площадной или однорядной системах разработки.

Таким образом, в непрерывном, но неоднородном по проницаемости пласте площадная и однорядная системы имеют явные преимущества перед пяти- и трехрядными системами разработки. Если сравнивать однорядную и площадные системы, то они примерно равноценны: по темпам добычи нефти некоторым преимуществом обладают площадные системы, а по добыче попутной воды в течение основного периода разработки небольшое преимущество имеет однорядная система разработки.

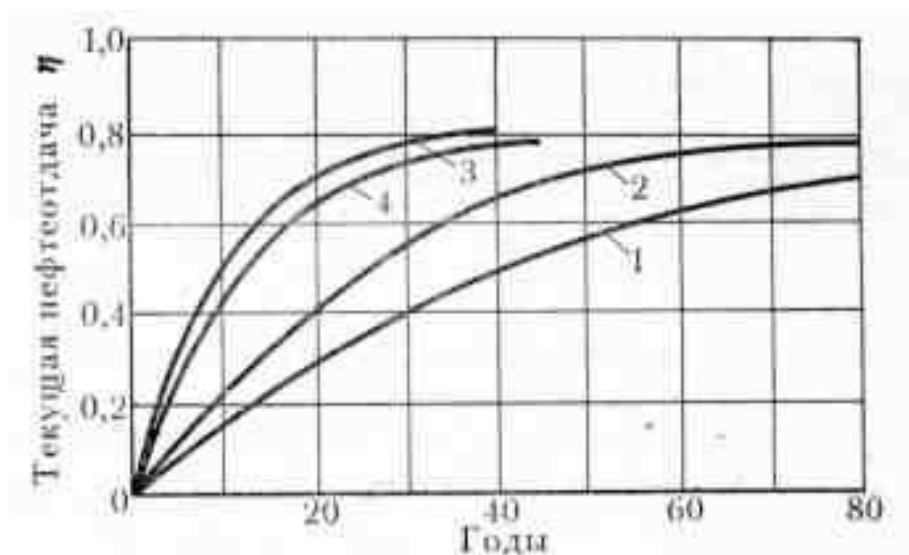


Рис. 3.1. Изменение во времени текущей нефтеотдачи для различных систем разработки в непрерывном пласте:
 1 - пятирядная система, 2 - трехрядная, 3 - площадная,
 4 - однорядная (линейная)

Так как реальные пласты, как правило, прерывисты (отдельные слои выклиниваются), то при удалении нагнетательных скважин от добывающих снижаются как коэффициент воздействия на пласт, так и коэффициент охвата процессом вытеснения. Не случайно на многих месторождениях стали сближать эти ряды или переносить фронт нагнетания, а также бурить дополнительные нагнетательные скважины. В проектах разработки стали предусматривать большой резервный фонд скважин, предназначенных для повышения коэффициента охвата процессом вытеснения и коэффициента воздействия на пласт в процессе разработки по мере выявления и уточнения особенностей геологического строения месторождения. При площадном заводнении нагнетательные и добывающие скважины максимально приближены друг к другу и настолько «переплетены», что каждый участок, дренируемый одной добывающей скважиной, находится под воздействием нескольких нагнетательных, расположенных по разные стороны от нее. В этом случае воздействие на пласт происходит гораздо интенсивнее при более полном охвате его процессом вытеснения. Определенный фонд резервных скважин следует предусматривать и в этом случае, но он может быть существенно сокращен по сравнению с пятирядной или трехрядной системами. Иногда при сильно прерывистом и неоднородном пласте и площадном заводнении целесообразно иметь большой фонд резервных скважин. В таком случае заметно повышается нефтеотдача.

Следует отметить, что в неоднородных прерывистых пластах коэффициент воздействия и охвата процессом вытеснения при площадном заводнении

выше, чем при широко распространенных многорядных системах внутриконтурного заводнения.

Значительно труднее определить систему разработки в условиях неоднородных пластов, при которой охват заводнением по площади залежи будет наиболее рациональным. Если в условиях однородного пласта при высоком проценте обводнения скважин эксплуатировать их дальше нерентабельно, то коэффициент охвата заводнением по площади будет несколько выше для многорядной системы, чем при неизменной системе разработки. Если на заключительной стадии разработки при площадном заводнении часть добывающих скважин перевести под нагнетание, то можно повысить коэффициент охвата заводнением и приблизить его к значению соответствующего коэффициента для многорядной системы. Это, по-видимому, относится и к неоднородному пласту, причем коэффициент охвата заводнением по площади будет выше.

Если предположить, что конечный охват пласта заводнением по площади при площадном заводнении будет ниже, чем при многорядной системе, то следует учитывать, что это скажется на конечной нефтеотдаче в значительно меньшей степени, чем увеличение охвата по разрезу пласта.

В качестве примера приведем данные геолого-гидродинамического анализа и расчетов, проведенных во ВНИИ для одного из месторождений Западной Сибири (рис. 3.2). Как следует из приведенных графиков, наиболее высокая нефтеотдача (58 %) за короткий срок достигается при площадной системе заводнения. Меньшая нефтеотдача получается при однорядной системе (на 1,5 % меньше за срок на 10 % больший); на 4 % ниже, чем при площадном заводнении, нефтеотдача при трехрядной системе; на 9 % ниже, чем при пятирядной. Если принять накопленную добычу нефти к концу разработки при площадном заводнении за 100 %, то при однорядной системе она составит 97,5%, а при трехрядной и пятирядной – 93 и 85 % соответственно.

В настоящее время нет реальных оснований утверждать, что нефтеотдача при площадном заводнении ниже, чем при многорядной системе. Наоборот, для сильно прерывистых пластов больше оснований утверждать как раз обратное.

Практика показывает, что для реальных неоднородных пластов применение площадного заводнения с начала разработки экономически более эффективно, чем применение многорядных систем. Естественно, возникает вопрос, чем объяснить тот факт, что применение площадного заводнения с самого начала разработки проектируется и осуществляется лишь в вынужденных случаях, когда пласт имеет настолько плохие коллекторские свойства, что ни одна другая система не обеспечивает необходимых темпов разработки?

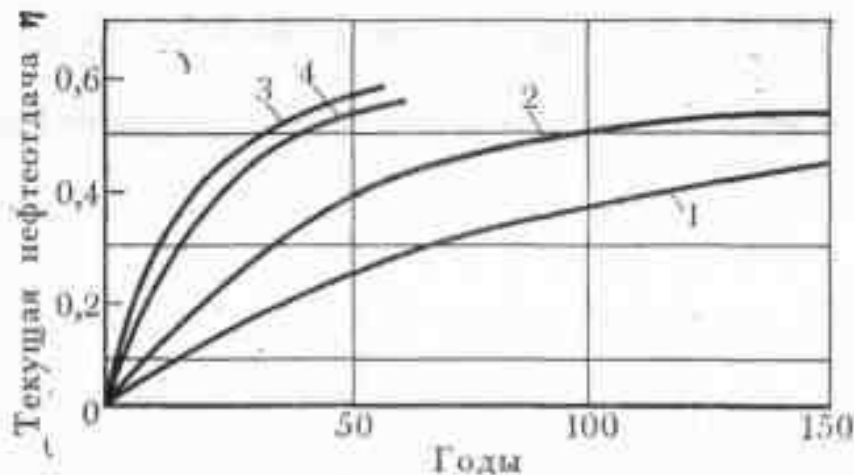


Рис. 3.2. Изменение во времени текущей нефтеотдачи для различных систем разработки в прерывистом пласте:

- 1 – пятирядная система заводнения; 2 – трехрядная;
3 – площадная; 4 – однорядная (линейная)

В первую очередь, это объясняется тем, что, как правило, там, где средняя проницаемость мала, она очень сильно меняется по площади и по разрезу, а сами продуктивные пласты имеют множество зон выклинивания и замещения их непроницаемыми породами. В таких пластах наблюдается в действительности более неравномерное, чем в обычных условиях, продвижение водонефтяного контакта и, как следствие, более ранний прорыв воды в эксплуатационные скважины и пониженная конечная нефтеотдача. Такая ситуация усугубляется при повышенной вязкости нефти. Однако ухудшение нефтеотдачи и повышение добычи попутной воды в таких пластах обусловлено не пороками системы площадного заводнения, а природными свойствами пластов. Объясняется это тем, что при применении площадного заводнения с самого начала разработки в пластах со средней степенью неоднородности, или в более однородных по проницаемости пластах (непрерывных или прерывистых), содержащих к тому же нефть невысокой вязкости (1 - 3 мПа·с), т. е. в случаях, когда используют многорядные системы внутриконтурного заводнения будут достигнуты сравнительно высокая конечная нефтеотдача и сравнительно небольшая добыча попутной воды.

В последние годы теоретические исследования и промысловые испытания показали возможность повышения охвата процессом заводнения сильно неоднородных пластов путем периодического изменения давления в отдельных зонах пласта в результате изменения режимов работы нагнетательных и эксплуатационных скважин (речь идет о так называемом циклическом воздействии на пласт). Именно при площадном заводнении создаются наиболее благоприятные условия для интенсивного и быстрого изменения

давления в любой точке пласта и, следовательно, для применения метода циклического воздействия на пласт.

В настоящее время применяются методы теплового воздействия путем закачивания горячей воды и пара не только на месторождениях с высоковязкими нефтями, но и на залежах с маловязкими нефтями в сочетании с заводнением. Именно при площадном заводнении легче охватить тепловым воздействием большую часть пласта. При системе площадного заводнения возможности эффективного регулирования процесса разработки месторождений путем отдельного закачивания воды в различные прослои под разным давлением возрастают.

Применяя площадное заводнение на труднодоступных и трудноосваиваемых площадях, можно получить намеченный уровень добычи нефти при одновременной работе на меньшем числе объектов, концентрируя на них усилия строительных организаций и более капитально их обустроявая. Это приведет к дополнительной экономии средств и улучшению условий труда нефтяников в трудных для освоения районах.

При бурении и добыче с эстакад или с индивидуальных оснований с применением наклонно-направленных скважин площадное заводнение также дает ряд преимуществ, так как позволяет более независимо вводить отдельные участки залежи и иметь стандартные «ячейки» для разбуривания и обустройства.

В некоторых случаях (при значительной газовой шапке, отсутствии напора краевых вод, недостатке воды в районе залежи и наличии на том же или на соседнем месторождении газосодержащих горизонтов, особенно газом высокого давления) следует рассмотреть целесообразность поддержания давления путем нагнетания газа. Хотя полнота вытеснения нефти из пласта газом несколько ниже, чем водой, Тем не менее при условиях, особо благоприятных для нагнетания в пласт газа и неблагоприятных для закачивания воды, этот метод может оказаться экономически более эффективным, чем заводнение. Наконец, в отдельных случаях закачивание воды в пласт может оказаться просто неосуществимым, как, например, при большой глинизации коллектора, набухающего и самозакупоривающегося при нагнетании воды.

Для поддержания пластового давления газ можно закачивать либо концентрированно (в наиболее повышенную часть залежи), либо по всей площади (площадное закачивание газа).

Если на залежи имеется газовая шапка, газ закачивают непосредственно в эту «шапку» с целью поддержания в ней давления на уровне начального давления или с целью замедления его падения по мере расширения газовой шапки в процессе разработки.

В случае отсутствия газовой шапки, но при наличии условий, благоприятных для закачивания газа и неблагоприятных для нагнетания воды,

следует создать искусственную газовую шапку, нагнетая газ в группу или цепочку скважин (в зависимости от формы залежи), расположенных в своде структуры или другом наиболее повышенном участке залежи.

При низкой проницаемости пласта может оказаться целесообразным площадная закачка газа с самого начала разработки. При этом необходимо учитывать, что вязкость газа значительно меньше вязкости нефти, поэтому степень вытеснения нефти газом при площадной закачке будет ниже. По той же причине при площадной закачке удельный расход газа больше удельного расхода воды. Поэтому площадное нагнетание газа, как правило, следует применять на пластах с очень низкой проницаемостью, для которых установлена невозможность площадного заводнения.

Площадное нагнетание газа может быть также целесообразно, если есть возможность обогатить его промежуточными компонентами и (или) нагнетать под высоким давлением, обеспечив совместимость закачиваемого агента с нефтью с целью достижения высокой нефтеотдачи.

Иногда энергии напора краевых вод или газовой шапки недостаточно для разработки месторождения на напорном режиме, а другие методы воздействия на пласт невозможны или нерентабельны. Например, это характерно для коллекторов с двумя видами порового пространства: между зернами породы и в трещинах; когда основные запасы нефти сосредоточены в порах между зернами, но проницаемость этих пор невелика или значительно ниже проницаемости трещин, в которых сосредоточена незначительная часть запасов нефти. В этом случае, вытеснение нефти водой приведет к извлечению только той части нефти, которая находится в трещинах. При этом основная масса нефти в межзерновом пространстве пор останется неизвлеченной. Неэффективно в этом случае и нагнетание газа. Другим примером неэффективности применения закачивания воды или газа, даже в форме площадной закачки, может служить месторождение нефти с пластом, имеющим многочисленные, расположенные близко (в десятках и сотне метров) друг от друга тектонические и литологические границы, т.е. залежи разделены на множество мелких блоков. На таком месторождении для более менее полного охвата залежи процессом разработки на напорных режимах пришлось бы пробурить большое число скважин, так как на каждый блок для его разработки в этом случае необходимо иметь, по крайней мере, одну нагнетательную скважину, что может привести к нерентабельности применения методов воздействия на пласт.

Во всех этих случаях необходимо предусмотреть принципиальную технологическую схему разработки без воздействия на пласт, но уже не потому, что исключается, а потому, что оно невозможно или нецелесообразно. Процесс разработки придется осуществлять не при напорном вытеснении нефти водой или газом, а на стадии истощения, то есть в режиме растворенного газа.

3.9. Размещение скважин основного фонда

На стадии проектирования систем разработки сведения о залежи и коллекторе, как правило, позволяют исходить лишь из идеализированной залежи для расчетной схемы, в которой пласт считается однородным, или «идеализированно» неоднородным, а форма залежи принимается либо в виде геометрической фигуры (полоса, круг, кольцо, сектор), либо суммой таких простых фигур. Поэтому для определения рационального размещения скважин основного фонда следует исходить из решений об оптимальном размещении скважин, полученных для однородных пластов и простых геометрических форм залежи.

Для напорных режимов при «полосовой» и круговой формах залежи эта проблема была исследована как при ряде упрощающих допущений, так в последние годы и в более полной постановке с применением современных ЭВМ. Последние исследования показали, что в настоящее время целесообразно пользоваться формулами и графическими зависимостями, полученными при гидродинамическом исследовании проблемы в упрощенной постановке, поскольку они достаточно близки к более точным решениям.

Результаты исследований позволили сделать следующие выводы:

1. Установлено определенное соотношение расстояний между рядами (батареями) скважин и между скважинами в рядах, при котором обеспечиваются наилучшие технико-экономические показатели при заданном сроке разработки (заданном среднем уровне добычи) и при оптимальном числе скважин, по сравнению с другими вариантами их размещения. Поэтому для каждого числа скважин при заданном числе одновременно работающих батарей в залежи существует оптимальное число батарей скважин. Это позволяет избежать повторения в каждом проекте большого числа различных вариантов размещения одного и того же числа скважин.

2. Установлено, что в залежах или выделенных при внутриконтурном заводнении блоках полосовой формы нужна более редкая сетка скважин в первом (от контура нефтеносности) ряду и более плотная их в последнем ряду. В остальных рядах расстояния между скважинами и между рядами должны быть одинаковыми.

Такой подход объясняется тем, что скважины первого ряда эксплуатируются (до их обводнения) в течение одного этапа, в отличие от других, работающих более долго (два-три этапа), а скважины последнего ряда после обводнения всех предыдущих рядов эксплуатируются один этап (без помощи скважин других рядов).

3. Установлено, что в залежах круговой формы сгущение сетки скважин (при неподвижном контуре питания с внешней стороны залежи, например при законтурном заводнении) должно постепенно увеличиваться от

периферии к центру. Помимо указанных факторов здесь играет роль то обстоятельство, что по мере продвижения водо-нефтяного контакта к центру залежи сокращается площадь разработки и уменьшается число одновременно работающих скважин.

На практике рациональное размещение скважин определяется следующим образом. В полосообразной залежи при условии одновременной работы рядов по два расстояния между ними и между скважинами в рядах должны быть одинаковыми. Исключение составляют первый и последний ряды. В этом случае справедливы формулы

$$a_1 = 1,05a; a_k = 0,95a; n_1 = 0,88n; n_k = 1,36n, \quad (3.14)$$

где a_1 – расстояние от первого ряда до контура нефтеносности;

a – расстояние между остальными рядами;

a_k – расстояние от последнего ряда до предпоследнего;

n_1 – число скважин в первом ряду;

n_k – число скважин в остальных рядах;

n – число скважин в последнем ряду.

Если в полосообразной залежи ряды будут работать по три одновременно, то следует воспользоваться значениями:

$$a_1 = 1,14a; a_k = 0,98a; n_1 = 0,87n; n_k = 1,64n.$$

В остальных рядах расстояния между скважинами и между рядами должны быть одинаковыми. Поскольку значения a_1 , a_k и n_1 мало отличаются, соответственно, от a и n , их в первом приближении можно считать равными и число скважин в последнем ряду увеличивать на $1/8$ при работе рядов по два, а такие на $2/3$ при работе рядов по три.

Целесообразно пользоваться следующей методикой проектирования рациональных сеток добывающих скважин на полосообразных участках залежей. Задавшись наиболее вероятным для рациональной разработки залежи числом рядов, определяем расстояния между всеми рядами по формуле

$$a = \frac{d}{k}, \quad (3.15)$$

где d – ширина полосообразного участка при одностороннем напоре.

С помощью номограммы (рис. 3.3) по значению a^*/r_c находим расстояния между скважинами $2\sigma_i$ и определяем число скважин. Затем по приведенным формулам определяем n_1 , n_k и a_1 , a_k . За радиус скважины r_c принимаем приведенный радиус, учитывающий ее несовершенство.

Пример. Имеется залежь с односторонним питанием шириной $d = 1500$ м и длиной 3000 м. Решено разместить три ряда эксплуатационных

скважин. Ряды скважин будут эксплуатироваться по два. Приведенный радиус скважин примем $r_c = 5,5$ см.

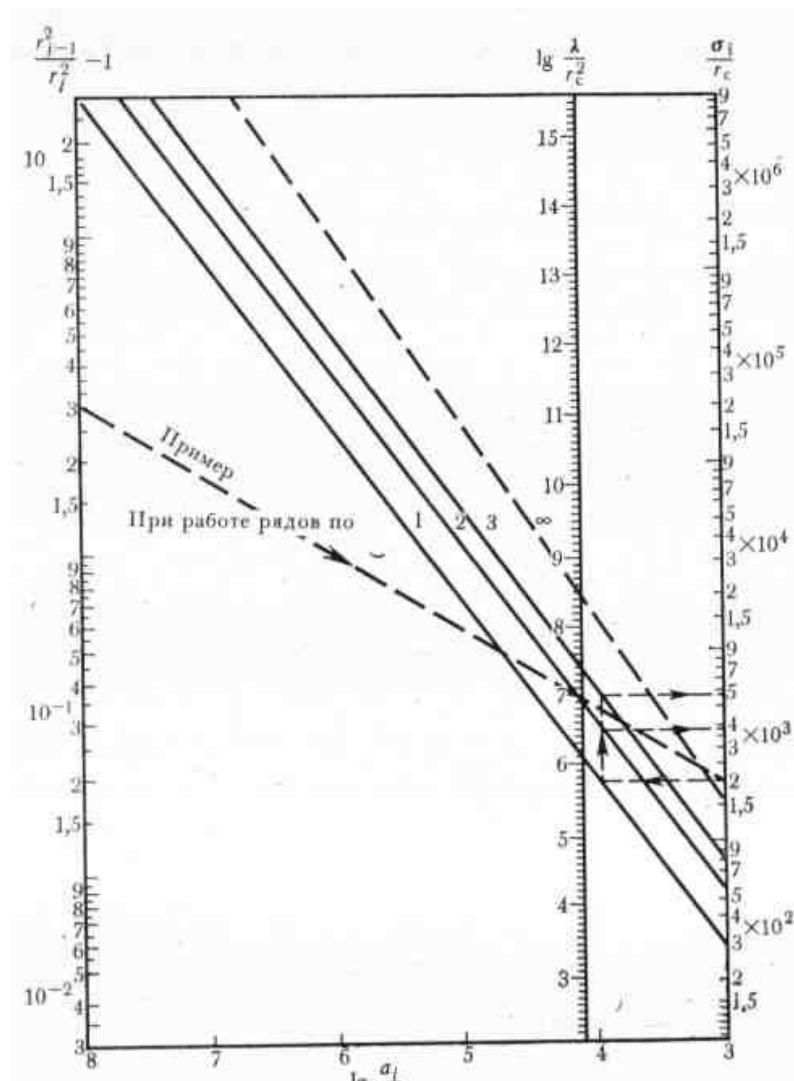


Рис. 3.3. Номограмма для определения расстояний между скважинами в рядах

От соответствующей точки нижней горизонтальной шкалы номограммы (рис. 3.3) проводим вертикаль до пересечения с наклонной кривой 2 (ряды работают по два); от этой точки пересечения проводим вправо горизонталь до пересечения с крайней правой шкалой, на которой получаем значение $\sigma_i / r_c = 3,8 \cdot 10^3$, откуда находим $2\sigma = 2 \cdot 3,8 \cdot 10^3 \cdot 0,055$ м = 418 м; $n = 1/2\sigma = 3000/418 \approx 7,2$; $a_1 = 1,052 \cdot 500 = 525$ м; $a_3 = 0,95 \cdot 500 = 475$ м; $n_1 = 0,88n \approx 6,3$; $n_3 = 1,36n \approx 9$; $2\sigma_1 = 500$ м; $2\sigma_3 = 300$ м.

Для полного технико-экономического анализа возможных схем размещения скважин и выбора варианта с наиболее целесообразным числом скважин тем же способом следует построить сетку скважин для большего и для меньшего числа рядов (достаточно один-два). При двустороннем напоре за-

лежь надо разделить осевой линией, установить схему размещения скважин для половины залежи (при сложении двух внутренних рядов получим один центральный ряд с двойным числом скважин).

Этим определим основное расстояние между рядами:

$$a = \frac{d}{k} = \frac{1500}{3} = 500 \quad \lg \frac{d}{r_c} = \lg \frac{500}{5.5 \cdot 10^{-2}} = 3.95$$

Для круговых залежей или для участков, которые с той или иной степенью приближения можно представить в виде кольца либо секторов круга, или кольца, решение получено в виде системы трансцендентных уравнений. Пользоваться этой системой для прямого решения практических задач невозможно. Поэтому приведена расчетная диаграмма расположения рядов скважин (рис. 3.4).

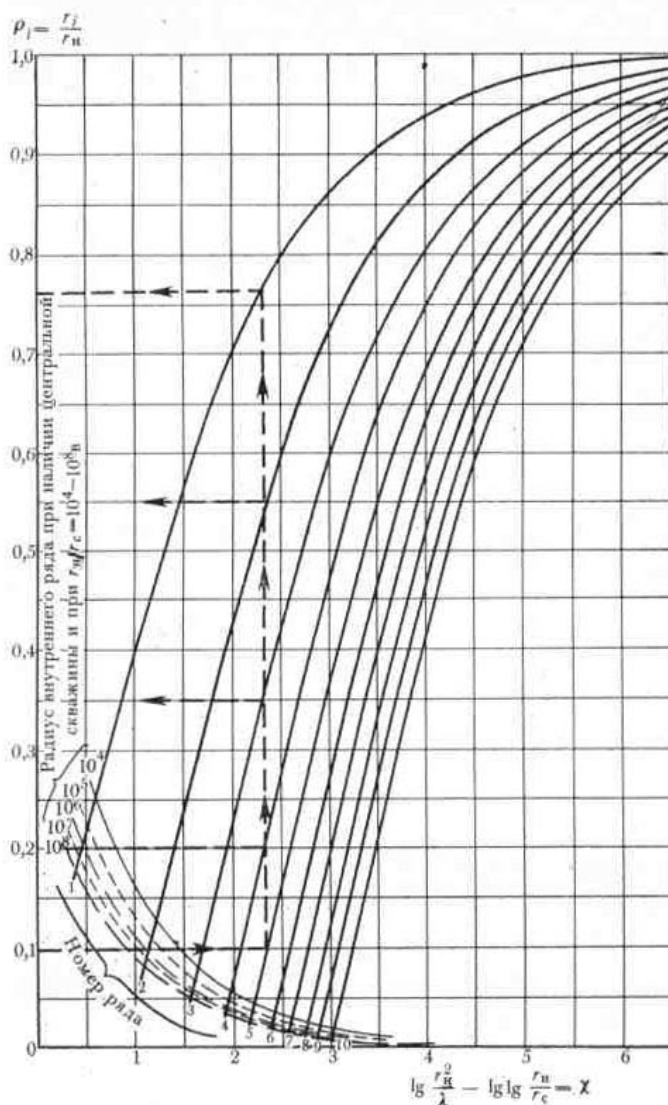


Рис. 3.4. Расчетная диаграмма расположения круговых рядов скважин:

r_n - радиус контура питания; r_c - приведенный радиус скважины;
 r_i - радиус i -го ряда скважин; λ_i - параметр плотности сетки

Задаемся числом рядов скважин. Если известен радиус внутреннего ряда, то, разделив его на радиус начального контура нефтеносности, определяем соответствующее значение r/r_H на оси ординат. Затем проводим горизонтальную прямую до пересечения с кривой, номер которой соответствует числу рядов скважин, а отношение r_H/r_C наиболее близко к значению для расчетного случая. От полученной точки проводим вертикаль, при пересечении которой с вышележащими кривыми на оси ординат определяем радиусы всех остальных рядов (в долях от радиуса контура нефтеносности). Если радиус внутреннего ряда неизвестен, но известно, что залежь представляется полным кругом с центральной скважиной, тогда радиус внутреннего ряда определяется в точке пересечения ординаты одной из пяти нижних вспомогательных кривых с соответствующей основной кривой. Дальнейшие операции полностью совпадают со случаем, описанным выше. Из той же диаграммы на горизонтальной оси находится параметр плотности сетки скважин λ_1 .

Затем вычисляются $lg \frac{\lambda_1}{r_c^2}$ – (где r_c - приведенный радиус скважин) и значения $-\left(\frac{r_{i-1}^2}{r_i^2} - 1\right)$ для всех рядов.

В действительности не бывает залежей с однородным пластом и с идеально круговой или полосовой формой. Поэтому скважины, уплотняющие сетку в центральных рядах, в большинстве случаев следует закладывать в резерв, а их число нужно согласовывать с числом резервных скважин, получающихся для непрерывного пласта с точки зрения достижения рентабельного предела нефтедобычи.

3.10. Определение необходимого числа резервных скважин

Основная цель бурения резервных скважин первой и второй категории – увеличение конечной нефтеотдачи пласта. Одним из возможных критериев целесообразности бурения резервных скважин может служить себестоимость дополнительной добычи нефти, которая не должна превышать определенного предела – рентабельной себестоимости, зависящего от качества добываемой нефти, местоположения данной залежи и др.

Непрерывный пласт. В таком пласте целесообразно бурение резервных скважин вдоль линии стягивания контуров нефтеносности. На основании анализа работ, количество нефти g , остающейся в целиках между скважинами стягивающего ряда, можно определить по формуле

$$g = 0.4lhm\alpha\beta f \frac{l^2}{N}, \quad (3.15)$$

где h и m – соответственно, средняя толщина (в м) и средняя пористость непрерывной части продуктивного пласта;

a – коэффициент перевода 1 м^3 пластовой нефти в тонны;

β – объемный коэффициент нефти;

P – коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.;

l – длина линии стягивания контуров нефтеносности;

f – коэффициент, зависящий от соотношения вязкостей нефти и воды

$$\left(\mu_0 = \frac{\mu_H}{\mu_B} \right)$$

, который на основании исследований [31] следует определить из кривой на рис. 3.5.

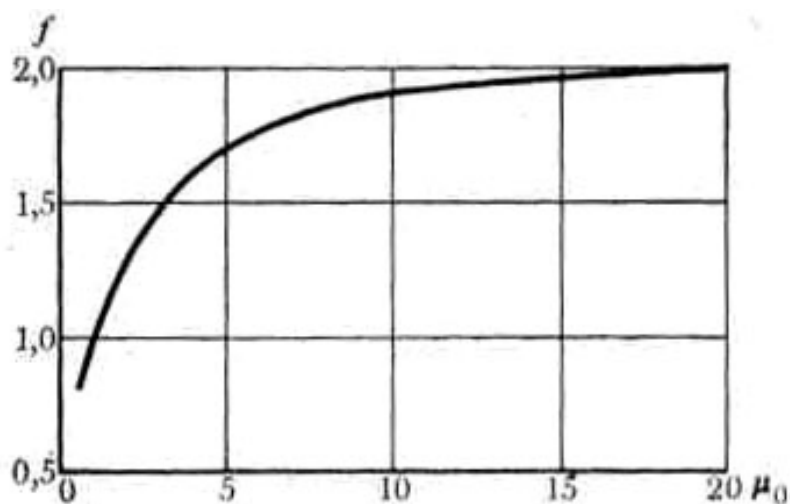


Рис. 3.5.- Зависимость коэффициента f , характеризующего размер целиков нефти, от соотношений вязкостей μ_0

N – число скважин в стягивающем ряду.

Из зависимости (3.15) можно определить прирост извлекаемых промышленных запасов, приходящийся на одну дополнительную скважину по формуле

$$\Delta Q = 0,4 l h m \alpha \beta f \frac{l^2}{N} k_B. \quad (3.16)$$

где k_B – коэффициент вытеснения нефти водой.

Себестоимость дополнительной добычи нефти в первом приближении определим по формуле

$$C = \frac{3_K + 3_{\text{э}}}{\Delta Q}, \quad (3.17)$$

где Z_k – средние капитальные затраты на бурение, оборудование и обустройство одной резервной скважины;

Z_3 – средние текущие эксплуатационные затраты на обслуживание одной эксплуатационной резервной скважины за весь срок ее работы.

Очевидно, бурение N -й скважины в стягивающем ряду будет оправдано, если

$$C \leq C_p \quad (3.18)$$

где C_p – предельно рентабельная себестоимость нефти рассматриваемой залежи. Тогда оптимальное число скважин в стягивающем ряду

$$N = l \sqrt{\frac{0.4lhm\alpha\beta fK_B C_p}{Z_k + Z_3}}. \quad (3.19)$$

Зная число скважин основного фонда N_0 , располагающихся на линии стягивающего ряда, определим число необходимых резервных скважин:

$$N_p = N \cdot N_0. \quad (3.20)$$

Необходимо учитывать, что при выводе приведенных формул не учитывалось влияние неоднородности пород по проницаемости и пористости на образование целиков нефти между скважинами и на длину линии стягивания. Учет неоднородности привел бы к увеличению размеров целиков нефти между скважинами стягивающего ряда. Однако с другой стороны, при выводе приведенных формул предполагалось, что скважины отключаются после небольшого обводнения. Учет работы значительно обводненных скважин привел бы к уменьшению целиков нефти. Таким образом, обе эти неточности в какой-то мере компенсируются.

Увеличение длины линии стягивания контуров нефтеносности в процессе проектирования расчетным путем установить невозможно. Ее можно определить лишь после расчета дебитов всех скважин основного фонда и толщин пласта на отдельных участках, т. е. после разбуривания основной сетки скважин и определенного периода их эксплуатации. В этом случае учитываются как реальная неоднородность продуктивного пласта, так и особенности намеченной системы разработки. При проектировании длину линии стягивания контуров нефтеносности можно определить лишь исходя из формы залежи, считая пласт однородным. Затем ее увеличивают на 20-40 % с учетом вероятной реальной неоднородности пласта.

Прерывистый пласт. В таком пласте целесообразно бурение резервных скважин второй и третьей категории. В настоящее время на стадии про-

ектирования нельзя определить необходимое число скважин третьей категории до разбуривания и исследования скважин основного фонда. Число резервных скважин второй категории ориентировочно можно определить по аналогии с подобными разбуренными месторождениями.

Многие резервные скважины второй категории могут одновременно выполнять и функции резервных скважин третьей категории. Остановимся поэтому на методике определения необходимого числа резервных скважин второй категории. В качестве основного критерия, как и в случае непрерывного пласта, примем себестоимость нефти, дополнительно добываемой за счет резервных скважин. Причем себестоимость этой нефти не должна превышать предельно рентабельную себестоимость. Тогда для первой резервной скважины, бурящейся на «линзу»; справедливо неравенство

$$C = \frac{\frac{3_K}{K_{уд}} + 3_э}{V_{II} K_{охв}} \leq C_P, \quad (3.21)$$

где V_{II} – промышленные запасы нефти в «линзе» в предположении стопроцентного охвата ее процессом разработки;

$K_{уд}$ – коэффициент удачи при бурении резервных скважин на «линзу», показывающий среднее отношение числа скважин, вскрывших «линзу», на которую они бурились, к общему числу пробуренных скважин;

$K_{охв}$ – коэффициент охвата линзы процессом разработки (остальные обозначения прежние),

$$V_{II} = V m \alpha \beta k_B \quad (3.22)$$

Здесь V – объем коллектора в рассматриваемой «линзе».

Определим число необходимых резервных скважин для линз различного вида.

Линзы I вида. Линза этого вида вскрыта одной скважиной основного фонда, которая эксплуатируется за счет других прослоев или пластов. Определим условия целесообразности бурения на эту линзу второй скважины из числа резервных. Как правило, эта скважина работает как нагнетательная. Однако не исключено, что будет целесообразным освоить новую скважину как добывающую, а первую скважину из основного фонда перевести под нагнетание воды в рассматриваемую линзу. Решен вопрос: будет ли оправдано бурение одной дополнительной резервной скважины? При этом необходимо учитывать, что размеры и протяженность «линзы» известны ориентировочно. Это учитывается коэффициентом удачи. Как показали проведенные во

ВНИИ исследования, для первой резервной скважины, бурящейся на линзу I вида, в среднем из двух скважин только одна будет удачной, т. е. для этого случая $C_{уд} = 0,5$.

Отметим, что неудачные скважины могут использоваться по другому назначению: в качестве пьезометрических, контрольных, наблюдательных или дополнительных добывающих скважин, эксплуатирующих основной пласт. В последнем случае можно получить некоторый прирост текущей добычи нефти, а иногда и нефтеотдачи.

Помимо вероятности непопадания скважин в «линзу», необходимо учитывать и неполноту охвата линзы процессом разработки. Поскольку обе скважины в среднем расположены в линзе не наилучшим образом, а эксплуатация прекращается при неполном обводнении, существует какой-то средний коэффициент охвата линзы процессом вытеснения нефти водой. По данным исследований ВНИИ, для первой резервной скважины, бурящейся на линзу первого вида с $K_{охв} = 0,5$, минимальные промышленные запасы нефти в «линзе», на которую целесообразно провести одну резервную скважину, оценивается по формуле

$$V_{п,1} \geq \frac{43K + 23Э}{C_p}, \quad (3.23)$$

При редкой сетке основного фонда эксплуатационных скважин и большой толщине продуктивного пласта на некоторые линзы I вида может оказаться целесообразным пробурить еще две резервные скважины. Как показали проведенные исследования, в этом случае $*C_{уд} = 0,75$, а $K'_{охв} = 0,187$. Тогда минимальные промышленные запасы «линзы», на которую помимо первой резервной скважины целесообразно пробурить еще две скважины, оцениваются по формуле

$$V'_{п,1} \geq \frac{14.23K + 10.73Э}{C_p} \quad (3.24)$$

При этом число всех резервных скважин для линз I вида составляет

$$N_p = \frac{n}{K_{уд}} + \frac{2m}{K'_{уд}} = 2(n + 1.33a). \quad (3.25)$$

где n – число линз с промышленными запасами больше $V_{п,1}$;
 a – число линз с промышленными запасами больше $V'_{п,1}$.

Линзы II вида. Коэффициент охвата определяется из предположения, что в основной сетке скважин имеются две нагнетательные скважины или больше, расположенные в одном ряду, а все резервные скважины будут добывающими.

Как показали проведенные исследования, в этом случае приближенно можно принять

$$K_{OXB} = \frac{3(2p-1)}{8p}, \quad (3.26)$$

где p – число резервных скважин, вскрывших рассматриваемую линзу.

Очевидно, чтобы на «линзу» было выгодно бурить p резервных скважин, но при этом должно выполняться условие

$$\frac{\frac{3_K}{K'_{уд}} + 3_э}{V_{II} [K_{OXB} p - K_{OXB} (p-1)]} \leq C_p. \quad (3.27)$$

Затем, используя (IV. 11), находим минимальные промышленные запасы, которые должны содержаться в линзе для того, чтобы на ней было выгодно бурить p резервных скважин:

$$V_{II,2} = \frac{8p(p-1)}{3C_p} \left(\frac{3_K}{K'_{уд}} + 3_э \right). \quad (3.28)$$

С помощью этой формулы можно подсчитать $V_{II,2}$ для ряда целых значений p , начиная с единицы, а после можно определить (в зависимости от запасов) число резервных скважин, необходимых (целесообразных) для каждой линзы. Просуммировав их, получим число резервных скважин, которые должны быть удачными. Поделив полученное число на коэффициент удачи (можно принять $K'_{уд} = 0,75$), получаем число резервных скважин, которые необходимо будет пробурить. Для определения числа резервных скважин, необходимых для бурения на каждую линзу, можно воспользоваться следующей приближенной формулой:

$$p \approx 1,33 \sqrt{\frac{3}{8} \frac{C_p V_{II,2}}{1,333 K + 3_э}}. \quad (3.29)$$

Результат, полученный по этой формуле, следует округлять до ближайшего целого значения p .

Линзы III и IV видов. Периферийная часть линз III и IV видов по существу аналогична линзам II вида. Поэтому описанная методика применима к таким линзам, но в отличие от них в формулах вместо полных запасов линз принимают промышленные запасы нефти в отдельных элементах их периферийных частей.

Таким образом, из данной методики определения резервных скважин второй категории следует, что необходимы достаточно подробные сведения обо всех линзах. Такие сведения можно получить лишь после разбуривания скважин основного фонда. Следовательно, описанную методику можно использовать лишь на стадии составления уточненного проекта разработки или проекта доработки залежи.

При составлении технологической или генеральной схемы (проекта разработки), очевидно, рационально пользоваться методом аналогии. То есть на основании геологического изучения рассматриваемого пласта (залежи) необходимо будет подобрать наиболее близкое к нему по степени и характеру прерывистости уже разбуренное месторождение. Затем, подсчитав потребное число резервных скважин второй категории для этого месторождения, использовать полученные цифры уже для рассматриваемого месторождения.

3.11. Системы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления

Поддержание пластового давления закачиванием воды, кроме повышения нефтеотдачи, обеспечивает интенсификацию процесса разработки. Это обуславливается приближением зоны повышенного давления, создаваемого за счет закачивания воды в водонагнетательные скважины, к добывающим скважинам.

Для принятия решения о проведении поддержания пластового давления закачиванием воды на конкретной залежи нефти последовательно прорабатывают следующие вопросы:

- определяют местоположение водонагнетательных скважин;
- определяют суммарный объем нагнетаемой воды;
- рассчитывают число водонагнетательных скважин;
- устанавливают основные требования к нагнетаемой воде.

Местоположение водонагнетательных скважин определяется в основном особенностями геологического строения залежи нефти. Задача сводится к тому, чтобы подобрать такое расположение водонагнетательных скважин, при котором обеспечивается наиболее эффективная связь между зонами нагнетания воды и зонами отбора с равномерным вытеснением нефти водой.

В зависимости от местоположения водонагнетательных скважин в настоящее время в практике разработки нефтяных месторождений нашли применение следующие системы заводнения.

Законтурное заводнение применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачивании воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру. В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление в нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне. Применяют для разработки залежей с небольшими запасами нефти. Скважины располагают по схеме в законтурной водоносной части пласта (рис. 3.5).

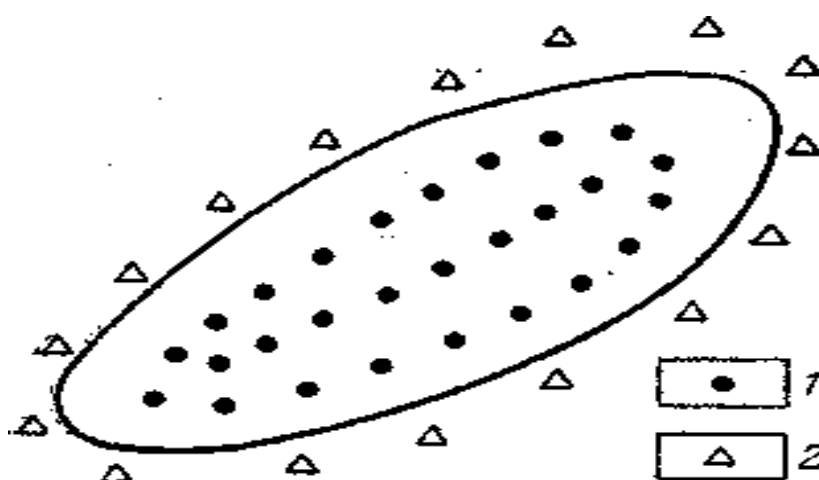


Рис. 3.5. Схема законтурного заводнения:
1 - добывающие скважины, 2 - нагнетательные скважины

Применение законтурной системы разработки возможно тогда, когда водонефтяной контакт при достижимых перепадах давления может перемещаться. Практикой разработки нефтяных месторождений выявлены случаи, когда непосредственно у поверхности залежь нефти “запечатана” продуктами окисления нефти (асфальтены, смолы, парафин и другие) или продуктами жизнедеятельности бактерий. Кроме того, проектирование и реализация этой системы требует детального изучения законтурной части пласта. Иногда характеристики законтурной части пласта по пористости, проницаемости, песчаности существенно отличаются от характеристик центральной части пласта.

Приконтурное заводнение применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов (затруднена гидродинамическая связь нефтяной зоны пласта с законтурной областью). Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно

редственно на нем. Ряд нагнетательных скважин в этом случае размещается в водонефтяной зоне или у внутреннего контура нефтеносности (рис. 3.6).

Внутриконтурное заводнение применяют в основном при разработке нефтяных залежей с большими площадными размерами. Внутриконтурное заводнение не отрицает законтурное заводнение, а в необходимых случаях сочетается с законтурным (рис. 3.6).

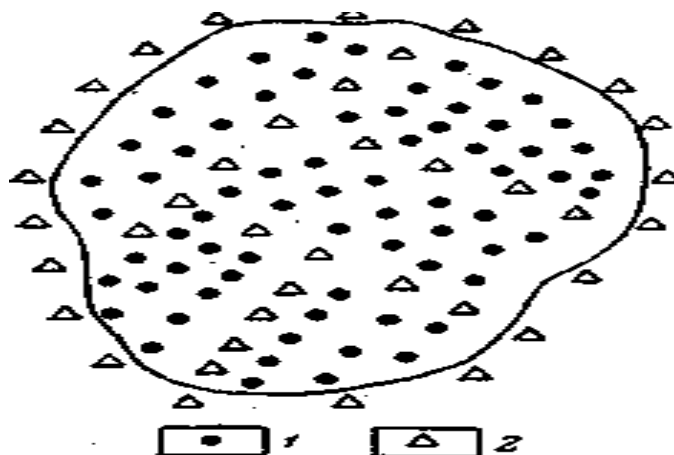


Рис. 3.6. Схема внутриконтурного заводнения (обозначения на рис. 3.5)

Для крупных залежей нефти законтурное заводнение недостаточно эффективно, так как при нем наиболее эффективно работает 3-4 ряда нефтедобывающих скважин, располагаемых ближе к водонагнетательным.

Расчленение нефтеносной площади на несколько площадей путем внутриконтурного заводнения позволяет ввести всю нефтеносную площадь в эффективную разработку одновременно. Для полноценного разрезания нефтеносной площади нагнетательные скважины располагают рядами (рис. 3.7).

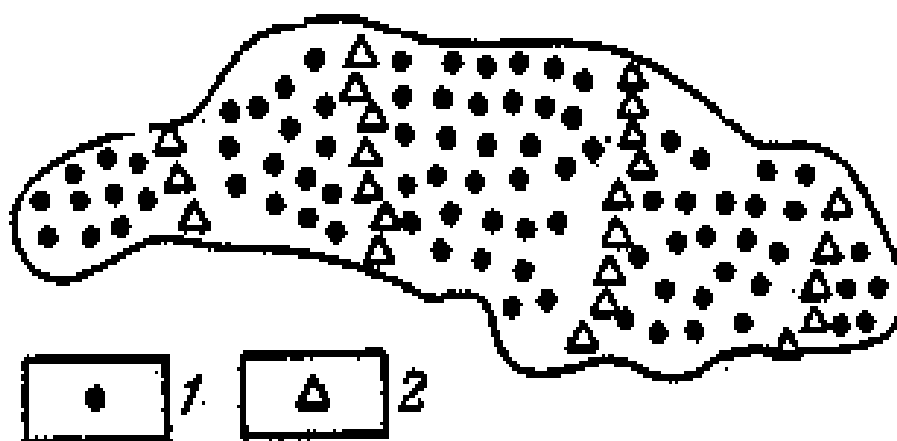


Рис. 3.7. Принципиальная схема разработки пласта при использовании блоковых систем (обозначения на рис. 3.5)

При закачивании в них воды по линиям рядов нагнетательных скважин образуется зона повышенного давления, которая препятствует перетокам нефти из одной площади в другую. По мере закачивания очаги воды, сформировавшиеся вокруг каждой нагнетательной скважины, увеличиваются в размерах и, наконец, соединяются, образуя единый фронт воды, продвижение которого можно регулировать так же, как и при законтурном заводнении. С целью ускорения образования единого фронта воды по линии ряда нагнетательных скважин, освоение скважин под нагнетание в ряду осуществляют “через одну”. В промежутках проектные водонагнетательные скважины вводят в эксплуатацию как нефтедобывающие, осуществляя в них форсированный отбор. По мере появления в “промежуточных” скважинах закачиваемой воды они переводятся под нагнетание воды.

Добывающие скважины располагают рядами параллельно рядам водонагнетательных скважин. Расстояние между рядами нефтедобывающих скважин и между скважинами в ряду выбирают, основываясь на гидродинамических расчетах, с учетом особенностей геологического строения и физической характеристики коллекторов на данной разрабатываемой площади. Разработку каждой площади можно осуществлять по своей системе размещения добывающих скважин с максимальным учетом геологической характеристики площади.

Большое преимущество описываемой системы – возможность начинать разработку с любой площади и, в частности, вводить в разработку в первую очередь площади с лучшими геолого-эксплуатационными характеристиками, наибольшей плотностью запасов и с высокими дебитами скважин. Например, первоначальным проектом разработки Ромашкинское месторождение рядами водонагнетательных скважин разрезалось на 23 участка самостоятельной разработки. В последующем отдельные площади дополнительно разрезались на более мелкие участки.

Разновидность системы внутриконтурного заводнения – это *блоковые системы* разработки, которые находят применение на месторождениях вытянутой формы с расположением рядов водонагнетательных скважин чаще в поперечном направлении. Принципиальное отличие блоковых систем разработки от системы внутриконтурного заводнения состоит в том, что блоковые системы предполагают отказ от законтурного заводнения. Преимущество блоковых систем заключается в следующем:

1. Отказ от расположения нагнетательных скважин в законтурной зоне исключает риск бурения скважин в слабоизученной части на стадии разведки месторождения.
2. Более полно используется проявление естественных сил гидродинамической области законтурной части пласта.
3. Существенно сокращается площадь, подлежащая обустройству объектами поддержания пластового давления.

4. Упрощается обслуживание системы поддержания пластового давления (скважины, кустовые насосные станции и т. д.).

5. Компактное, близкое расположение добывающих и водонагнетательных скважин позволяет оперативно решать вопросы регулирования разработки перераспределением объектов закачивания воды по рядам и скважинам и отбора жидкости в нефтедобывающих скважинах.

Блочные системы широкого распространения получили на месторождениях Западной Сибири. Они предполагают расположение водонагнетательных скважин в направлении, перпендикулярном к линии простирания складки. Вместе с тем, для залегающих антиклинальных складок целесообразно расположение водонагнетательных скважин по оси складки. В этом случае представляется возможность вместо нескольких линий нагнетания иметь одну.

Заводнение пластов при расположении водонагнетательных скважин у оси складки получило наименование *осевое заводнение*, при котором тоже характерны преимущества блоковых систем.

Площадное заводнение применяют при разработке пластов с очень низкой проницаемостью. При этой системе добывающие и нагнетательные скважины размещаются по правильным схемам четырех-, пяти-, семи- и девятиточечных систем.

На рис. 3.8 показаны основные схемы площадного заводнения. Схемы отличаются не только расположением скважин, но и соотношением между числом добывающих и нагнетательных скважин.

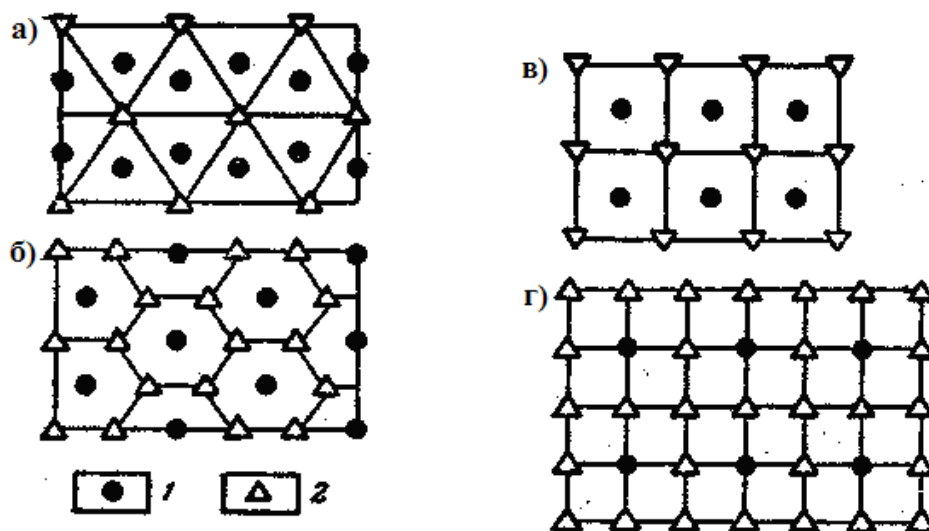


Рис. 3.8. Основные схемы площадного заводнения:
а – четырехточечная; б – пятиточечная; в – семиточечная; г – девятиточечная;
1 – добывающие скважины; 2 – нагнетательные скважины

Так, в четырехточечной системе соотношение между нефтедобывающими и нагнетательными скважинами – 2:1, при пятиточечной системе – 1:1, при семиточечной системе – 1:2, при девятиточечной системе – 1:3. Таким образом, наиболее интенсивным среди рассмотренных являются семи- и девятиточечные системы.

Большое влияние на эффективность площадного заводнения оказывает однородность пласта и величина запасов нефти, приходящаяся на одну скважину, а также глубина залегания объекта разработки.

В условиях неоднородного пласта как по разрезу, так и по площади, происходят преждевременные прорывы воды к добывающим скважинам по более проницаемой части пласта, что сильно снижает добычу нефти и повышает водонефтяной фактор, поэтому площадное заводнение желательно применять при разработке более однородных пластов.

Очаговое заводнение – это дополнение к уже осуществленной системе законтурного или внутриконтурного заводнения. При этой системе заводнения группы нагнетательных скважин размещаются на участках пласта, отстающих по интенсивности использования запасов нефти. В отдельных случаях при хорошо изученном геологическом строении продуктивного пласта очаговое заводнение можно применять как самостоятельную систему разработки месторождения.

Избирательная система заводнения является разновидностью площадного заводнения и применяется на залежах нефти со значительной неоднородностью. При системе избирательного заводнения разработка залежи осуществляется в следующем порядке. Залежь разбуривают по равномерной треугольной или четырехугольной сетке, и затем все скважины вводят в эксплуатацию как нефтедобывающие. Конструкция скважин подбирается таким образом, чтобы любая из них отвечала требованиям, предъявляемым к нефтедобывающим и нагнетательным скважинам. Площадь залежи нефти (месторождения) обустривают объектами сбора нефти и газа и объектами поддержания пластового давления так, чтобы можно было освоить любую скважину не только как нефтедобывающую, но и как водонагнетательную. Детальным изучением разреза в скважинах по данным каротажа, проведением в скважинах гидропрослушивания, из числа нефтедобывающих выбирают скважины под нагнетание воды. Такими должны быть скважины, в которых нефтепродуктивный разрез вскрывается наиболее полно и прослеживается гидродинамическая связь выбранной скважины с соседними. Избирательная система заводнения с успехом применена на месторождениях нефти Республики Татарстан.

Барьерное заводнение. При разработке газонефтяных месторождений с большим объемом газовой шапки может ставиться задача одновременного отбора нефти из нефтяной оторочки и газа из газовой шапки. В связи с тем,

что регулирование отбора нефти и газа, а также пластового давления при раздельном отборе нефти и газа, не приводящим к взаимным перетокам нефти в газоносную часть пласта, а газа в нефтеносную часть, весьма затруднено, прибегают к разрезанию единой нефтегазовой залежи на отдельные участки самостоятельной разработки. Водонагнетательные скважины при этом располагают в зоне газонефтяного контакта, а закачивание воды и отбор газа и нефти регулируют таким образом, чтобы происходило вытеснение нефти и газа водой при исключении взаимных перетоков нефти в газовую часть залежи, а газа в нефтяную часть. Впервые барьерное заводнение внедрялось на газонефтяном месторождении Карадаг Азербайджанской ССР. Нетрудно установить, что методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

Для поддержания пластового давления применяют также метод закачивания газа в газовую шапку нефтяного пласта. В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти. Благодаря закачиванию газа увеличивается давление на нефтяную часть залежи, а дебиты нефтяных скважин растут. В качестве нагнетательных в этом случае используют отработавшие свой срок нефтяные скважины, вскрывшие верхнюю часть продуктивного пласта, или бурят специальные скважины. Нагнетание газа в пласт производят при давлениях выше пластового на 10...20 %.

Очевидно, что при закачивании газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

При разработке нефтяной залежи различают четыре стадии разработки : I – нарастающая добыча нефти; II – стабилизация добычи нефти; III – падающая добыча нефти; IV – поздняя стадия эксплуатации залежи.

На первой стадии нарастание объемов добычи нефти обеспечивается в основном введением в разработку новых эксплуатационных скважин в условиях высоких пластовых давлений. Обычно в этот период добывается безводная нефть, а также несколько снижается пластовое давление.

Вторая стадия – стабилизация нефтяной добычи – начинается после разбуривания основного фонда скважин. В этот период добыча нефти сначала несколько нарастает, а затем начинает медленно снижаться. Увеличение добычи нефти достигается: 1) сгущением сетки скважин; 2) увеличением нагнетания воды или газа в пласт для поддержания пластового давления; 3) проведением работ по воздействию на призабойные зоны скважин и по повышению проницаемости пласта и др. Задачей разработчиков является максимально возможное продление второй стадии. В этот период разработки нефтяной залежи в продукции скважин появляется вода.

Третья стадия – падающая добыча нефти – характеризуется снижением нефтедобычи, увеличением обводненности продукции скважин и большим падением пластового давления. На этой стадии решается задача замедления темпа падения добычи нефти методами, применявшимися на второй стадии, а также загущением закачиваемой в пласт воды.

В течение первых трех стадий должен быть осуществлен отбор 80...90 % промышленных запасов нефти.

Четвертая стадия – поздняя стадия эксплуатации залежи – характеризуется сравнительно низкими объемами отбора нефти и большими отборами воды. Она может длиться достаточно долго – до тех пор, пока добыча нефти будет оставаться рентабельной. В этот период широко применяются вторичные методы добычи нефти по извлечению оставшейся пленочной нефти из пласта. При разработке газовой залежи четвертую стадию называют завершающим периодом. Он заканчивается, когда давление на устье скважин составляет менее 0,3 МПа.

3.12. Физические основы вытеснения нефти водой

Источники пластовой энергии. Известно, что приток жидкости из пласта в ствол скважины происходит в том числе за счет проявления упругих сил скелета пласта и насыщающих пористую среду флюидов. Возмущение статического состояния пластовой системы, вызванное пуском скважины в эксплуатацию за счет создания забойной депрессии, передается сначала на близлежащие зоны, затем зона влияния (воронка депрессии) увеличивается и может стабилизироваться, или процесс может сопровождаться распространением зоны влияния в законтурную часть – в водонапорную систему. В зависимости от геологического строения залежи (типов залежей нефти) источниками пластовой энергии могут быть:

- 1) упругость сжатых пород;
- 2) напор краевых (или подошвенных) вод;
- 3) напор газа, сжатого в газовой шапке;
- 4) энергия газа, растворенного в нефти (и в воде) и выделяющегося из них при снижении текущих пластовых давлений ниже давления насыщения;
- 5) гравитационная энергия самих пластовых флюидов;
- 6) энергия закачиваемой (при ППД) воды.

Возможно проявление нескольких источников энергии, но в группе сил может проявляться действие преимущественно одного или двух источников энергии. Поэтому было введено понятие режима работы нефтяной залежи (пласта). Можно выделить две основные группы режимов: естественные

(режимы истощения) и искусственные (напорные режимы). В зависимости от типов залежей характер проявления и смены режимов могут быть различными. Однако во всех случаях - ведется ли освоение месторождения без ППД или процесс освоения его сопровождается развитием системы заводнения – неизбежно проявление упругого режима.

Для нефтяных залежей при разработке на истощение смена режимов проявляется в следующей последовательности:

- 1) упругий режим;
- 2) упруговодонапорный;
- 3) водонапорный (при активной законтурной зоне, при хорошей гидродинамической связи между законтурной и внутриконтурной зонами);
- 4) режим вытеснения газированной нефти водой, когда текущее пластовое давление ниже давления насыщения (для приконтурных зон), и режим растворенного газа (для внутренних зон залежей);
- 5) гравитационный режим.

В случае газонефтяных залежей порядок смены режимов происходит по схеме:

- 1) упругий режим в зонах дренирования;
- 2) упруговодонапорный в приконтурной зоне (режим вытеснения газированной нефти водой);
- 3) газонапорный во внутренних зонах залежи (точнее, режим вытеснения газированной нефти газом);
- 4) режим растворенного газа (сначала во внутренних участках залежи);
- 5) гравитационные режимы.

При закачивании воды в пласт (газовые репрессии в отечественной практике не используются) смена режимов происходит по схеме:

- 1) упругие режимы;
- 2) режимы вытеснения нефти водой в нефтяных залежах и вытеснения газированной нефти водой в газонефтяных.

Доля каждого источника энергии контролируется большим числом геологических и физических факторов.

Движение флюидов в пластах при любых режимах сопровождается проявлением сил, противодействующих процессу вытеснения. Запасы пластовой энергии расходуются на преодоление сил вязкостного трения при прохождении потоков через пористую среду к забоям скважин, а также на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Гидравлические сопротивления во время движения жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкости. Эти сопротивления в пористой среде имеют свои особенности. Во-первых, опыт

разработки показал, что в зонах контактов не происходит фронтального раздельного движения нефти и воды (у ВНК), нефти и газа (у ГНК), а как правило, наблюдается совместное движение смесей.

Капилляры пористой среды играют роль диспергаторов, разбивая флюиды на столбики и шарики (глобулы), которые способны закупоривать поры пласта вследствие проявления капиллярных сил. Механизм проявления последних можно объяснить на примере элементарного капилляра (рис. 3.9). Пусть в капилляре, смоченном водой, находится столбик (четка) нефти. Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при этом давление P на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти, которые можно оценить по формуле

$$P = \frac{2 \cdot \sigma}{R} - \frac{\sigma}{r}, \quad (3.30)$$

где σ – поверхностное натяжение на границе «нефть – вода»;

R – радиус сферической поверхности столбика нефти;

r – радиус ее цилиндрической поверхности.

Под действием давления, развиваемого менисками, происходит отток жидкости из слоя, отделяющего столбик нефти от стенок капилляра, до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного состояния. Эти пленки, как показали исследования, обладают аномальной вязкостью, поэтому они в процессе движения практически не участвуют.

Такое свойство пленок вызывает «задержку» в движении столбика нефти и выражается в деформировании менисков на фронтальной и тыловой границах «четки» нефти с водой (пунктирные линии на рис. 3.9).

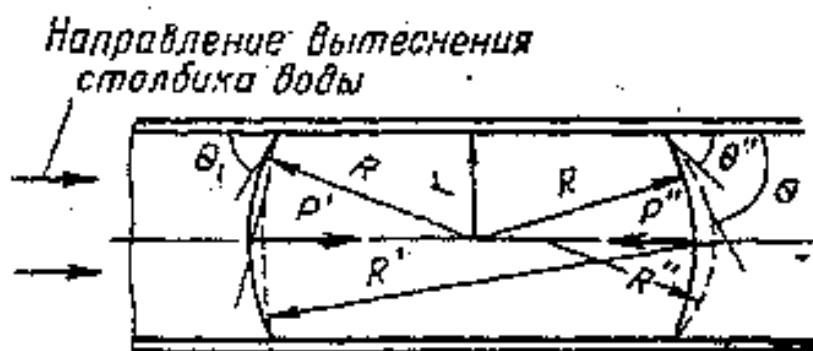


Рис. 3.9. Схема деформации четки (столбика) нефти при ее сдвиге в капилляре

Сдвиг столбика возможен при преодолении капиллярного давления. Для левого и правого менисков на приведенном рис. 3.9 оно составит

$$P' = \frac{2 \cdot \sigma}{R'}; \quad P'' = \frac{2 \cdot \sigma}{R''}. \quad (3.31)$$

Этот процесс может развиваться как при диспергировании нефти в воде, так и газа в воде. Он сопровождается появлением дополнительных сопротивлений при движении водонефтяных и газожидкостных систем через пористые среды. Впервые эти явления были описаны и исследованы французским ученым Жаменом и названы эффектом под его именем.

Эффекты «Жамена» возникают также при фильтрации газоводонефтяных смесей через пористые среды. Следует иметь в виду, что флюиды в пластах движутся через поры переменного сечения. В капиллярах большего сечения диспергированная фаза принимает форму глобул, которые, двигаясь к сечениям меньшего размера, должны быть деформированы для прохождения (проталкивания) через «зауженные» капилляры. Радиусы кривизны менисков в глобулах становятся различными. Водонефтяные смеси могут образовываться в межскважинных зонах, охватывая площади от сотен метров до километров (при используемых сетках скважин на месторождениях), т.е. практически с самого начала заводнения сформированный фронт вытеснения обязательно имеет в тыловой части зону движения смесей (зону промывки пласта).

Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей. Как указывалось ранее, на закономерности фильтрации жидкости через пористые сферы значительно влияет природа смачиваемости коллектора (фильность), т.е. явления на границах раздела «твердое тело – жидкость». Эксперименты, проведенные отечественными учеными П.А. Ребиндером, М.М. Кусаковым, К.Е. Зинченко, показали, что при фильтрации через кварцевый песок углеводородных жидкостей с добавками полярных ПАВ (как индивидуальных углеводородов, так и нефтей) со временем скорость фильтрации затухает. Этот факт авторами объясняется процессами образования на поверхности поровых каналов адсорбционно-сольватных слоев, практически не участвующих в процессе движения и замедляющих фильтрацию, уменьшая эффективное сечение поровых каналов. Переносимые полученные результаты лабораторных аналогий на натурные условия, авторы объясняют снижение скорости фильтрации двумя составляющими:

- 1) химической фиксацией адсорбционных слоев поверхностно-активных компонентов нефти;
- 2) повышением содержания в нефти ПАВ за счет накопления в движущейся нефти кальциевых и магниевых мыл.

Возрастание толщины коллоидных пленок может со временем привести к полному закупориванию поровых каналов. Этим можно объяснить

процесс затухания проницаемости кварцевых песчаников, который согласно исследованиям Ф.А. Требина, исчезает с увеличением перепадов давлений, а также при повышении температуры до 60-65°C. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

По-видимому, здесь не учитывается другой фактор, увеличивающий коэффициенты продуктивности скважин: в процессе вскрытия пласта при бурении происходит кольматация поровых каналов твердыми частицами буровых растворов (в том числе суспензий глин в воде). Кроме того, через образующиеся мембраны фильтрат бурового раствора проникает в ПЗП, увеличивая водонасыщенность ее за счет пресных вод. Это загрязняет ПЗП, уменьшая фазовые проницаемости по нефти. Освоение скважин (вызов притока из пласта) и длительная эксплуатация их приводит к самоочистке ПЗП и продуктивность (коэффициент продуктивности) через 2-6 месяцев может возрасть.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей (отклонения их поведения от закона трения Ньютона). В этих процессах возможно проявление и электрокинетических явлений (рост «электровязкости»).

Моделирование вытеснения нефти водными растворами. Фильтрационная модель является инструментом для исследования и решения самых разнообразных вопросов для конкретной залежи с помощью числовых расчетов на компьютере:

- оценка запасов по пластам и в целом по залежи;
- составление ТЭО, ТЭС и проектов разработки месторождения;
- анализ и минимизация риска разработки;
- исследование скважин;
- изучение процессов фильтрации флюидов или их компонентов;
- выбор технологии разработки месторождения;
- выбор системы расстановки скважин;
- выбор оптимальных режимов работы скважин, планирование добычи;
- обеспечение наибольших текущих дебитов нефти или наибольшего коэффициента нефтеизвлечения, оптимизация добычи;
- уточнение свойств пласта и флюидов;
- выбор интервалов вскрытия;
- определение остаточных запасов в «застойных» зонах на конкретные моменты времени, принятие решения по дальнейшей разработке месторождения;
- управление продвижением флюидов.

Для обеспечения эффективности проведения моделирования должна быть четко сформулирована проблема, имеющая важное экономическое значение для данного конкретного объекта. Математическое моделирование позволяет оптимальным образом ответить на интересующие вопросы при использовании различных технологий разработки и избежать ошибок при эксплуатации объектов. В качестве цели моделирования может быть выбран один из перечисленных выше пунктов или сформулирована иная цель моделирования.

Направление исследований может измениться по мере накопления знаний о пласте для лучшего понимания процесса. В отдельных случаях могут потребоваться новые данные и проведены дополнительные исследования.

3.13. Построение геолого-технических моделей нефтяных и газовых месторождений

Определение области исследования. Это непосредственно объект, являющийся целью исследования. Для выполнения последующих действий по созданию цифровой модели прежде всего нужно иметь четкое представление о моделируемом объекте, для чего определяется тип коллектора и выясняется его строение (РД 153 - 39.0 - 47 - 00):

- размер;
- линзовидность;
- прерывистость;
- нарушения;
- внешняя область;
- число скважин.

В зависимости от строения пласта, его коллекторских и фильтрационных свойств, физико-химических свойств насыщающих его флюидов месторождение (залежь) рассматривается как единое целое или, в случае его больших размеров, разбивается на участки (зоны) при значительной изменчивости геолого-физических свойств по площади. Участки месторождения могут отличаться по начальному содержанию флюидов как чисто нефтяные (ЧНЗ), газонефтяные (ГНЗ), водонефтяные (ВНЗ), газоводонефтяные (ГВНЗ). Участки также могут различаться по относительным проницаемостям, данными PVT (давление, объем, температура), сжимаемости пор и т. д.

Следует заметить, что современные фильтрационные модели на высокопроизводительных компьютерах позволяют моделировать большие объекты, не прибегая к разбиению их на отдельные участки. В случае разбиения на участки возникает дополнительная проблема с заданием граничных

условий на выделенных участках. В этом случае в процессе моделирования выполняется дополнительный этап. В первую очередь, для всего объекта, аппроксимированного редкой сеткой, приближенно решается задача разработки, в процессе решения которой определяются условия на границе участков. Для этого может быть использована и двумерная модель. Создается база граничных условий.

Затем приступают к решению задач для отдельных участков. Исходные данные для моделей объектов поступают из баз геолого-промысловой, геолого-геофизической информации, а также из базы граничных условий. Как правило, в итоге используются трехмерные трехфазные модели.

3.13.1. Цифровая геологическая модель

Цифровые геологические модели в зависимости от количества и качества исходных данных и метода моделирования могут быть детерминированными либо стохастическими. Для построения детерминированных моделей необходимо большое количество данных и большая точность определения коллекторских свойств пород. В отсутствие таких данных и при наличии сведений о закономерностях распределения ФЕС в объеме природного «резервуара» целесообразно использовать стохастические модели залежи.

Модели подразделяются на двухмерные, псевдотрехмерные и трехмерные. Двухмерная модель представляет собой обычную карту в изолиниях либо цифровое поле признака. Псевдотрехмерная модель представляет собой набор двухмерных моделей, каждая из которых соответствует заранее выделенному слою в разрезе объекта разработки. Трехмерная модель представляет собой объемное поле в координатах X, Y, Z , каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств пород.

Исходные данные для построения цифровой геологической модели

Методика и результаты обработки и интерпретации сейсмических данных. В случае, если обработка и интерпретация сейсмических данных выполнялись в рамках отдельных работ, эти вопросы излагаются в сокращенной форме со ссылками на соответствующие отчеты геофизических организаций. Основное внимание в этом случае уделяется достоверности структурных характеристик и прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве.

Методика и результаты обработки сейсмических данных. В краткой форме излагаются сведения о методике полевых работ, объемах обработки, технических средствах, технологии обработки, результатах обработки со ссылками на соответствующие отчеты. Указывается система координат,

в которой представлены сейсмические данные, перечень технических и программных средств, посредством которых выполнялась обработка. Отмечаются особенности условий наблюдений и их учет при обработке данных («сшивка» сейсмических кубов, влияние многолетнемерзлых пород). Дается краткая оценка результатов работ с позиций возможностей решения стоящих геологических задач (выделение и картирование нарушений, прослеживание горизонтов, учет газовых шапок, анализ амплитуд). Приводится схема кратности сейсмических наблюдений.

Методика и результаты интерпретации сейсмических данных. Приводятся сведения о качестве и количестве исходного геолого-геофизического материала, на основе которого выполнялась интерпретация (количество скважин, в том числе с АК и ГГК, ВСП, ССК, погонных километров профилей сейсморазведки 2D, квадратных километров 3D). В случае наличия материалов разных лет, различного качества и методов обработки приводятся сведения о технологии совместного анализа данных. Анализируются результаты интерпретации данных скважинной сейсморазведки (ВСП, МПГС). Дается краткая характеристика используемым при интерпретации техническим и программным средствам. Излагается методика получения дополнительных сейсмических параметров (ПАК, скоростей, фаз, когерентности). На основе данных ВСП, проведения математического сейсмомоделирования обосновывается стратиграфическое соответствие между сейсмическими и геологическими горизонтами. При этом затрагиваются вопросы построения скоростной и плотностной моделей разреза. Освещаются вопросы прослеживания сейсмических горизонтов, выделения нарушений, сейсмических аномалий с учетом неоднородностей ВЧР, наличия газовых шапок. Излагается методика построения карт сейсмических атрибутов (углов наклона, амплитуд, изохрон, временных толщин). Обосновываются способы построения карт скоростей и структурных карт, обеспечивающие оптимальное использование данных бурения о глубинах границ, сведений о стратиграфической привязке и скоростях распространения сейсмических волн.

Специальное место уделяется вопросу картирования и учета при построении карт сейсмических параметров и структурных построениях тектонических нарушений. При анализе рисунка волнового поля выполняется сеймостратиграфический, структурно-формационный и сеймофациальный анализ. При интерпретации данных сейсморазведки с целью прогноза геологического разреза приводятся следующие сведения:

- информативные сейсмические и сейсмогеологические параметры, на основе которых выполнялся прогноз;
- вертикальная и латеральная разрешающая способность прогноза;
- обоснование выбора временных окон для оценки параметров;
- горизонтов;

- методика количественной оценки ФЕС.

Завершается анализ оценкой достоверности структурных построений и прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве. Приводятся кросс-плоты связей сейсмических параметров и данных бурения. Дается количественная оценка тесноты связей и погрешностей зависимостей. При изложении вопросов обработки и интерпретации сейсмических материалов необходимо учитывать действующие инструкции по сейсморазведке. Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение объемов сейсмических работ, изменение привязки, корректировка зависимостей, повышение точности построений и прогноза ФЕС.

Рекомендуется, чтобы плотность разведочных скважин с полным комплексом ГИС и проведением АК и ГГК-п для достоверного прогноза структурного плана пластов и их фильтрационно-емкостных свойств по данным сейсморазведки была не ниже, чем 1 скважина на 8 - 10 кв.км 3D. Рекомендуется выполнение ВСП во всех поисковых и в 1 - 2 разведочных скважинах, а на крупных месторождениях сложного строения - в 3 - 4 скважинах.

Методика и результаты интерпретации данных о керне и ГИС. В случае, если интерпретация данных ГИС выполнялась в рамках отдельных работ, эти вопросы излагаются в сокращенной форме со ссылками на соответствующие отчеты геофизических организаций и протоколы их рассмотрения.

Комплекс ГИС, качество исследований. Описывается комплекс ГИС. Приводится объем проведенных исследований продуктивных отложений, представленный в табличной форме по всем разведочным скважинам и в обобщенном статистическом виде по отдельным методам, примененным в эксплуатационных скважинах. Анализируются причины невыполнения комплекса. Описывается технология проведения геофизических исследований, технические и аппаратные средства. Дается оценка качества геофизических исследований и оценивается эффективность комплекса ГИС для конкретных геологических условий.

Объем выполненных ГИС должен быть не меньшим, чем предусмотрено действующими обязательными комплексами геофизических исследований для нефтегазовых скважин, а также правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.

Петрофизическое обоснование методики интерпретации. Приводится петрофизическое обоснование комплексной интерпретации материалов ГИС. Дается литолого-петрографическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов. Кратко упоминаются методики определения петрофизических параметров. Дается петрофизическая характеристика коллекторов в виде статистических распределений параметров и в табличной форме

в виде диапазонов изменения и средних значений параметров: коэффициентов открытой пористости, остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности, абсолютной проницаемости, глинистости, плотности и пр. Приводятся зависимости между основными петрофизическими параметрами в виде рисунков и в табличной форме с указанием уравнений регрессии и коэффициентов корреляции или корреляционных отношений. Описываются модели коллекторов основных продуктивных горизонтов. Приводится обоснование нижних пределов параметров коллекторов.

По керну, извлеченному из скважин, пробуренных на РНО или каком-либо другом растворе с нефилтующейся основой, приводится величина остаточной водонасыщенности, наиболее достоверно характеризующая коллекторы с разными ФЕС из зоны предельного нефтенасыщения.

Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств. Излагается методика и алгоритмы обработки и интерпретации геофизических исследований скважин. Описывается предварительная обработка материалов ГИС: выделение опорных пластов, статистическая эталонировка показаний, расчет относительных амплитуд и т.п. Приводятся критерии литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин. Описываются методики определения граничных и критических значений геофизических и петрофизических параметров, оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов: пористости, нефтенасыщенности, газонасыщенности, проницаемости, глинистости, остаточной нефте- и водонасыщенности.

Определение флюидных контактов. Приводится обоснование положения контактов «нефть-вода» (ВНК), «газ-нефть» (ГНК) и «газ-вода» (ГВК) для каждой залежи. Дается определение понятий ВНК и ГНК, переходных зон, уровня «зеркала чистой» воды. Обосновывается выбор скважин для установления положения контактов. В табличной форме приводятся интервалы опробования скважин, условия и результаты опробования, границы коллекторов в интервале испытания по данным ГИС. Приводятся профили по разрезам скважин, вскрывших контакты. Устанавливаются границы изменения положения контактов. Дается объяснение технических, инструментальных, литологических или геологических причин колебаний положения контактов в скважинах. По результатам интерпретации ГИС, испытаний и детальной корреляции составляются схемы обоснования флюидных контактов для залежей продуктивных пластов месторождения. Формируются модели переходных зон для контактов «нефть-вода», «газ-нефть», «газ-вода» по каждой залежи. Предпочтительно использовать как основу для построения моделей переходных зон данные керна (капиллярметрию), ГИС и установленные положения контактов. При необходимости следует учитывать структуру i-той переходной зоны посредством расчетов фазового равновесия «нефть-

вода”, “газ-нефть”, “газ-вода” в гравитационном поле с учетом капиллярных сил и физико-химических свойств флюидов. Модели переходных зон представляются в виде палеток изменения нефте- и газонасыщенности коллекторов с разными ФЕС по вертикали.

Анализ достоверности оценки ФЕС. Выполняется анализ полученных результатов оценки ФЕС и делается вывод о достоверности определения свойств коллекторов по каждой залежи на основе сравнений с данными керна, гидродинамических исследований, разных вариантов обработки, предыдущих подсчетов запасов и пр. Приводятся результаты статистической обработки основных параметров: эффективной толщины, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости - в виде статистических распределений и в табличной форме в виде диапазонов изменения и средних значений параметров.

Подготовка данных для интерпретации сейсмических наблюдений. Приводится описание использования ГИС для сейсмических исследований, что включает построение вертикальной акустической модели по показаниям акустического и гамма-плотностного методов или путем построения расчетной акустической модели по показаниям других методов ГИС в виде изменения значений скорости сигналов по пластам и акустической жесткости в выделенных прослоях различной литологии по разрезу скважины.

При комплексной интерпретации данных ГИС, керна и испытаний скважин следует руководствоваться действующими методическими рекомендациями по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение объемов ГИС и исследований керна, изменение граничных значений «коллектор-неколлектор», «вода-нефть», зависимостей «кern-ГИС», методик определения ФЕС.

Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов

Детальная корреляция. Излагаются результаты работ по методике выбора стратиграфических границ продуктивных пластов и выделения этих границ в скважинах. Обоснованием их выделения являются данные по типовым скважинам, результаты сопоставления стратиграфических, электрических, радиоактивных реперов, изучения шлама, микрофауны, механического каротажа и др. В случае автоматической или полуавтоматической корреляции описывается алгоритм процесса, реализованный в виде программного комплекса. Рекомендуется выявлять последовательность напластования пу-

тем первоочередного прослеживания глинистых прослоев, корреляцию следует вести «снизу - вверх» в соответствии с последовательностью отложения слоев.

При сложном геологическом строении рекомендуется проводить корреляцию по независимой системе пересекающихся профилей с последующей увязкой границ. Для корреляции следует использовать кривые полного комплекса ГИС. Результаты корреляции представляются в виде альбома профилей корреляции в масштабе кривых ГИС 1:500 или 1:1000 в зависимости от толщины изучаемого интервала разреза, схемы расположения профилей, разрезов типовых скважин. При корреляции разведочных скважин рекомендуется представлять временные сейсмические разрезы с вынесенными на них кривыми ГИС.

Палеотектонический анализ. В данном разделе приводятся результаты палеотектонического анализа, на основе которого делаются выводы о палеогеоморфологической обстановке формирования целевых объектов, возможном влиянии конседиментационных тектонических процессов на формирование седиментационных циклов, положении границ циклов, формирующих их фаций. Дается оценка направлений транспортировки обломочного материала, причин его аккумуляции. Выделяются границы стратиграфических несогласий, оценивается наличие процессов тектонической инверсии.

Анализ проводится по палеореконструированным разрезам, картам толщин, по данным ГИС и сейсморазведки статистическими методами. При этом используются результаты региональных работ и анализа структурных построений. Ранг выбираемых для палеотектонического анализа интервалов примерно соответствует интервалам сеймостратиграфических комплексов. Выводы обосновываются графическими материалами.

Рекомендуется представлять результаты в виде карт условных эффективных толщин или других параметров, характеризующих однородность разреза, энергию среды осадконакопления. Возможно построение карт палеорусловых отложений, зон слияния пластов, распространения косослоистых отложений, в карбонатных отложениях – рифовой фации. Интерполяция изолиний карт должна соответствовать геологическим закономерностям выделенных фациальных зон.

Обоснование выбора объектов и моделей залежей. Кратко излагаются результаты обобщения структурного, палеотектонического и сейсмофациального анализов, геологической интерпретации данных ГИС, результатов региональных исследований, данных дистанционных методов, грави- и магниторазведки с целью обоснования непротиворечивости результатов анализа данных различных методов в рамках предложенных геологических моделей, выявленных закономерностей, определяющих строение разреза и

историю формирования залежей. При необходимости анализ данных разведочной геофизики, геохимии, аэрофото- и космоснимков рассматривается в отдельном разделе.

На основе анализа латеральной и вертикальной зональности продуктивных коллекторов и разделяющих их покрышек, продуктивности отложений, их близости в разрезе, идентичности ФЕС и свойств флюидов, отметок ВНК и их изменения по площади, а также с учетом технического задания выбираются объекты геологического моделирования и подсчетные объекты. Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение стратиграфических разбивок в скважинах, методик корреляции пластов, моделей залежей.

Построение цифровых геологических моделей

Обоснование объемных сеток параметров модели. Излагается обоснование вертикальных и горизонтальных размеров ячеек с учетом дифференциации разреза по ФЕС и наличия непроницаемых пропластков. Размер ячеек горизонтальной проекции сетки определяется средним расстоянием между скважинами и общими размерами области построения по осям X и Y. Размеры ячеек D_x и D_y при отсутствии установленной латеральной анизотропии коллекторских свойств рекомендуется принимать одинаковыми. Размер ячеек выбирается исходя из степени изменчивости структурного плана и ФЕС коллекторов по латерали, плотности геолого-геофизических наблюдений. Рекомендуется, чтобы между забоями скважин, независимо от расстояния между ними, было не менее 10 ячеек. На этапе эксплуатационного разбуривания размеры ячеек и их число между скважинами уменьшаются. Ориентацию ячеек целесообразно согласовывать с преимущественной ориентацией тектонических и литологических границ. При необходимости применяется процедура локального измельчения сетки.

Количество слоев (ячеек) по вертикали выбирается исходя из детальности корреляции разрезов скважин. При дальнейшей детализации геологической модели вертикальный размер ячеек может быть уменьшен в соответствии с детальностью расчленения коллектора. Размер ячеек по вертикали должен быть согласован с вертикальной толщиной геологических слоев и подсчетных объектов. В целом каждый элементарный геологический слой или подсчетный объект должен быть представлен минимум одной ячейкой по вертикали.

В разделе приводится обоснование области построения с указанием координат вершин этой области, размеров ячеек по осям X и Y, количество ячеек по X и Y, ориентации ячеек. Приводятся данные о количестве слоев в цифровой геологической модели с учетом коллекторов и непрони-

цаемых перемычек. Если поверхности газонефтяного, водонефтяного или газожидкостного контактов учитываются при разбивке модели на слои, то приводятся соответствующие данные по каждому пласту (зональному интервалу).

Допускается обоснованное изменение области построения для нескольких объектов (пластов) одного месторождения (залежи), если они являются гидродинамически несвязанными объектами и характеризуются разным фондом скважин.

Построение структурной модели. Указывается основной тип строения месторождения (залежи) - последовательное согласное залегание слоев, клиноформное строение, наличие разломов, вертикальных и горизонтальных смещений. В зависимости от детальности цифровой геологической модели построение основного структурного каркаса проводится по кровлям и подошвам пластов, седиментационных циклов (зональных интервалов), а также по кровлям и подошвам коллекторов каждого пласта, цикла, подсчетного объекта или зонального интервала.

Указываются источники исходных данных для построения основного структурного каркаса залежи - ГИС, 2D- сейсморазведка, 3 D -сейсморазведка и т.д. При использовании структурных сейсмических поверхностей (сеток) указывается соответствие отражающих горизонтов структурным поверхностям основного каркаса модели месторождения (залежи). Если для создания геологической модели используется несколько структурных сейсмических поверхностей, то для каждой определяется полное соответствие структурным поверхностям основного каркаса модели - конформно, согласно, несогласно снизу, несогласно сверху и т.д.

Рекомендуется приводить распределение глубинных невязок между сейсмическими картами и абсолютными отметками в скважинах для дальнейшего анализа достоверности построения структурного каркаса. Оценка невязок приводится в графическом или табличном виде. В тексте раздела приводится название стандартного алгоритма построения структурных поверхностей и способы увязки структурных поверхностей между собой. При использовании оригинальных алгоритмов дается более подробное их описание. Акцентируется внимание на учете скачков структурных поверхностей вдоль тектонических нарушений.

Выходными данными при построении основного структурного каркаса являются двумерные послойные сетки структурных поверхностей в общепринятых форматах и набор контрольных точек со значениями абсолютных отметок на этих поверхностях. На основной структурный каркас накладываются поверхности контактов флюидов (ГНК, ВНК, ГВК). Поверхности контактов задаются абсолютной отметкой, а при горизонтально-неровном, наклонном или наклонно-неровном контакте эти поверхности также зада-

ются в виде двумерных сеток и прилагаются карты поверхностей этих контактов.

При исправлении абсолютных отметок пластопересечений в связи с корректировкой структуры по ВНК указываются величины подвижек в табличном или графическом виде и приводится обоснование изменения абсолютных отметок в скважинах. Рекомендуется использовать при исправлении абсолютных отметок пластопересечений в качестве опорных разведочные скважины и субвертикальные эксплуатационные скважины с удлинением примерно до 15 м (центральные скважины кустов).

Выходными данными после наложения поверхностей контактов являются двумерные послойные сетки (цифровые карты) общих газо-, нефте- и водонасыщенных толщин по каждому пласту, седиментационному циклу, подсчетному объекту или зональному интервалу модели.

Приводится методика расчета внешних и внутренних контуров по газовой и нефтяной зоне каждого моделируемого интервала. Результатом должны быть полигоны этих контуров в общепринятых форматах. Для сложных расчлененных продуктивных пластов могут быть построены пространственные блок-диаграммы, позволяющие детально представить особенности геологического строения залежей.

Построение литологической модели распределения ФЕС. Сообщаются сведения о методике построения литологической модели распределения ФЕС. В сеточной модели предполагается занесение в каждую ячейку объемной сетки кода индекса литологии или признака коллектор-неколлектор, а также кода или численных значений эффективной мощности, коэффициента песчаности, пористости, проницаемости, при необходимости других петрофизических или геофизических параметров. В качестве таких параметров могут быть использованы как исходные данные, так и данные, получаемые путем расчета (глинистость, фазовая проницаемость, относительная амплитуда ПС и др.).

Приводятся сведения о методе определения значений в межскважинном пространстве. При применении геостатистических методов (крайгинг, кок-райгинг), искусственных нейронных сетей и других сложных интерполяционных процедур при расчете значений эффективной толщины, пористости или других ФЕС с использованием результатов интерпретации динамической сейсморазведки приводится обоснование использования того или иного сейсмического атрибута с приведением статистических оценок в графическом или табличном виде.

Параметры сглаживания для сеток, построенных по сейсмическим атрибутам, приводятся в типовой методике их расчета. Для оценки достоверности кубов литологии и ФЕС используются построенные по этим кубам карты эффективных толщин, пористости и проницаемости. На границах

зон замещения и выклинивания коллекторов эффективные толщины должны быть равны нулю, а значения пористости и проницаемости должны согласовываться с граничными значениями «коллектор – неколлектор» для этих параметров в соответствии с закономерностями осадконакопления – постепенное замещение, размыв и др. Если пласту или коллектору в пласте соответствуют несколько слоев ячеек, то дополнительно приводятся способы вычисления средних значений параметров между поверхностями, составляющими структурный каркас месторождения или залежи. При вычислении значений открытой пористости и абсолютной проницаемости по X, Y, Z в ячейках объемной сетки указывается способ расчета. При этом значения пористости и проницаемости в каждой ячейке должны быть согласованы по петрофизическим зависимостям.

Построение модели насыщения пластов флюидами

В данном разделе описывается алгоритм и технология насыщения пластов флюидами с учетом основных флюидных контактов – уровня зеркала воды, водонефтяного, газонефтяного контактов. Каждой ячейке модели присваивается значение водонасыщенности, в газовой шапке – также нефтенасыщенности.

При расчете значений водонасыщенности в межскважинном пространстве в ячейках сетки рекомендуется использовать петрофизические зависимости изменения коэффициента водонасыщенности от расстояния до ВНК (нефтенасыщенности в газовой шапке от расстояния до ГНК), а также от пористости или проницаемости коллекторов. Рекомендуется строить зависимости по данным ГИС, капиллярметрии, кривых ОФП.

Положение ВНК увязывается с граничными значениями водонасыщенности, которые могут различаться в зависимости от ФЕС (проницаемости), а также с величиной остаточной нефтенасыщенности. Значения в ячейках с признаком наличия скважины должны соответствовать коэффициентам водонасыщенности, определенным по данным ГИС.

Особенности моделирования карбонатных залежей. Моделирование залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, имеет свои особенности. Если разрез представлен чередованием хорошо коррелируемых поровых и плотных разностей, то вполне реализуемы обычные методические приемы, применяемые для пластовых залежей в терригенных коллекторах.

Однако нередко карбонатные массивы представлены нерасчлененной толщей, в которых емкостно-фильтрационные свойства контролируются не условиями седиментации отложений, а степенью развития вторичных, катагенетических процессов: растрескиванием, выщелачиванием, перекристаллизацией и т.д. В этом случае более приемлемой технологией моделирова-

ния является формирование трехмерных псевдослоистых моделей. Основой такой методики является типизация коллекторов, геометризация резервуара и параметрическое заполнение модели с использованием вероятностного подхода. Типизация коллекторов должна учитывать качественные различия в структуре пустотного пространства породы, в частности, количественное соотношение трещин, каверн и поровой матрицы.

Геометризация резервуара использует задание оцифрованных поверхностей (кровли, водонефтяного контакта, тектонических нарушений и т.д.) и формирует пакет параллельных слоев, каждый из которых представляет собой зональную карту распространения выделенных типов коллекторов на соответствующей глубине. Параметрическое заполнение модели осуществляется заданием статистических распределений параметров дифференцированно для каждого типа коллектора и моделирование их в узлах послойных матриц.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение размеров и ориентации ячеек, алгоритмов интерполяции, корректировки исходных данных, зависимостей между сейсмическими и петрофизическими параметрами.

Особенности построения моделей на различных стадиях изученности. В соответствии со схемой стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ выделяются следующие этапы:

- региональный;
- поисково-оценочный;
- разведочно-эксплуатационный.

В каждом из этапов выделяется по две стадии. Однако в данном случае учитывается степень изученности на стадии «Поиск и оценка месторождений (залежей)» поисково-оценочного этапа, а также на стадиях «Разведка и опытно-промышленная эксплуатация» и «Эксплуатационная разведка» разведочно-эксплуатационного этапа.

На каждой из этих стадий виды моделей и особенности их построения определяются требованиями, направленными на усиление степени дифференциации объектов внутри залежи, запасов углеводородов по площади и по разрезу, то есть на постоянное во времени повышение достоверности модели.

Выделяют два основных вида моделей залежей углеводородов: статические и динамические. Статические модели характеризуют залежь в начальном, не затронутом разработкой состоянии. Они позволяют построить модель и определить на ее основе начальные запасы углеводородов, а также решать вопросы разработки на любой стадии независимо от степени изученности месторождений. Создаваемые статические модели залежей применитель-

но к указанным выше стадиям изученности могут быть предварительными, рабочими и уточненными. Динамические модели создаются только на разрабатываемых месторождениях, меняющих свое состояние по мере отбора запасов углеводородов. Это модели, позволяющие определить текущие остаточные запасы и принимать решения по совершенствованию системы разработки.

Как отмечалось выше, настоящий «Регламент» ориентирован на создание геолого-технологических моделей месторождений, находящихся на поисково-разведочном или эксплуатационном этапах изучения. На региональном этапе, целью которого является изучение закономерностей геологического строения осадочных бассейнов и оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий, производится специфическое геологическое моделирование процессов седиментации, тектоногенеза, образования и миграции углеводородов, которое в настоящем «Регламенте» не рассматривается.

Особенности построения предварительной геологической статической модели на стадии поиска и оценки месторождений (залежей). Эти модели создаются на основе информации, полученной на открытых месторождениях, для планирования и оптимизации геологоразведочных работ, составления проекта пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленной разработки и подсчета запасов по категориям C_1 и C_2 , преимущественно категории C_2 . Основой для создания предварительной модели служат данные сейсмических исследований, керны, ГИС, опробования поисковых, разведочных и опережающих эксплуатационных скважин. На этой стадии большая роль отводится сейсмическим методам исследований, в особенности 3D.

Для геометризации залежей составляются предварительные схемы корреляции разрезов скважин с прослеживанием в их разрезе флюидоупоров, позволяющих разделить многопластовый разрез на продуктивные горизонты и пласты. На основе этих схем, а также указанной выше информации обосновываются:

- предполагаемые структурные планы маркирующих поверхностей, наиболее вероятное положение флюидоупоров, положение контуров нефтегазоносности;
- общие представления о внутреннем строении продуктивной толщи (литологический состав пород, средние фильтрационно-емкостные свойства, степень расчлененности разреза);
- начальное пластовое давление;
- свойства нефти, газа, воды;
- продуктивность скважин.

Предварительная статическая модель включает в себя набор структурных карт, схем корреляции, обоснования флюидных контактов, геологических профилей, карт изопахит продуктивной части горизонтов (пластов).

Особенности построения статической рабочей модели на стадии разведки опытно-промышленной эксплуатации. Эти модели создаются на основе информации, полученной при проведении разведочных работ, пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработки на промышленных месторождениях (залежах). На этой основе осуществляется подсчет запасов категорий В, С, и С₂ (частично) с представлением их в ГКЗ МПР РФ и для составления технологической схемы разработки месторождения.

Построение рабочих адресных моделей выполняется с использованием результатов комплексной обработки всей имеющейся информации, полученной сейсмическими методами, ГИС, изучения керна, анализа проб воды, нефти, газа, данных опробования и исследований скважин, опытно-промышленной разработки. Основой моделирования являются методы геометризации, позволяющие путем детальной корреляции, обоснования контактов, построения различных карт и профилей отображать особенности и строение объекта и условий залегания углеводородов в недрах с детализацией до уровня пласта.

При построении схем детальной корреляции скважин внутри продуктивных горизонтов прослеживаются отдельные пласты и разделяющие их непроницаемые породы. По продуктивным пластам на основе опробования устанавливаются кондиционные пределы параметров пластов, что позволяет на указанных выше геологических документах проследить распространение коллекторов продуктивных пластов по площади и по разрезу в пределах зон разного насыщения. В результате размеры и форма многопластовых залежей обосновываются по положению различных границ в пределах каждого пласта:

- контуров нефтегазоносности;
- линий выклинивания и литофациального замещения пласта;
- тектонических нарушений и др.

Кроме геологической структуры, в статической рабочей модели отражаются: свойства пластовых флюидов до начала разработки, природный режим, начальное пластовое давление, пластовая температура, количественная оценка неоднородности пластов (характеристики распределения ФЕС, толщин, коэффициентов песчанистости и расчлененности).

Особенности построения уточненной статической модели на стадии эксплуатационной разведки в процессе разработки залежей. Эти модели используются для подсчета запасов категорий В и А, и частично С₁ после эксплуатационного разбуривания месторождения согласно технологической схеме или проекту разработки, а также для составления уточненных проектов

разработки, выполнения анализов разработки. Уточнение размеров и формы залежей на этой стадии осуществляется за счет прослеживания в процессе детальной корреляции всего фонда эксплуатационных пропластков с целью выявления путей фильтрации флюидов по проницаемым пропласткам и зон, слабо вовлеченных в разработку.

В продуктивном разрезе многопластовой залежи (эксплуатационного объекта) на основе гидродинамических исследований, керна и ГИС обосновывается выделение в пределах пластов и пропластков типов коллектора по продуктивности, их положение в разрезе в пределах зон разного насыщения. Для каждого пласта (пропластка) строятся карты распространения коллекторов разных типов по площади залежи. При совмещении этих карт по всем пластам и пропласткам получают уточненную статическую адресную модель внутреннего строения залежи. Уточнение внутреннего строения залежи на данной стадии осуществляется также в процессе адаптации модели по данным истории разработки. Уточнение начальных свойств пластовых флюидов, термобарических условий на этой стадии не производится.

Подсчет запасов углеводородов

Приводится обоснование принятого метода подсчета запасов углеводородов, выделения подсчетных объектов, обоснование величин подсчетных параметров принципов оконтуривания залежей и подсчетных блоков. Рассматривается структура распределения запасов по зонам различного насыщения, категориям запасов, коллекторам различных ФЕС. Анализируются изменения величин запасов по месторождению в целом и по отдельным пластам по отношению к предыдущему подсчету.

В общем случае в ячейках цифровой модели, расположенных гипсометрически выше водонефтяного контакта, рассчитываются значения объемов углеводородов. Затем производится пересчет к стандартным условиям и вычисляются соответствующие величины запасов по нефти, газу, конденсату. При необходимости могут быть рассчитаны запасы углеводородов, расположенные ниже принятого на данном этапе изученности водонефтяного контакта. Результатом подсчета запасов являются суммарные объемы углеводородов в целом по месторождению, по залежам и подсчетным объектам. Подсчет ведется отдельно по чисто нефтяным, водонефтяным, газонефтяным зонам с разделением по категориям запасов. При этом рассчитываются площадь нефтеносности, объем нефтеносного коллектора, объем порового пространства нефтеносного коллектора, объем порового пространства коллектора, занятого нефтью, средние нефтенасыщенные толщины, коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности. Данные заносятся в таблицы рекомендованного вида (№№ 2.11 - 2.14). К разделу отчета при-

лагаются цифровые карты линейных объемов углеводородов (плотности запасов).

Подсчет запасов проводится также по отдельным элементам: седиментационным циклам, представленным одним или несколькими слоями ячеек в цифровой геологической модели, интервалам, ограниченным сверху и снизу поверхностями структурного каркаса. Для каждого слоя ячеек, лежащего гипсометрически выше водонефтяного контакта, рассчитываются площадь нефтеносности, объем нефтеносного коллектора, объем порового пространства нефтеносного коллектора и объем порового пространства коллектора, занятого нефтью, а также средние нефтенасыщенные толщины, коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности. Расчет ведется отдельно по чисто нефтяным, водонефтяным и газонефтяным зонам с указанием категории запасов. Результаты расчетов сводятся в таблицу. Результаты оценки запасов представляются также в виде карт изолиний равных линейных объемов нефти.

Рекомендуется проводить отдельную оценку запасов для монолитных коллекторов с большой эффективной толщиной и для тонкослоистых коллекторов. Также рекомендуется проводить отдельную оценку запасов в высокопроницаемых, среднепроницаемых и низкопроницаемых коллекторах. Для интервалов, представленных несколькими слоями ячеек, можно проводить оценку запасов кровельной, средней и подошвенной частей интервала. Результаты расчетов приводятся в таблице структуры запасов продуктивных пластов, подсчетных объектов или седиментационных циклов.

Приводится анализ и сопоставление результатов подсчета запасов углеводородов по отдельным залежам, категориям и зонам с величинами запасов, числящихся на балансе ВГФ или подсчитанных при построении модели месторождения ранее. Дается анализ причин, приведший к изменениям величин подсчетных параметров и запасов углеводородов.

Оценка достоверности моделей продуктивных пластов

В разделе излагается методика оценки достоверности запасов углеводородов. На основе сопоставления данных бурения и сейсморазведки дается оценка возможной величины погрешности в определении площадей нефтеносности.

По результатам оценки тесноты связей керн-ГИС, погрешностей определения исходных геофизических и петрофизических параметров определяются погрешности величин пористости и нефтенасыщенности. Данные оценки уточняются на основе результатов сравнения величин пористости и нефтенасыщенности, полученных расчетом по пластопересечениям в скважинах, со значениями этих величин, полученных при осреднении

карт этих полей в модели. Дается экспертная оценка величин погрешностей определения эффективных нефтенасыщенных толщин и параметров, характеризующих свойства флюидов - плотность, пересчетный коэффициент. С учетом величин погрешностей отдельных подсчетных параметров определяется величина интегральной оценки начальных балансовых запасов.

Полученные в результате создания геологической цифровой модели двухмерные или трехмерные сетки геологических параметров, величины балансовых запасов передаются далее в пакеты, преобразующие исходные геологические данные для программ гидродинамического моделирования. Если построение ПДГТМ выполнялось ранее, дается сравнение достоверности полученных результатов с результатами работ прошлых лет. Анализируются причины изменения достоверности построенной модели месторождения.

3.13.2. Цифровая фильтрационная модель

Цифровая фильтрационная модель представляет объект в виде двухмерной или трехмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам. Это данные о конструкции скважин, месячные данные о дебитах (расходах) фаз, режиме работы, данные о пластовом и забойном давлении, ГТМ. Помимо наличия дополнительных параметров фильтрационная модель может отличаться от геологической модели большей схематизацией строения, объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования.

Фильтрационное моделирование выполняется с помощью расчетных программ, которые реализуют численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласт с учетом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

Упрощение геометрического строения, осуществляемое при переходе от геологической модели к фильтрационной модели, обусловлено необходимостью проводить компьютерные расчеты пластовых процессов и показателей разработки при экономически допустимых затратах времени.

Математические модели расчета фильтрационных процессов на месторождении

К любой фильтрационной (гидродинамической) модели предъявляются общие требования:

1. Адекватность процессу фильтрации в пласте. Учет всех необходимых факторов. Универсальность модели.

2. Большая размерность пространственной сетки, аппроксимирующей реальное месторождение.

3. Простота и удобство пользования моделью. Сервисная визуализация входных и выходных данных.

4. Приемлемое время при расчете вариантов на компьютере.

5. Использование модели как для прогнозных расчетов, так и для коррекции геологической модели пласта при воспроизведении истории разработки и адаптации модели.

6. Замыкание фильтрационной модели с алгоритмами технологических и экономических расчетов. Получение регламентных таблиц и графиков.

7. Расчеты по прогнозу технологических показателей разработки должны проводиться с использованием фильтрационных программ, надежность которых подтверждается предварительным тестированием с помощью первого и седьмого тестов SPE - Society of Petroleum Engineers [125, 131]. От качества моделирующей программы зависит достоверность адаптации модели по истории разработки, точность расчетов уровней добычи нефти, обводненности продукции скважин, коэффициентов извлечения нефти и других технологических показателей.

8. Зарубежные программы должны иметь документацию на русском языке.

К настоящему времени разработано большое количество программ для фильтрационного моделирования. Наибольшее распространение получили программы трехфазной фильтрации, известные как программы “нелетучей” нефти (black oil model). В этих программах рассматриваются три фильтрующихся флюида: вода, нефть, газ - без учета их реального компонентного состава. Эти программы относятся к первой группе.

Вторую группу образуют программы многокомпонентной (композиционной) фильтрации, когда учитывается изменение компонентного состава флюидов и их физических свойств. В процессе многокомпонентной фильтрации предусматривается учет массообмена вследствие фазовых превращений. При этом уравнение неразрывности потоков должно быть соблюдено для каждого компонента.

В обеих группах программ свойства пластов и фильтрующихся флюидов зависят от давления. В особую группу выделяются программы неизо-термической фильтрации, когда свойства флюидов зависят от температуры.

Исходные данные. Для построения цифровых фильтрационных моделей этап создания цифровых фильтрационных моделей начинается после построения адресной геолого-математической модели и проведения необхо-

димого анализа геолого-промысловой информации, а также данных геофизического контроля об объектах разработки. Исходные данные разделяются на следующие основные группы:

- данные о структуре моделируемого объекта (геометрические), включающие в себя данные о контактах флюидов (ГВК, ГНК, ВНК);
- сведения о количестве геологических слоев и распределении фильтрационно-емкостных параметров в них (коэффициентов пористости, проницаемости);
- информация о слоепересечениях, интервалах перфорации, включая инклинометрические данные);
- данные о первоначальном насыщении коллекторов фазами, начальном пластовом давлении и давлении насыщения продуктивных пластов;
- результаты анализа компонентного и фракционного состава пластовых флюидов и пластовых пород, PVT свойств флюидов;
- исследования и определения абсолютных проницаемостей и относительных фазовых проницаемостей, кривых капиллярного давления, межфазного натяжения и данные о напряженном состоянии пласта и упругоэластичности пород пласта;
- промысловые данные о состоянии фонда скважин, дебитах и приемистости, обводненности добываемой продукции, газовом факторе;
- данные контроля за разработкой (замеры текущего пластового давления, результаты исследования скважин на стационарном и нестационарном режимах, определения скин-фактора, данные ГИС контроля, дебитометрии и расходомерии);
- гидрогеологические и геокриологические данные о залежи. Решение о выборе математической модели, наиболее адекватно описывающей процесс разработки залежи, принимается после анализа приведенных выше исходных данных с учетом режимов разработки нефтяной (газонефтяной) залежи.

Упомянутые выше первые три группы данных для гидродинамической модели передаются из ранее построенной геолого-математической модели, а именно:

- а) структурно-геометрические параметры пласта в сеточном виде:
 - данные о системе и ориентации координатных осей пространства;
 - число ячеек (узлов) по осям координат X, Y и Z;
 - для равномерной прямоугольной сетки - размеры блоков ячеек X, Y, и Z;
 - для неравномерной прямоугольной сетки – размеры блоков (ячеек) по координатам X, Y и Z;
 - в случае неравномерной сетки с геометрией Corner Point (угловой точки) - файл, в котором приведены соответствующие данные;

- распределение “коллектор – неколлектор” в сеточном виде (дополнительно могут быть переданы поля толщин глинистых перемычек);
- геометрические координаты нарушений (разломы и т.д.) пласта;
- б) сеточные фильтрационно-емкостные параметры пласта:
 - поле коэффициента эффективной насыщенной толщины пласта и/или эффективные насыщенные толщины;
 - поле коэффициента открытой пористости;
 - поля (тензоры) абсолютной проницаемости в направлениях X, Y и Z.
- в) в сеточном виде – данные об инклинометрии, слоепересечениях, интервалах перфорации и координатах устьев скважин;
- г) сеточные данные о характере насыщения объекта:
 - расположение контуров нефте- и газоносности;
 - поле (сетка) эффективных нефтенасыщенных толщин;
 - поле (сетка) эффективных водонасыщенных толщин;
 - поле (сетка) эффективных газонасыщенных толщин;
 - поля (сетки) нефте-, водо- и газонасыщенностей.

К промысловым и аналитическим (лабораторным) данным для фильтрационного моделирования относятся:

- а) промысловые данные:
 - идентификатор (номер) скважины;
 - сеточные координаты скважин (передаются из геолого-математической модели);
 - данные о накопленном и годовом отборах (нагнетании) по скважинам и по фазам (нефть, вода, газ), дебитах (приемистости) скважин по фазам;
 - фактический и приведенный радиусы скважин, скин-фактор;
 - устьевые, забойные и пластовые давления с указанием интервалов и дат замеров;
 - дебиты и коэффициенты продуктивности;
 - начальные пластовые давления и температура;
 - технологические режимы работы скважин;
 - число рабочих дней скважин по месяцам (кварталам, годам);
 - мероприятия, проведенные на скважине (капитальные ремонты, ОПЗ, РИР);
 - результаты и обработка данных гидродинамических исследований скважин (на стационарных режимах, КВД, КВУ);
 - данные о дебитометрии, расходомерии, термометрии;
 - данные ГИС-контроля за разработкой;
 - сведения о техническом состоянии скважин и режимах их работы (способы подъема жидкости, характеристики применяемых насосов, высота их подвески, состояние цементного камня, данные по перфорации и т.д.);
 - данные о кустовых пунктах сбора продукции;

б) аналитические данные:

- для пластовой нефти – компонентный и фракционный состав пластовой и сепарированной нефти с указанием физико-химических характеристик фракций, компонентный состав газа сепарации, начальное газосодержание, давление насыщения при пластовой температуре, динамика объемного коэффициента, газосодержания, коэффициента сжимаемости по результатам дифференциального разгазирования;

- для свободного газа (газовая «шапка») – компонентный состав до бутанов включительно с указанием молярной доли группы (C_5+ высшие), физико-химическая характеристика дебутанизованного конденсата (группы C_5+ высш.), потенциальное содержание группы (C_5+ высшие) в пластовом газе;

- физико-химические свойства пластовой воды (вязкость, коэффициент сжимаемости, плотность, минерализация и др.);

- определения коэффициентов пористости и абсолютной проницаемости по образцам горной породы (кернам);

- определенные лабораторными испытаниями относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления.

Входными данными для фильтрационного моделирования являются также результаты анализа разработки, включающие:

- анализ состояния фонда скважин;

- распределение добывающих скважин по дебитам нефти, обводненности и загазованности добываемой продукции;

- анализ причин отклонения текущих показателей разработки от проектных;

- построение характеристик вытеснения.

При моделировании наклонных и горизонтальных скважин дополнительно задаются:

- траектория наклонной и горизонтальной скважины, длина наклонного и горизонтального ствола, слоепересечения коллекторов пласта;

- интервалы притоков пластовых флюидов.

Данные, приведенные выше, достаточны для построения фильтрационных моделей “нелетучей” нефти типа Маскета-Мереса: (или black oil model), применительно к трехфазной фильтрации (нефть, газ, вода). При этом возможно растворение газовой фазы в нефтяной и водной фазах, а нефтяной - в газовой фазе. При построении более сложных моделей фильтрации для методов увеличения нефтеотдачи (МУН), описания трещиновато-пористо-

го коллектора и учета многокомпонентности системы пластовых флюидов необходимо применение соответствующей теории и дополнительных исходных данных.

Требования к точности исходных данных. Исходные данные для фильтрационного моделирования по их происхождению разделяются на три типа:

- передаваемые из геолого-математической модели;
- полученные в результате промысловых исследований и испытаний;
- определяемые в лабораторных исследованиях.

Точность данных первого типа зависит от погрешности:

- геофизических (каротажных) исследований;
- данных сейсморазведки 2D и 3D;
- определения структурно-геометрических параметров объекта разработки;
- определения контуров нефте-и газоносности;
- выделения коллекторов продуктивного пласта;
- определения интервалов перфорации.

Очевидно, что степень достоверности перечисленных данных зависит от количества контрольных точек, в которых получена информация о пласте. Например, объем части пласта, из которой отбирается керновый материал, подвергаемый лабораторным исследованиям, находится в диапазоне от 0,00004 до 0,00016%, а по геофизическим данным - от 0,022 до 0,088% от объема пласта. Все данные имеют различные погрешности в диапазоне от 5 до 20%, поэтому интегральную погрешность данных, получаемых из геолого-математической модели, можно оценить в 20% (приемлемая погрешность определения балансовых запасов углеводородов).

Точность данных второго типа определяется, прежде всего, результатами гидродинамических испытаний скважин, а охваченный объем пласта колеблется от 33 до 100%. Поэтому данные этого типа являются более достоверными и приемлемая погрешность оценивается в интервале 10 - 20% (гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор).

Наиболее точно определяются данные третьего типа в лабораторных условиях. Это данные определения вязкости пластовых флюидов (погрешности до 2 - 3%), фазового равновесия (до 10%), относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давлений (10%) и т.д. В то же время некоторые из этих данных охватывают небольшую часть продуктивного пласта, поэтому интегральная погрешность оценивается в 10 - 20%.

В итоге общая интегральная погрешность входных данных для построения фильтрационной модели составляет не менее 15 - 20%. Этим обстоятельством определяется необходимость проведения исследовательских

работ по уточнению коллекторских и других параметров модели объекта разработки с использованием фактических данных по отборам и закачиванию флюидов в скважины.

Создание фильтрационной модели

Для проведения фильтрационных расчетов с целью прогноза динамики технологических показателей и оптимизации системы разработки необходимо поставить цель исследования, выбрать объект (объекты) моделирования, тип и размерность модели и соответствующие программные средства.

Постановка целей исследования. Фильтрационная модель является инструментом для исследования самых разнообразных вопросов на конкретной залежи с помощью численных расчетов на компьютере:

1. Оценка запасов по пластам и в целом по залежи.
2. Составление ТЭО и проектов разработки месторождения.
3. Анализ и минимизация рисков разработки.
4. Исследование поведения скважин и групп скважин.
5. Изучение процессов фильтрации флюидов или их компонентов при разных воздействиях на пласт.
6. Выбор или совершенствование технологии разработки месторождения.
7. Выбор или реконструкция системы расстановки скважин.
8. Выбор оптимальных режимов работы скважин. Планирование добычи, Обеспечение наибольших текущих дебитов нефти и/или наибольшего коэффициента нефтеизвлечения. Оптимизация показателей добычи.
10. Уточнение свойств пласта и флюидов.
11. Поиск наилучших интервалов вскрытия.
12. Определение остаточных запасов, застойных зон на конкретные моменты времени.
13. Обоснование стратегии и тактики доработки месторождения.
14. Управление внутрипластовыми потоками флюидов.

Для обеспечения эффективности проведения моделирования должна быть четко сформулирована и обоснована проблема, имеющая важное технико-экономическое значение. В качестве цели моделирования выбирается один или несколько из перечисленных пунктов или формулируется иная цель. В данном разделе с учетом технического задания приводится обоснование выбора цели моделирования.

Определение области исследования

Область исследования – это непосредственно объект, являющийся целью моделирования. Для выполнения последующих действий по созданию

цифровой модели из геолого-математической модели передаются: размер моделируемой области, линзовидность, прерывистость, нарушения, внешняя область, количество скважин.

Месторождение (залежь) может рассматриваться как единое целое или, в случае его больших размеров, разбивается на участки (зоны) при значительной изменчивости геолого-физических свойств по площади. Эти участки характеризуются по фазовому состоянию флюидов как чисто нефтяные (ЧНЗ), газонефтяные (ГНЗ), водонефтяные (ВИЗ), газоводонефтяные (ГВНЗ) зоны. Участки могут различаться по относительным фазовым проницаемостям.

Определяются границы участков и создается база граничных условий, которая заполняется данными в процессе укрупненного математического моделирования всего объекта. Исходные данные для моделей участков поступают из баз геолого-промысловой, геолого-геофизической информации, а также из базы граничных условий. Далее решение задачи моделирования отдельных участков аналогично решению задачи моделирования для всего объекта. В разделе приводится обоснование и схема выделения расчетных участков.

Выбор типа модели. В зависимости от физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов и нагнетаемых агентов выбирают двухфазную, трехфазную или многокомпонентную (композиционную) модель фильтрации. При выборе типа модели должен учитываться характер моделируемого процесса разработки.

Для поддержания пластового давления наиболее часто применяют заводнение или закачивание газа. Для моделирования процессов вытеснения нефти водой при давлениях выше давления насыщения нефти газом достаточно использовать двухфазную математическую модель (трехфазную модель при постоянстве газового фактора). При разработке газонефтяных залежей или при закачивании газа в пласт для учета подвижности всех фаз флюидов необходима модель трехфазной фильтрации нефти, газа и воды.

Для большинства терригенных коллекторов с нефтью, подчиняющейся обобщенному закону Дарси и в условиях, исключающих фазовые переходы типа выпадения парафина, применима 3D-модель изотермической трехфазной фильтрации (нефть, вода, газ) типа Маскета-Мереса. Для кавернозно-трещиновато-пористых коллекторов (карбонатные отложения и др.) может применяться модель двойной пористости, проницаемости типа Барен-Блатта-Желтова-Кочиной.

Если осуществляется вытеснение смешивающимися флюидами, модель следует модифицировать так, чтобы она воспроизводила процесс смешивания закачиваемой оторочки флюида с углеводородными фазами. При исследовании процесса заводнения с применением полимеров, добавляемых к воде, данные об изменении проницаемости в зависимости от насыщенности

корректируются с учетом влияния полимеров, в результате чего изменяется характер кривых относительных проницаемостей.

Для расчета процесса разработки и методов увеличения нефтеотдачи газоконденсатных пластов, процесса водогазовой репрессии необходимо рассматривать нефть и газ как смесь компонентов, то есть использовать композиционные модели. Для описания фильтрационных течений многокомпонентных смесей может применяться модель Желтова-Розенберга.

Для моделирования неизотермического течения системы пластовых флюидов (термические МУН) необходимо применение модели теплопереноса в пласте и окружающих его породах. Для описания более сложных моделей могут вводиться дополнительно: расчет химической кинетики пластовой системы; расчет динамики напряжений и деформаций резервуара с учетом фактической реологии слагающих горных пород и тектонических напряжений. В разделе дается обоснование выбора типа модели.

Обоснование размерности модели. Современные математические модели позволяют выполнять довольно точные гидродинамические расчеты, учитывающие большинство факторов, определяющих характер фильтрации. Это многопластовый характер эксплуатационных объектов, зональная и слоистая неоднородность пластов, их линзовидность и прерывистость, интерференция скважин, характер перемещения пластовых флюидов при различном порядке ввода и отключения скважин и т.п.

Для решения задачи извлечения нефти с учетом перечисленных факторов в ПДГТМ, как правило, используются трехмерные модели. В 3D-моделях в качестве основы обычно используется 3D-сеймика и/или данные эксплуатационного бурения.

Двухмерные модели используются в качестве временной меры, когда спрогнозировать закономерности изменения ФЕС в объеме резервуара с удовлетворительной точностью не представляется возможным вследствие низкой плотности геолого-геофизических наблюдений на поисково-разведочной стадии. Они могут использоваться при исследованиях значительных по размерам многоскважинных систем (более 1000 скважин) на промежуточном этапе для определения граничных условий для трехмерных моделей отдельных участков месторождения. Для каждого случая применения двухмерной модели должно быть приведено обоснование.

Недопустимо применение плоских 2D математических моделей для определения показателей разработки водонефтяных зон, нефтегазоконденсатных, водоплавающих залежей нефти и газа, а также залежей с резко (более чем в 3 - 5 раз) изменяющимися вдоль вертикальной координаты коллекторскими свойствами.

При исследовании процессов конусообразования рекомендуется использовать модель $r-z$, которая предназначена для моделирования одиночной

скважины с радиальной симметрией и неоднородностью пласта в вертикальном направлении. Модели конуса применяют для воспроизведения результатов исследований по кривым восстановления давления в скважинах. Этот способ также применяют при повторении истории разработки месторождения для того, чтобы определить исходные значения проницаемости.

Этапы построения фильтрационной модели. При создании фильтрационной модели должны быть выполнены следующие действия:

- создать сетку модели и схему выделения слоев;
- определить свойства пласта;
- определить свойства пластовых флюидов;
- задать начальные условия, например, контакты флюидов и начальные давления;
- расположить скважины и смоделировать перфорации;
- задать дебиты по истории разработки и ограничения добычи для прогноза;
- провести расчеты;
- проанализировать результаты.

Рассмотрим последовательно действия по созданию модели.

Создание сетки и схемы выделения слоев при построении сетки на моделируемом объекте следует руководствоваться следующими условиями:

1. Обеспечить учет всех крупномасштабных деталей строения пласта (неоднородность, слоистость, выклинивания, сбросы). Дается обоснование количества и принципа выделения слоев исходя из представлений о неоднородности объекта по разрезу.

2. Для обеспечения точности расчетов между скважинами рекомендуется размещать не менее трех-пяти ячеек сетки фильтрационной модели. Данная рекомендация основывается на опыте моделирования реальных объектов.

3. Обоснование оптимальных размеров расчетных блоков рекомендуется проводить с помощью анализа чувствительности модели к ее размерности. Окончательное количество ячеек модели определяется из условия достижения сходности результатов расчетов при измельчении разностной сетки.

4. Желательна ориентация сетки по направлению осей тензора проницаемости, чтобы скомпоновать сетку по потокам.

В разделе приводится схема размещения скважин на разностной сетке с учетом расположения ВНК и ГНК.

Характеристика пласта. Каждой ячейке сетки фильтрационной модели должно быть присвоено значение параметра пласта:

- общей толщины;
- эффективной толщины;

- эффективной пористости;
- проницаемости: одно значение для изотропного коллектора и три (шесть) значения для анизотропного коллектора;
- насыщенности нефтью, водой и газом;
- абсолютной глубины кровли.

При совпадении сеток геологической и фильтрационной модели ввод данных выполняется непосредственно из геологической модели. Если сетки моделей не совпадают, создание и наполнение фильтрационной сетки осуществляется программными средствами преобразования геологической модели с использованием методов осреднения и расчета эффективных параметров. Основной задачей осреднения является получение эффективных характеристик, соответствующих масштабу ячейки фильтрационной модели.

При определении проницаемости и пористости по керну и по геофизическим исследованиям скважин характерный масштаб осреднения определяется сантиметрами. Для получения по этим данным эффективных характеристик, соответствующих масштабам расчетных ячеек фильтрационной модели, которые составляют обычно десятки и сотни метров, используются статистические методы.

При этом для получения эффективных характеристик объемных параметров (толщины, пористости) могут быть использованы их среднеарифметические (средневзвешенные) значения. Для осреднения проницаемости, которая имеет направленный (тензорный) характер, должны использоваться их среднегармонические значения, определяемые как суммы гидропроводностей по данному направлению. Для решения этой задачи разработаны различные модели и методы. Среди них в последние годы получила распространение техника осреднения - *upscaling*.

В разделе описываются методы определения эффективных параметров и приводятся значения параметров для ячеек сетки.

Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления. Приводятся табличные и графические зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярных давлений от насыщенности. Для определения капиллярных давлений и кривых относительных фазовых проницаемостей должен проводиться специальный анализ керна.

Относительные фазовые проницаемости. В фильтрационных программах относительные фазовые проницаемости задаются в виде таблиц или вычисляются по формулам. В таблицах или формулах должны быть определены критические точки: насыщенности, при которых начинают двигаться нефть, вода, газ.

Особое внимание должно быть уделено обоснованию принятых для расчетов модифицированных функций фазовых проницаемостей. С учетом промысловых данных должны быть получены расчетным путем модифици-

рованные фазовые проницаемости, учитывающие неоднородность объекта. На разрабатываемых месторождениях необходимо определять модифицированные фазовые проницаемости непосредственно на объекте по известной динамике добычи нефти, воды и газа из участков, разрабатываемых в первую очередь.

Относительные фазовые проницаемости могут быть различны для разных зон объекта. Могут быть заданы и одинаковые относительные фазовые проницаемости, отличающиеся только критическими точками насыщенности и критическими точками на кривых фазовых проницаемостей. Последний подход известен как масштабирование (scaling) относительных фазовых проницаемостей и требует учета массивов критических точек.

Функции капиллярного давления. При численном моделировании капиллярное давление задается как функция насыщенности смачивающего флюида и ее направления (пропитка -вытеснение). С увеличением насыщенности смачивающей фазы скачок капиллярного давления уменьшается. Заданному значению насыщенности соответствуют два значения капиллярного давления, величина которых зависит от способа замещения смачивающей фазой. Это явление называется капиллярным гистерезисом. Для трехфазного течения капиллярное давление «нефть-вода» является функцией водонасыщенности, капиллярное давление «нефть-газ» - функцией газонасыщенности.

Функции определяются экспериментально. Описание этих функций в виде формул затруднительно, поэтому в фильтрационной модели они задаются в виде таблиц. Существует теоретическая зависимость, связывающая капиллярное давление и относительные фазовые проницаемости, описываемая функцией Леверетта.

Свойства флюидов

Приводятся табличные и графические зависимости физико-химических свойств флюидов. При изотермической фильтрации должны быть заданы зависимости вязкости, объемного коэффициента, растворимости как функции давления для каждого из флюидов при пластовой температуре.

В виде таблиц или формул вводятся следующие зависимости параметров от давления:

- вязкость нефти, объемный коэффициент нефти, растворимость газа в нефти и нефти в газе при давлении выше и ниже давления насыщения;
- вязкость воды, объемный коэффициент воды и растворимость газа в воде;
- вязкость газа и объемный коэффициент газа;
- сжимаемость породы;
- плотность нефти, газа и воды в стандартных условиях.

При неизотермической фильтрации кроме того задаются зависимости этих параметров от температуры. Эти зависимости достаточно трудно описать в виде формул, поэтому в большинстве гидрогазодинамических программ ввод осуществляется в виде таблиц отдельно для каждого из флюидов.

Начальные условия. Задание начальных условий в пласте означает задание распределения давлений и насыщенных по ячейкам на нулевой момент времени, соответствующий статическому равновесию, при котором скорости фаз равны нулю и давление является функцией глубины и обусловлено действием капиллярно-гравитационных сил. Начальные условия могут быть заданы как известные значения в каждой ячейке сетки, так и могут быть рассчитаны с учетом гидростатического равновесия. В разделе описывается способ задания начальных условий и приводятся необходимые исходные данные.

Задание условий на границах расчетной области. Дается описание условий на границах моделируемого объекта с учетом выделения отдельных участков. Моделирование процессов разработки конкретного объекта выполняется при задании условий на скважинах и границах объекта. Возможны следующие условия на границах:

- отсутствие перетоков;
- заданные перетоки;
- заданные давления.

Задание условий на границах замкнутых залежей не вызывает вопросов. В случае моделирования отдельных участков большого нефтяного месторождения, имеющих, как правило, сообщаемость с объектом в целом, возникают трудности. В большинстве случаев приходится выполнять приближенное моделирование залежи в целом, чтобы определить условия на границе интересующего участка во времени, а затем использовать их для подробного моделирования выделенного участка.

Моделирование пластовой водонапорной системы

При построении гидродинамической модели объекта определяется объем, активность и степень взаимодействия с залежью законтурной области. Учет влияния водоносных горизонтов осуществляется аналитическим или численным моделированием. При аналитическом моделировании выполняется расчет влияния водоносного пласта. Затем рассчитанный поток воды учитывается в качестве источника питания для ячейки, имеющей сообщаемость с водоносным горизонтом. Наибольшее распространение получили формулы постоянного (Steady-State), переменного (POT) водоносного горизонта и формулы Фетковича или Картера-Трейси. При численном моделиро-

вании пластовой водонапорной системы сетка модели распространяется за пределы контура нефтеносности.

Размер законтурной области модели является предметом исследования, так как обычно неизвестен радиус депрессионной воронки. Размер законтурной области и ее характеристики уточняются при воспроизведении динамики пластового давления по истории разработки.

Моделирование скважин. Качество решения поставленной проблемы в большей степени определяется правильностью наличия информации о скважинах. Для ввода исходных данных о скважинах в разделе должна присутствовать следующая информация:

1. Координаты скважины на сетке. В случае многопластовой залежи, наклонной или горизонтальной скважины, количество координат определяется числом вскрытых ячеек.

2. Номер скважины и принадлежность к группе по критериям управления.

3. Коэффициент эксплуатации.

4. Коэффициент продуктивности.

5. Радиус скважины.

6. Скин-фактор.

7. Режим работы скважины на конкретные даты (достаточно задать часть данных):

- забойное давление;
- давление на устье;
- депрессия;
- дебит нефти;
- дебит воды;
- дебит жидкости;
- дебит газа.

В случаях, когда гидродинамические потери давления в стволе являются значительными, перечисленный набор исходных данных может оказаться недостаточным для использования программы фильтрации. Тогда необходимо применять подпрограммы для моделирования гидродинамических процессов в самой скважине.

Задание условий на скважинах по истории разработки. При повторении истории разработки в качестве входных данных по каждой скважине на конкретные даты задаются замеры дебита одной из фаз, дебит жидкости (вода + нефть) или давление из системы данных о добыче, источником которых являются промысловые данные (фонд скважин, вскрытие пластов, месячные эксплуатационные рапорты по скважинам, забойные давления и коэффициенты продуктивности).

Исходные материалы нередко содержат недостоверную информацию. Занесение такой информации, настройка по ней фильтрационной модели или проверка правильности геологической модели недопустимы. Следовательно, до начала построения модели объекта необходимо тщательно выверить промысловую информацию, используя непосредственно «шахматки» промысла. Анализ разработки и входных данных по скважинам являются ответственным этапом создания модели пластовой системы.

Задание ограничений и управлений работой скважин для прогноза. Скважина может работать в одном из перечисленных выше режимов, выбранного в качестве управляющего воздействия. На другие режимы в этом случае могут быть наложены ограничения. Для дебитов фаз устанавливается допустимый верхний предел добычи. Для давления устанавливается нижний предел в добывающих и верхний предел в нагнетательных скважинах. Способ управления на скважине автоматически меняется при достижении одного из пределов. Как правило, таких переходов в программах предусматривается достаточное количество.

Предусматривается ряд следующих дополнительных ограничений на работу скважин:

- обводненность;
- водонефтяной фактор;
- газонефтяной фактор;
- нижний предел дебита нефти или газа;
- минимальное пластовое давление;
- максимальное пластовое давление.

При достижении одного из ограничений скважина будет автоматически закрыта. В некоторых программах такое управление выполняется в отношении отдельных прослоев и организовано по группам скважин. Скважины, закрытые по достижении ограничения, могут быть включены вновь, если предел больше не нарушается. Закрытие скважины может быть осуществлено полностью или с учетом перетока по стволу скважины, расположенному в связанных слоях. Автоматическое сокращение дебитов выполняется по достижении верхнего предела, например, максимальной добычи со скважины или группы скважин, при снижении давления в пласте ниже допустимого значения.

Для нагнетательных скважин в некоторых моделях предусматривается ее отключение, если в заданном радиусе все добывающие скважины закрыты. Автоматическое закрытие скважин «на ремонт» предусматривается по достижении указанного времени, экономического предела (например дебита).

Моделирование автоматически прекращается, если все добывающие скважины отключены или заданный срок моделирования закончен. Конт-

роль за разработкой осуществляется в фильтрационных программах автоматически. Проведенные или рекомендованные геолого-технологические мероприятия фиксируются в соответствующих выходных файлах.

Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели на основе анализа истории разработки. Если рассматриваемое месторождение уже эксплуатировалось в течение определенного времени, то первым шагом моделирования должно стать воспроизведение существующей истории разработки. На этом этапе добыча из месторождения моделируется на основании существующей геологической модели. Фильтрационная модель корректируется итеративным способом до тех пор, пока она не окажется в состоянии воспроизвести фактическое распределение давления и многофазное течение флюидов.

По истории разработки пласта, его части или первоочередного участка, оценивается достоверность выходных параметров и уточняются:

- параметры внешней области;
- геологическая модель и запасы нефти и газа;
- проницаемость и гидропроводность пласта;
- функции модифицированных относительных фазовых проницаемостей;
- функции адсорбции, десорбции.

На основе уточненной фильтрационной модели первоначально оценивается принятая геологическая модель. В ходе воспроизведения истории должна быть уточнена важная информация о наличии непроницаемых барьеров в пласте. Например, может оказаться, что совпадение результатов моделирования и фактических данных достигается лишь при наличии перетоков через плоскость сброса, считавшуюся ранее непроницаемой. В свою очередь, это может свидетельствовать о дополнительных запасах нефти на изначально не принимавшихся во внимание участках месторождения.

В процессе повторения истории разработки возможно использование как специальных адаптационных программ по решению обратных задач фильтрации, уточняющих ФЕС пласта в отдельных элементах, так и использование основной модели с уточнением функций относительных фазовых проницаемостей по отдельным областям и элементам. По результатам уточнения должны быть сделаны изменения в базе данных. В процессе адаптации важно использовать максимум всей имеющейся информации.

В этом разделе необходимо:

- привести графики и таблицы невязок расчетных и фактических показателей разработки по пласту в целом и по отдельным скважинам;
- объяснить причины несовпадения тех или иных показателей разработки в целом по пласту и по скважинам;

- привести поля распределения насыщенности нефтью, газом и водой, поля распределения удельных запасов нефти по объекту в целом (при необходимости по гидродинамическим слоям) на начальный момент времени и на дату составления модели.

3.13.3. Рекомендации по организации работ по созданию и использованию постоянно действующих геолого-технических моделей (ПДГТМ)

Интегрированная база данных постоянно действующей геолого-технической модели

Общие требования к организации единого информационного обеспечения ПДГТМ. Все работы по созданию геолого-технологических моделей, начиная со сбора данных и кончая выдачей итоговых документов и построением цифровых моделей, должны проводиться на единой информационной основе с использованием единой интегрированной базы данных, которая должна содержать все виды геолого-геофизических данных, используемых при построении и постоянном функционировании геологических и фильтрационных моделей. Все данные должны единожды загружаться в интегрированную базу и быть доступны любому приложению. Любые изменения в базе, связанные с коррекцией существующих или получением новых данных, могут производиться только с разрешения (с паролем) специалиста, ответственного за данный раздел базы.

Данные разного рода создаются и собираются в различных по профилю своей деятельности организациях, проходят определенные стадии контроля, первичной обработки, прежде чем поступают к специалистам, занимающимся непосредственно построением моделей. Поэтому должна быть создана технология, обеспечивающая функционирование распределенного банка данных. Оптимальная технология требует создания специальной информационной инфраструктуры для создания и ведения распределенного банка данных.

Инфраструктура должна функционировать в условиях постоянного обновления и пополнения информации и должна обеспечивать пересчет геолого-технологической модели с учетом новых данных.

Требования к системе управления базами данных (СУБД). Создаваемая технология построения постоянно действующих моделей должна функционировать на основе мощной современной СУБД, обеспечивающей не только эффективное формирование и ведение интегрированной базы данных, но и эффективную работу всех приложений. К ним относятся прикладные про-

граммы, значительная часть которых разработана с использованием средств различных СУБД, распространяемых на рынке программных продуктов.

Исходя из изложенного, можно перечислить основные требования к СУБД как основе создаваемой технологии построения ПДГТМ:

- 1) высокая производительность на узлах всех уровней;
- 2) обеспечение сохранности данных в условиях многопользовательского доступа;
- 3) наличие средств эффективной реализации распределенных систем, в частности, средств тиражирования данных, обеспечивающих целостность информации во вторичных базах и гарантированную доставку данных при малой загрузке аппаратуры;
- 4) наличие единообразных средств хранения и копирования информации на узлах всех уровней, что позволяет строить любые схемы пересылки, вплоть до временного замещения узлов или перераспределения между ними функциональных задач;
- 5) мобильность и масштабируемость посредством наращивания мощности аппаратуры или смены платформы;
- 6) доступность и развитость всего спектра технологических инструментов, в частности, средств разработки приложений, средств объединения широкого спектра источников данных от разных производителей, средств динамического объединения различных СУБД;
- 7) умеренные требования к аппаратной части;
- 8) наличие внутренних резервов и идеологических заделов для успешного развития в перспективе.

Требования к программно-техническим средствам для геолого-технической модели

Состав программно-технических средств, обеспечивающих функционирование изложенной выше структуры, выбирается специалистами нефтегазодобывающего предприятия. Основным требованием к этим средствам являются технологичность, достаточная полнота программного обеспечения, удобство доступа к данным, решения прикладных задач. Программное обеспечение должно позволять использовать все виды геолого-геофизической и другой информации даже при весьма ограниченном ее объеме на начальной стадии. Это связано с тем, что в дальнейшем модель должна отвечать смыслу термина «постоянно действующая» и сопровождать разработку месторождения на всех стадиях его «жизни». Как показал опыт эксплуатации различных программно-методических средств, наиболее оптимальным является совместное применение отечественных и зарубежных пакетов программ при условии эффективного обмена данными между этими пакетами.

Состав технических средств определяется выбранными пакетами программ. Наиболее вероятно, что фактическая реализация системы будет базироваться на UNIX серверах и рабочих станциях (IBM, SUN, HP, SG) и персональных ЭВМ (IBM или IBM совместимых), объединенных в единую сеть. В соответствии со сформулированными требованиями к системе с точки зрения решаемых задач и иерархии производственных отношений, существующих в нефтяной промышленности, компьютеры нефтегазодобывающего объединения целесообразно связывать в вычислительную сеть.

В настоящее время в ряде компаний созданы свои информационно-аналитические центры. В зависимости от класса решаемых задач и географического места их расположения часть данных может передаваться в реальном времени, часть данных передается на электронных носителях.

Кроме серверов, рабочих станций и ПЭВМ соответствующие звенья сети должны быть оснащены плоттерами (цветными и черно-белыми), лазерными принтерами, диджитайзерами, сканерами, средствами ввода/вывода данных на машинные носители (НМЛ, CD), архивными системами. Конкретное количество и распределение данных средств определяется проектом автоматизации для каждой компании.

3.14. Геологические модели многопластовых объектов в процессе разработки нефтяной залежи

Существующие представления о геологическом строении изучаемого месторождения. Как уже отмечалось, построение с достаточной точностью геологической модели месторождения с текущей характеристикой параметров коллекторов и насыщение ее начальными и текущими значениями пластовых флюидов является одним из самых ответственных разделов, недостаточно изученных в общей технологии оптимального управления разработкой. Научно-методические и экспериментальные этапы исследования этой проблемы целесообразно проводить на отдельных площадях, участках. На поздней стадии разработки месторождения предметом исследования становятся закономерности пространственно-временного распределения остаточных запасов нефти. К этому времени происходит изменение базы данных.

С целью дальнейшего уточнения геологического строения и создания цельной геологической модели горизонта требуется восстановить полный комплекс электронных баз по ГИС, показатели добычи, закачивания и промысловых исследований скважин. Необходимо произвести разбивку добычи и закачивания по пластам с проверкой первичных данных на выявление

механических ошибок. В результате будет создана общая электронная база данных для построения геологической модели объекта разработки.

Ревизия и методы пополнения базы геофизических исследований скважин. При уточнении геологического строения и формировании геолого-математической модели нефтяного пласта в базу вводятся такие необходимые параметры, как эффективная толщина, пористость, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность коллекторов, интервалы перфорации и другие. Однако после сбора геолого-промыслового материала и данных по разработке выясняется, что в имеющемся объеме информации часть этих параметров отсутствует и определить их по ГИС не представляется возможным. В то же время для уточнения геологического строения пластов, совершенствования системы разработки месторождений и создания ГТМ необходимо наличие наиболее полной информации в базе ГИС по всему пробуренному фонду скважин.

В промысловых условиях достоверность данных по характеристикам пласта и флюидов может легко проверяться, например, по сопоставлению значений гидропроводности, полученной по ГИС и ГДИС (гидродинамическим исследованиям скважин) и приведенной к фильтруемой или «прострелянной» толщине пласта по интервалам перфорации к однотипным параметрам. Приведем пример такого сопоставления данных kh/μ для неглинизированных коллекторов. Если ограничить данные ГИС и ГДИС первой зоной достоверности в 85 %, а вторую провести на уровне 60 %, то получим, что значительное количество скважин находится вне зон достоверности на уровне 60 %, поэтому они подлежат ревизии и уточнению значений параметров путем повторных замеров. Вот почему важна достоверность информации для формирования геологической модели на самом первом этапе. Причины несоответствия первичных данных по ГИС и ГДИС являются далее предметом тщательного исследования. Следовательно, задача ревизии имеющейся и восстановления недостающей информации в базе ГИС является крайне актуальной.

Одной из особенностей поздней стадии разработки месторождений является тот факт, что к этому времени накоплено большое количество материала по добыче, закачиванию и результатам различных исследований как в базе данных, так и в самих методах геологических исследований. Это позволяет восстановить отсутствующие данные по ГИС как косвенным способом, так и путем проверки и дополнения данными ГДИС, а также путем согласования дебитов нефти в начальной стадии разработки и в процессе разработки пластов с системой заводнения, а также данных применения различных методов увеличения нефтеотдачи. В процессе изменения материала они будут показаны.

Возможны следующие способы ревизии имеющейся и восстановления недостающей информации в базе ГИС:

- восстановление отсутствующих границ пластов с помощью корреляции с окружающими скважинами;
- восстановление отсутствующего значения абсолютной отметки пласта по соседним скважинам с помощью геологического профиля;
- восстановление отсутствующего значения абсолютной отметки пласта по структурной карте;
- восстановление значения “коллектор-неколлектор” по карте эффективных толщин;
- восстановление значения отсутствующего параметра (пористость, глинистость, нефтенасыщенность и т. д.) методом триангуляции по окружающим скважинам;
- восстановление значения отсутствующего параметра по соответствующей карте;
- восстановление значения отсутствующего параметра по данным эксплуатации;
- проверка имеющейся базы ГИС по отдельным скважинам в сопоставлении с другими.

Способы восстановления данных с помощью корреляции основаны на построении корреляционных разрезов. Одна из самых распространенных схем соединения скважин в корреляционные разрезы показана на рис. 3.10 (а, б).

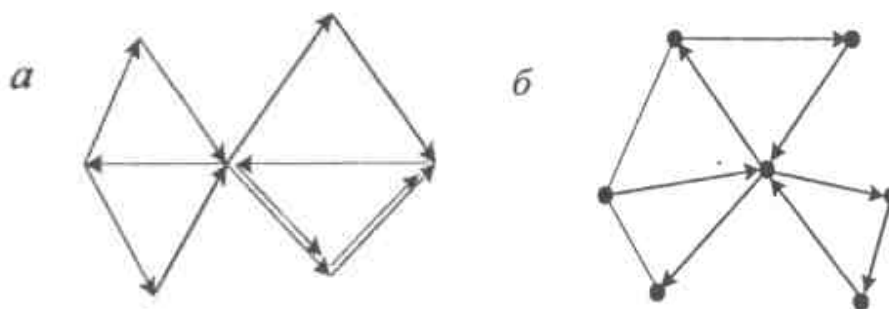


Рис. 3.10. Схема выбора скважин для корреляции разрезов

Для построения корреляционного разреза необходимо [33]:

- ввести весь имеющийся комплекс ГИС, предварительно от-ре-визированный по окружающим скважинам, в ЭВМ и построить палетку для данного объекта. Надо отметить, что обобщенная палетка для крупных месторождений типа Ромашкинского, Мамонтовского, Самотлорского в целом дает искажения, поэтому необходимо объекты разукрупнять на участки, например по 1000-1200 скважин, и строить индивидуальные разукрупненные палетки. Это связано с тем, что для крупных месторождений геологическое

строение по площади меняется значительно в связи с изменением слагающих пород;

- выделить опорные пласты (реперы);
- скоррелировать разрез по каротажным диаграммам относительно верхнего и нижнего реперов, выделив границы пластов (рис.2.7, цв. вкл.);
- показать интервалы перфорации, абсолютные отметки, расстояние между скважинами.

Анализ, уточнение и корректировка базы ГИС основывались на современных методах интерпретации, позволяющих уточнить фактические глубины и расположение коллекторов, насыщенность, пористость и проницаемость. Использовались исходные кривые методов электрокаротажа (ПС, ПЗ, ИК), радиокаротажа (ГК, НТК) и кавернометрии (ДС), преобразованные в структуре обменного LAS-файла, к которым прилагался файл-”МОДЕЛЬ” либо таблица “Параметры скважин”. Весь комплекс работ по интерпретации проводился на ПК с использованием программы редактирования цифровых массивов “LOG” и комплексной системы обработки и интерпретации “GIN-TEL”.

На первом этапе производилось выделение проницаемых пропластков, определение их толщин, абсолютных отметок и характера насыщения. При этом использовались как прямой качественный признак (диаметр скважины), так и косвенный (глинистость) пород. Использовались методические положения и палетки, разработанные в ТатНИПИнефть, результаты исследований БашНИПИнефть, треста БНГ и ВНИИНПГ. Граничные значения амплитуд ПС, при которых пласт способен отдавать нефть, варьировались в пределах 22...45 мВ, в зависимости от УЭС бурового раствора. Граничное значение КС, выше которого коллекторы относились к нефтенасыщенным, было принято 5 Ом. Определение сопротивления пластов проводилось по данным методов ИК, а в скважинах, где ИК отсутствовал, - по кривым БК и КС.

Количественное определение пористости осуществлялось двумя способами: по данным радиоактивного каротажа (ГК, НТК) и по данным метода потенциалов самопроизвольной поляризации. Ограничением определения по методу ПС является слабая зависимость амплитуды ПС от пористости в слабоглинистых и чистых коллекторах. Ограничением методов радиокаротажа является зависимость показаний не только от глинистости, но и от радиоактивности насыщающих пласт флюидов. Поэтому для выбора достоверного результата показания различных методов необходимо анализировать совместно с условиями замера. Количественное определение нефтенасыщенности производилось на основании кривой сопротивлений ИК или БК с учетом определенного коэффициента пористости.

Частным случаем является метод триангуляции, который часто используют геофизики, когда недостающий параметр определяют по соседним скважинам без построения карт (пример показан на рис. 3.11). Суть усовершенствования этой методики состоит в том, что последовательность определения неизвестного значения пористости следующая:

- определяется треугольник скважин 2, 4 и 5, в пределы которого входит искомая скважина 7;
- на отрезке между скважинами 5 и 2 наносится шкала значений пористости;
- определяется точка пересечения отрезка с лучом из скважины 4, проходящим через скважину 7;
- значение пористости в этой точке составляет 20,2 %;
- на луче из скважины 4 наносится шкала значений пористости. По этой шкале определяем, что значение пористости в скважине 7 составляет 20 %.

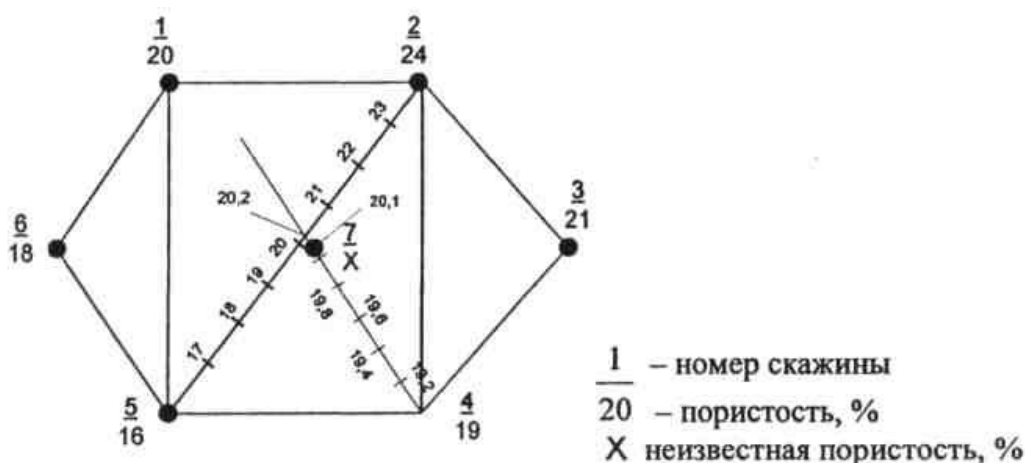


Рис. 3.11. Графическое определение неизвестного значения пористости по окружающим скважинам, в которых значение пористости известно

В некоторых случаях возможно восстановление значения отсутствующего параметра по данным эксплуатации. Например, если скважина с неизвестными значениями пористости и проницаемости в пласте эксплуатируется в окружении транзитных, контрольных или пьезометрических скважин и по этой скважине есть значения дебита нефти, пластового и забойного давлений, то можно определить пористость через удельную продуктивность.

По одному варианту коэффициент удельной продуктивности ($K_{нд}$) определяется по формуле

$$K_{нд} = Q_H / h(P_{пл} - P_{зав}), \quad (3.32)$$

где Q_H - дебит нефти, т/сут;

h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

$P_{пл}$ и $P_{зАБ}$ - пластовое и забойное давление, МПа.

С другой стороны, возможно определение $K_{пл}$ с учетом пористости по формуле

$$K_{пл} = A \cdot e^{B \cdot K_{п}} \quad (3.33)$$

Совершенствование изучения геологической модели с помощью автоматизированных корреляционных разрезов. При огромном количестве накопленной информации по некоторым направлениям эксплуатации для месторождений России ощущается недостаточность информации для решения инженерных задач. Исследования в этом направлении ведутся достаточно широко, например в ЦГЕ под руководством ученых Г.И. Гогоненкова, А.С. Кашика, С.С. Эльманович, А.В. Бадагова, З.Н. Жемжурова, Е.А. Юканова, М.Х. Серкова, А.Я. Храмцова, Е.В. Иванович и др. Однако получение информации требует использования дорогостоящих дистанционных приборов и методов их обработки, чему посвящены работы И.Д. Амелина, В.А. Бадьянова, Б.Ю. Вендельштейна, И.С. Гутмана, В.В. Стасенкова. Метод АКР (автоматизированный корреляционный разрез), созданный в НПО «Нефтегазтехнология», позволяет восполнить этот недостаток, например, восстановить отсутствующие значения абсолютной отметки пластов, а также уточнить их геологическое строение на базе существующей информации. Однако расположение пород и коллекторов сформировались по определенной закономерности как по вертикали, так и по горизонтали. Хотя могут существовать тектонические нарушения, но они также распределяются с определенной закономерностью. Если площадная по горизонтали и вертикали корреляция не проводится, то при использовании данных базы ГИС по единичным скважинам возможны расхождения в индексации пластов. Но такой объем информации и наличие большого количества скважин обуславливают необходимость работы не в ручном, а в автоматизированном режиме.

При необходимости охвата корреляционными разрезами всего фонда пробуренных скважин до настоящего времени процесс формирования корреляционных разрезов проводился вручную, что является задачей достаточно трудоемкой. Следовательно, актуальной является задача автоматизации построения корреляционных разрезов, чтобы более полно и точно получать данные для построения трехмерной геологической модели. Следует отметить, что чем точнее строится трехмерная геологическая модель, тем объективнее прогнозируются начальные и остаточные запасы нефти.

Как правило, рассматриваются следующие способы автоматизации построения корреляционных разрезов:

- способ ближайших скважин;

- способ крайних скважин;
- способ широтных и меридиональных разрезов;
- способ окружающих скважин.

По способу ближайших скважин из всего фонда выделяются пары скважин с наименьшим расстоянием между ними. Из этих пар формируются корреляционные разрезы по принципу включения в разрез наибольшего числа скважин.

Особенности данного способа:

- линии корреляционных разрезов имеют произвольную форму и направление;
- множество разрезов включают в себя, в основном, одни и те же скважины и различаются только несколькими скважинами в начале и в конце разрезов.

По способу крайних скважин выделяются пары скважин с наибольшим расстоянием между ними. Очевидно, что эти скважины находятся на разных окраинах месторождения. Данные скважины соединяются прямой линией. Между этими скважинами в разрез включаются другие скважины, отстоящие от данной прямой на расстояние не более половины ширины скважинного расстояния (например, 250 м).

Особенности способа крайних скважин:

- все разрезы полностью пересекают всю площадь месторождения от края до края и включают в себя достаточное число скважин для достоверной корреляции;
- все разрезы проходят через центральную часть месторождения;
- линия каждого разреза занимает полосу шириной не более скважинного расстояния (например, 500 м);
- способ позволяет просматривать центральную часть месторождения во всех направлениях;
- возможны случаи, когда соседние в разрезе скважины в действительности далеко отстоят друг от друга.

По способу широтных и меридиональных разрезов вся площадь месторождения делится на полосы шириной скважинного расстояния (например, 500 м) в направлениях с запада на восток и с юга на север. Каждый разрез формируется из скважин, попадающих в соответствующую полосу.

Особенности способа:

- совокупность широтных и меридиональных разрезов образует квази-прямоугольную сетку, покрывающую всю площадь месторождения;
- направления разрезов близки к общепринятым в геологической практике (запад-восток и юг-север);
- ряд разрезов, проходящих по краю месторождения, отличающемуся по направлению от меридионального или широтного, может включать в себя

слишком маленькое число скважин, недостаточное для достоверной корреляции;

- возможны случаи, когда соседние в разрезе скважины в действительности далеко отстоят друг от друга.

В том случае, если при способе широтных и меридиональных разрезов или при способе крайних скважин имеет место наличие в разрезе соседних скважин, в действительности далеко отстоящих друг от друга, рекомендуется включение в разрез дополнительных скважин, выходящих за пределы полосы шириной скважинного расстояния (рис. 2.15), по следующему алгоритму:

- выбор в разрезе пары соседних скважин, далеко отстоящих друг от друга;

- определение точки середины отрезка между данными скважинами;

- поиск скважины, ближайшей к точке середины отрезка;

- если найденная скважина еще не входила в разрез, то она включается в разрез между двумя данными скважинами;

- последовательность действий повторяется, пока в разрезе не останется таких скважин.

По способу окружающих скважин разрез строится вокруг рассматриваемой скважины. В этом случае выбирается четное число (4 или 6) скважин, образующих ячейку в середине с исследуемой скважиной (т.е. расположенных вокруг рассматриваемой скважины), а затем из них формируется корреляционный разрез следующим образом:

- разрез состоит из 6 или 9 скважин;

- рассматриваемая скважина входит в разрез как вторая и пятая (в случае 6 окружающих скважин - как восьмая);

- окружающие скважины входят в разрез таким образом, чтобы пара окружающих скважин и рассматриваемая скважина между ними располагались как можно ближе к прямой линии.

Особенности способа:

- способ используется для корреляции разреза индивидуально в конкретных скважинах;

- рассматриваемая скважина повторяется в разрезе два или три раза, каждый раз с другими соседними скважинами;

- способ позволяет наиболее точно скоррелировать разрез в рассматриваемой скважине и проанализировать геологическое строение в окружении данной скважины одновременно в нескольких направлениях.

Сравнивая вышеперечисленные способы, можно сделать следующие выводы: Первые три способа позволяют проводить площадную корреляцию. При первом способе корреляции анализ геологического строения разреза проводится по наиболее близко расположенным скважинам. Второй способ

корреляции позволяет проследить закономерности изменения геологического строения центральной части во множественных направлениях, а на окраинах месторождения - в направлении к центру. Третий способ корреляции позволяет проследить изменение геологического строения исследуемого горизонта практически во всех скважинах месторождения в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Четвертый способ дает возможность провести местную корреляцию в окружении конкретных скважин без использования площадной корреляции.

Применение каждого из способов построения АКР зависит от необходимости степени уточнения информации о геологическом строении, вызванной начальной информационной недостаточностью объекта, и эти способы дополняют друг друга в зависимости от решаемой задачи. Все четыре способа в автоматизированном режиме могут реализовываться как автономно, так и совместно. Суть совместного способа использования всех четырех методов состоит в том, что при сопоставлении одного метода определения отдельных параметров с другим, с одной стороны, уменьшается возможность получения ошибки, с другой, - увеличивается достоверность информации.

Уточнение геологического строения объекта разработки и базы данных приведёт к некоторому перераспределению индексов пластов и уточнению подсчетных параметров, в частности, пористости, проницаемости, границ площади нефтеносности дренируемого объекта.

Уточнение геологической модели многопластового объекта путем выделения литологических окон. Литологические окна представляют собой зоны, в которых имеет место слияние коллекторов двух и более пластов. Через эти зоны, в которых устанавливается гидродинамическая связь, осуществляется взаимодействие и перетоки жидкости между сливающимися пластами, знание которых значительно облегчает формирование уточненной геологической модели и правильный выбор технологии заводнения и оптимизацию выработки запасов при эксплуатации скважин. Литологические окна формируются, как правило, на залежах, вскрывших многопластовый объект единым фильтром в течение длительного времени.

О природе и механизме взаимодействия пластов впервые подробно было описано И.Г. Пермяковым при анализе эффективности системы заводнения Туймазинского месторождения, где приводятся прямые и косвенные признаки зон сосредоточения перетоков жидкости на примере двух пластов, суть которых заключается в следующем:

- первый прямой признак сообщения пластов - отсутствие глинистого раздела (литологические окна, приуроченные к зонам размыва глинистого раздела);
- второй прямой признак перетока воды - появление воды в скважинах верхнего пласта, расположенных внутри контура сплошной нефтеносности;

- первое косвенное указание на существование перетоков жидкости в каком-либо районе - аномально высокие пластовые давления в верхнем пласте внутри зоны отбора;

- второе косвенное указание на сообщаемость пластов и мест перетоков нефти - аномально высокое положение водонефтяного контакта (ВНК) по нижнему пласту.

Следует отметить, что в дальнейшем механизм перетоков изучался многими исследователями. Однако для практических целей представление их в виде геологических тел или объемных объектов вызывало определенные трудности из-за необходимости анализа и переработки значительного объема информации. С появлением ПЭВМ решение таких задач стало доступным и один из путей их решения рассмотрен в данной работе. Один из способов обнаружения наличия слияния коллекторов - построение карт непроницаемого раздела между пластами.

Алгоритм карты непроницаемого раздела представляет собой карту толщины между подошвой последнего коллектора данного пласта и кровлей первого коллектора следующего пласта (раздел с нижележащим пластом) либо между кровлей первого коллектора данного пласта и подошвой последнего коллектора предыдущего пласта (раздел с вышележащим пластом).

Так как слияние рассматриваемого пласта с нижележащим, полученное по карте непроницаемого раздела данного пласта с нижележащим пластом, является в то же время для нижележащего пласта слиянием с вышележащим, полученным по карте непроницаемого раздела нижележащего пласта с вышележащим (данным), далее рассматривается только слияние с нижележащим пластом. При этом приняты следующие методические приемы для построения карты и получение зон слияния для данного пласта с нижележащим.

Методически построение карты непроницаемого раздела основано на следующих принципах:

1. Карта строится в зоне распространения коллекторов как нефтенасыщенных, так и водонасыщенных.

2. В зоне отсутствия коллекторов (в зоне замещения) толщина непроницаемого раздела не определена, поэтому принимается во внимание, что слияния пластов в этой зоне нет.

3. Основными исходными данными являются значения толщины непроницаемого раздела между подошвой последнего коллектора данного пласта и кровлей первого коллектора следующего пласта по всем скважинам, в которых коллектор есть в обоих пластах.

4. Зачастую число скважин по п. 3 (в которых коллекторы есть в обоих рассматриваемых пластах) мало по сравнению с числом скважин по п. 1 (с коллектором в данном пласте) из-за числа скважин, попадающих в зону

неколлекторов нижележащего пласта. Поэтому к основным исходным данным (п. 3) добавляются дополнительные исходные данные в виде значений толщины непроницаемого раздела между подошвой последнего коллектора данного пласта и кровлей первого коллектора нижележащих пластов по всем скважинам, в которых коллектор отсутствует в первом нижележащем пласте. Этот прием позволяет повысить полноту исходной информации.

5. Когда скважина недобурена до первого коллектора нижележащих пластов, а имеется только толщина вскрытой непроницаемой части ниже последнего коллектора данного пласта, возможно использование этой толщины как ограничения снизу на величину непроницаемого раздела. Тогда принимается, что непроницаемый раздел в данной скважине должен быть не меньше данной толщины вскрытой непроницаемой части. В этом случае построение карты непроницаемого раздела следует проводить с применением метода построения карт с неполной информацией по некоторым скважинам:

- вся совокупность исходных данных делится на 2 группы (скважины с известным значением непроницаемого раздела (пп. 3, 4) и скважины в которых нижележащий коллектор не вскрыт и, следовательно, толщина непроницаемого раздела между пластами неизвестна, но известна толщина вскрытой непроницаемой части ниже коллектора данного пласта (п. 5);

- на основе исходных данных первой группы скважин строится карта непроницаемого раздела;

- по построенной карте восстанавливаются значения толщины непроницаемого раздела в скважинах второй группы;

- восстановленные значения толщины непроницаемого раздела в скважинах второй группы сравниваются с исходными значениями толщины вскрытой непроницаемой части. Если исходное значение толщины будет больше восстановленного значения, то скважина переводится из второй группы в первую;

- процесс построения карты, восстановления значения толщин и сравнения с исходными значениями в скважинах второй группы повторяется до тех пор, пока не останется скважин, требующих перевода из второй в первую группу.

6. Построенная карта непроницаемого раздела используется для выделения зон слияния. Зоны слияния выделяются на карте непроницаемого раздела между пластами как области со значением толщины непроницаемого раздела меньше заданного граничного значения. Границы зон слияния являются изолиниями с заданным граничным значением. Например, имеются случаи, в которых рассматривалось взаимовлияние пластов через зоны слияния. Наибольшая отмеченная толщина непроницаемой кровли, при которой может иметь место переток жидкости между пластами, равна или

менее 1 м. Поэтому в качестве граничного значения толщины для выделения зон слияния принята толщина, изменяющаяся от 0 до 1 м.

Интервал изменения граничного значения толщины непроницаемого раздела обосновывается из следующих предпосылок. С одной стороны, это значение определяется ограниченностью точности выделения пропластков или перемычек толщиной менее 0,4 м при интерпретации данных геофизических исследований. С другой стороны, опыт практики, основанный на анализе промысловой информации, показывает, что в зоне дренирования пластов, разделенных глинистыми перемычками или плотными породами толщиной менее 1 м, эти перемычки не выдерживают перепада между пластовым давлением и давлением в зоне дренирования более 1 МПа, что ведет к межпластовым перетокам жидкости в данной зоне. Покажем некоторые приемы выделения литологических окон на примере конкретного объекта.

Выборочная оценка достоверности построения карт литологических окон проверяется путем сопоставления суммарных отобранных объемов запасов нефти по скважинам с расчетным распределением прогнозной добычи по притоку нефти из перфорированных интервалов. Карта литологических окон имеет важное практическое значение, так как позволяет формировать систему закачивания и отбора для выработки остаточных запасов в многопластовых объектах, представленных терригенными, порово-трещинными, трещинно-поровыми и трещинными коллекторами.

3.15. Выбор режимов работы скважин и ГТМ по управлению процессом разработки

Необходимо разработать программу, позволяющую автоматически выбирать режим работы скважины в процессе численных расчетов. Для добывающих скважин, эксплуатирующихся в режиме заданного дебита, контролируется забойное давление, обеспечивающее этот дебит. Если достигается предел допустимого забойного давления, то осуществляется переход на этот режим забойного давления. В режиме заданного забойного давления контролируется максимально допустимый дебит нефти или газа и при достижении допустимого значения дебита скважина продолжает работать в режиме ограниченного дебита. Добывающие скважины отключаются при достижении заданного предела обводненности, водонефтяного или газонефтяного фактора, минимума давления.

Указанные функции моделирующей программы могут использоваться для выбора режимов скважин и позволяют определить время перевода скважин на механизированный способ эксплуатации, сроки проведения РИР и ОПЗ и интервалы изоляционных работ. Если процесс ОПЗ связан с измене-

нием фильтрационных свойств или особенностей скважин, то в программе предусмотрены следующие возможности соответствующих изменений в модели с учетом процесса ОПЗ:

- а) задавать и изменять коэффициент продуктивности в процессе расчета;
- б) проводить расчет подвижностей флюидов в скважине со своими фазовыми проницаемостями;
- в) учитывать изменение свойств призабойной зоны;
- г) учитывать направленность воздействия (анизотропию);
- д) осуществлять прогноз процесса разработки при различных мероприятиях по регулированию процесса.

По результатам гидродинамических расчетов приводятся рекомендуемые режимы скважин и программа проведения ГТМ.

Моделирование гидродинамики призабойной зоны скважины. При вскрытии скважиной более одного блока сетки и в случае заданного дебита добыча между блоками распределяется пропорционально подвижности фазы и разности давлений между блоком сетки и стволом скважины. Такое распределение особенно важно в продуктивных пластах с малыми связями, когда изменения давления по пластам могут существенно отличаться.

В определенных ситуациях депрессия в одном слое может иметь противоположный знак к депрессии в других вскрытых слоях. В этом случае возникает переток между слоями продуктивного пласта через ствол скважины. Ограничения материального баланса соблюдаются в пределах ствола скважины таким образом, чтобы смесь фаз, текущих вне ствола скважины, соответствовала средней фазовой смеси внутри ствола скважины. Средство моделирования перетока в зависимости от возможностей программы модели может иметь место либо отсутствовать.

Моделирование газогидродинамических процессов в стволе скважины. Для течений в скважине с малыми расходами или для коротких вскрытых интервалов задачи в призабойной зоне и в стволе скважины могут решаться независимо. Для течений в скважине с большими расходами и для достаточно протяженных вскрытых интервалов (например, для горизонтальных скважин) эти две задачи могут быть взаимосвязанными. Действительно, для добывающей скважины приток пластового флюида зависит от давления в стволе скважины. В то же время разность давлений на разных участках скважины может зависеть от скорости течения, т. е. быть связанной с притоком. В этих случаях фильтрационная программа должна включать взаимосвязанный расчет течения в пласте и течения в скважине.

Как в призабойной зоне скважины, так и для течения в стволе, могут нарушаться основные предположения фильтрационной модели, справедливые для пластовых условий в промежутках между скважинами. Например, при значительном выделении газа (для нефтяных залежей) или конденсата

(для газоконденсатных залежей) может быть необходим более точный учет фазовых превращений вблизи или внутри скважины. С другой стороны, при высоких скоростях потока могут сказываться неньютоновские свойства флюида, что приводит к необходимости модифицировать фильтрационный закон.

В силу близости задачи описания работы скважин для случаев трехкомпонентной и многокомпонентной фильтрации более подробное обсуждение этой проблемы будет приведено ниже.

3.16. Прогноз процесса разработки с помощью адаптированной адресной фильтрационной модели

Расчет вариантов разработки. Воспроизведение истории разработки с использованием симулятора дает возможность не только уточнить модель объекта, но и наметить ряд перспективных с точки зрения технолога прогнозных вариантов дальнейшей разработки объекта. С помощью геолого-технологической модели осуществляется прогноз технологических показателей вариантов разработки и оценивается их эффективность, осуществляется выбор режимов работы скважин и ГТМ по управлению процессом разработки.

Последовательность действий:

- расчет базового варианта разработки;
- определение структуры подвижных текущих запасов;
- выбор способов эксплуатации скважин;
- выбор режимов работы скважин и ГТМ по управлению процессом разработки;
- прогноз процесса разработки при различных мероприятиях по регулированию процесса;
- расчет технологических показателей;
- расчет экономических показателей;
- выдача технико-экономических показателей по формам регламента составления проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

С помощью технико-экономического анализа выбирается оптимальный вариант управления процессом разработки на заданный период времени. На базе модели фильтрации решается задача управления разработкой при следующих управляющих воздействиях:

- дебиты жидкости или забойные давления в скважинах;
- номера скважин, на которых необходимо произвести смену насосного оборудования;

- номера скважин, переводимых из добывающих в нагнетательные;
- номера проектных скважин и время их ввода в эксплуатацию из бурения;
- координаты и время ввода в эксплуатацию из бурения скважин из некоторого допустимого множества, не предусмотренного в предыдущем проекте разработки;
- координаты и время (даты) ввода новых технологических объектов — ДНС, КНС, РЗУ, систем нефтегазосбора и поддержания пластового давления.

Методы нахождения оптимальных управлений разработки максимально учитывают специфику уравнений фильтрации. Расчет оптимальных способов эксплуатации добывающих скважин производится по технико-экономическому критерию. Выбираются такие способы добычи нефти, которые обеспечивают наименьшие затраты при соблюдении технологических ограничений на оборудование скважин и его соответствие условиям эксплуатации.

Затем производится оптимизация динамики добычи нефти при заданной технологии разработки месторождения. Экономический эффект оптимизации динамики добычи нефти достигается за счет оптимального соотношения периода эксплуатации месторождения (срока извлечения запасов) и максимального уровня добычи нефти, газа, жидкости и закачивания рабочего агента в пласт. Также учитывается соотношение вводимых мощностей (по добыче, технологической подготовке нефти к транспорту, заводнению пластов, очистке сточных вод) и срока окупаемости капитальных вложений.

В фильтрационной модели, кроме того, производится оптимизация режимов работы скважин, обеспечивающих в рамках утвержденного проекта разработки максимум суммарной добычи за планируемый период. На этой стадии моделирования к параметрам фильтрационной модели, характеризующим строение продуктивного пласта, добавляются геолого-промысловые и технические данные о конструкциях скважин, интервалах перфорации, месячных дебитах и расходах фаз, коэффициентах продуктивности, пластовых и забойных давлениях, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП.

Качество решения поставленной проблемы в большей степени определяется правильностью задания информации о скважинах. Для ввода исходных данных о скважинах должна присутствовать следующая информация:

- координаты скважины на сетке. В случае многопластовой залежи или горизонтальной скважины количество координат определяется числом вскрытых ячеек;
- номер скважины и принадлежность к группе по критериям управления;
- коэффициент эксплуатации;
- коэффициент продуктивности;

- радиус скважины;
- скин-фактор.

Режим работы скважины на конкретные даты:

- забойное давление;
- давление на устье;
- депрессия;
- дебит нефти;
- дебит воды;
- дебит жидкости;
- дебит газа.

Как правило, задается лишь один из возможных режимов работы скважины, который может изменяться в процессе эксплуатации.

Расположение скважины и задание перфорации по блокам. Каждая скважина может быть перфорирована в нескольких слоях продуктивного пласта. Связь между стволом скважины и каждым из вскрытых ее блоков задается на основе исходных данных. Данная скважина может иметь любое число вскрытых блоков. Связи, принадлежащие данной скважине, могут располагаться не только по одной и той же вертикальной колонке блоков сетки (вертикальные скважины), но и по различным осям. Это позволяет создавать модели наклонных скважин. Кроме того, скважина может вскрывать несколько блоков сетки в пределах одного и того же слоя, позволяя моделирующей программе учитывать горизонтальные скважины. Естественно, для управления работой скважины следует использовать не только критерии для всей скважины, но и отдельных ее блоков и слоев при трехмерном мониторинге разработки.

Моделирование автоматически прекращается, если все добывающие скважины отключены по заданному критерию или по достижению заданного срока моделирования. Контроль за разработкой осуществляется в программах автоматически. Рекомендованные геолого-технологические мероприятия фиксируются в соответствующих выходных файлах.

Расчеты на модели позволяют описать характер и степень выработки запасов нефти на основании анализа полей распределения и насыщенностей флюидами удельных остаточных запасов нефти, условия и особенности продвижения закачиваемых вод, степени охвата пластов воздействием рабочего агента, распределением остаточных запасов нефти. Расчет технологических вариантов разработки и представление результатов расчетов производятся в соответствии с [11].

Выбор способов эксплуатации скважин. Результаты гидродинамических расчетов обрабатываются для получения необходимых технологических проектных показателей в соответствии с требованиями отраслевых документов по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Способы эксплуатации скважин определяются по существующей

в отрасли методике: для каждой скважины по годам расчетного периода определяются среднесуточный дебит и обводненность продукции. Затем на основании этих параметров из таблицы заданных технологических способов выбирается способ эксплуатации скважин для каждого года разработки.

Полученные в результате гидродинамических расчетов технологические показатели по скважинам преобразуются в результате суммирования в проектные показатели по участку: фонд скважин, добыча и закачивание. При этом учитывается разделение скважин по типам. В соответствии с обоснованной динамикой разбуривания и последовательности ввода в разработку отдельных участков рассчитываются технологические показатели разработки месторождения. Эти показатели (добыча нефти, жидкости, газа, закачивание воды, ввод скважин, их фонд и т. п.) определяются умножением соответствующих значений показателей участков на ввод их в текущем году с последующим суммированием полученных результатов по годам ввода в разработку.

Варьированием ввода участков по годам разработки (изменением матрицы ввода) возможно получение разных технологических вариантов разработки, отличающихся темпами отбора запасов нефти, значениями технологических показателей. По вводу и выбытию добывающих и нагнетательных скважин участков и вводу последних по годам разработки определяются: ввод, выбытие и фонд вышеназванных скважин для месторождения. При этом производится округление числа скважин до целого значения. Поскольку технологические показатели обрабатываемых участков часто занимают достаточно большой объем, считывание их из набора данных и обработка осуществляются частями и по типам участков.

На основе полученных суммарных показателей и дополнительных параметров (ввода специальных скважин, глубины их бурения и т. д.) определяются технологические показатели разработки месторождения в целом. Расчет экономических показателей производится по методике экономической оценки технологических вариантов разработки, приведенной в «Регламенте составления проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» [11], или по методикам, принятым в нефтяных компаниях.

3.17. Исследование изменения пористости и проницаемости во времени и использование результатов в расчетах запасов

Постановка задачи исследования и методика расчета текущих, балансовых и извлекаемых запасов нефти. В последние годы методика расчета начальных балансовых и текущих запасов претерпела значительные изменения, заключающиеся в углублении и повышении достоверности опреде-

ления параметров, формирующих модель расчета. В этой области известны работы таких исследователей, как В.Х. Ахияров, Б.М. Орлинский, Д.В. Булыгин, Б.Ю. Венделыптейн, Р.А. Резванов, Я.Н. Басин, В.А. Новгородов, В.И. Петерсилье, А.Я.Фурсов, В.А.Бадьянов, Э.М. Халимов и др.

Следует отметить, что основной остается методика определения запасов нефти объемным методом, согласно которой формула начальных балансовых запасов $Q_{бал.}^{нач}$ имеет вид

$$Q_{бал.}^{нач} = F \cdot h_{н.эф.} \cdot m \cdot S_H \cdot \rho_H \cdot \beta, \quad (3.34)$$

где F – площадь нефтеносности залежи (участка);

$h_{H\ эф.}$ – начальная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта;

m – открытая пористость;

S_H – начальная нефтенасыщенность;

ρ_H – плотность нефти;

β – пересчетный коэффициент.

Данные параметры модели расчета запасов приняты по ранее используемым методикам.

Начальные извлекаемые запасы $Q_{изв.}^{нач}$ – это часть начальных балансовых запасов нефти, которая может быть извлечена из пласта и определена по формуле

$$Q_{изв.}^{нач} = Q_{бал.}^{нач} \cdot K_{ин.}, \quad (3.35)$$

где $K_{ин.}$ – коэффициент нефтеизвлечения.

Остаточные запасы (балансовые или извлекаемые) представляют собой разницу между начальными запасами $Q^{нач}$ и величиной добытой из этой залежи (участка) нефти Q_H , т. е. $(Q^{нач} - Q_H)$.

Остаточные извлекаемые запасы залежи (участка) являются суммой остаточных извлекаемых запасов всех скважин:

$$Q_{изв.}^{ост.} = \sum_{i=1}^n [F'_{орен.i} \cdot h'_{H.i} \cdot m'_i \cdot S'_{H.i} \cdot \rho'_H \cdot \beta' \cdot K'_{ин} - Q_{H..i}^{НАК}], \quad (3.36)$$

где $h'_{H.i}, m'_i, S'_{H.i}$ – уточненная эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость и начальная нефтенасыщенность i -тых скважин соответственно;

$\rho'_{ни} \beta', K'$ – уточненная плотность нефти, пересчетный коэффициент и коэффициент нефтеизвлечения соответственно;

$Q_{Н.і}^{НАК}$ – накопленная добыча нефти по скважинам;

$F'_{дрен.і}$ – уточненная площадь дренирования i -х скважин.

Однако многие параметры, входящие в уравнения (3.34) и (3.36), в последние годы претерпели существенные изменения в методиках их определения. Наибольшая дискуссия происходит вокруг оценки достоверности базы данных ГИС, ГДИС и показателей истории разработки месторождения: дебиты, обводненность, давление, физико-химические свойства нефти, газа, воды и коллекторские свойства нефтенасыщенных пород. Как отмечают В.З. Лапидус (ИНПЕТРО), Б.Т. Баишев (ВНИИнефть), М.М. Максимов (ВНИИнефть), О.П. Иоффе (ВНИИнефть), В.Д. Лысенко (РИТЭК), Ю.Е. Батурин (СургутНИПИнефть), нельзя полностью доверять той информации, которая формируется в начале разработки без детального анализа изменения данных во времени в процессе эксплуатации залежи. Таким образом, когда месторождение на поздней стадии разделено на отдельные участки, зоны, тупики, линзы, их следует уточнять с учетом истории разработки. Расчет остаточных запасов и оценку степени выработанности объекта следует производить по уточненным параметрам.

Например, исследованиями С.А. Блинова установлено, что при петрофизических исследованиях при определении начальной пористости нефтенасыщенных кернов по существующей методике путем горячей экстракции пористой нефтенасыщенной среды из керна вымываются карбено-карбоидные компоненты геолого-генетического происхождения, что вносит завышение пористости до 2 % порового объема при пористости 24...26 %, а при пористости 6...8 % завышение объема может составить до 15 % от результатов холодной экстракции. Для оценки влияния результатов определения коллекторских свойств образцов после холодной и горячей экстракции на точность подсчета балансовых запасов С.А. Блинов предложил следующую формулу:

$$\Delta Q_{бал.} = \frac{m^{2.э.} \cdot S_H^{2.э.} - m^{х.э.} \cdot S_H^{х.э.}}{m^{2.э.} \cdot S_H^{2.э.}}, \% \quad (3.37)$$

где $m^{2.э.}, S_H^{2.э.}$ – пористость и коэффициент начальной нефтенасыщенности после горячей экстракции, доли единицы;

$m^{х.э.}, S_H^{х.э.}$ – пористость и коэффициент начальной нефтенасыщенности образцов после холодной экстракции, доли единицы.

Следует отметить, что к таким выводам С.А. Блинов пришел на основе литературных источников и собственных исследований, в результате которых была создана усовершенствованная методика определения пористости, нефтенасыщенности и водонасыщенности пород-коллекторов.

Одновременно С.А. Блиновым было исследовано изменение остаточной водонасыщенности керна, которое определяется по формуле

$$S_H = 100 - S_{OB}, \quad \% \quad (3.38)$$

где S_{OB} – коэффициент остаточной водонасыщенности, %.

Определение остаточной водонасыщенности керна разными авторами трактуется неоднозначно. В связи с этим полученные экспериментальным путем данные по формуле (3.38) следует считать более достоверными.

С.А. Блиновым показано, что «при стандартной подготовке образцов происходит уменьшение их коэффициента остаточной водонасыщенности, по сравнению с образцами после холодной экстракции на 0,5... 1 пунктов». В целом, анализируя эти исследования, следует отметить, что они согласуются и с данными И.Л. Мархасина, а также других работ. Поэтому этот факт необходимо учитывать при построении геофизических палеток и при интерпретации геофизической информации.

Как решать эту проблему в условиях реальных скважин? Ответ может быть получен, если будет проведен анализ результатов изменения показаний приборов геофизических исследований (ГИС) и гидродинамических исследований (ГДИС) скважин во времени на конкретном объекте. Суть анализа сводится к определению пористости по данным ГИС в виде интерпретационных параметров m_{HGK} , m_{AK} , m_{TK} при типизированной литологии и структуре порового пространства (НТК, АК и ГК - нейтронный, акустический и гамма-каротаж соответственно) в сопоставлении с данными ГДИС во времени. Отметим, что в данном разделе анализируется не вопрос о методиках геофизических измерений и параметрах, используемых для этого станций, а о результатах анализа геофизической информации, полученной на объекте различными видами исследований.

Например, на основании анализа результатов исследований было принято, что для терригенных коллекторов Ромашкинского месторождения фактические коэффициенты пористости могут быть ранжированы в сторону занижения при определении в лабораторных условиях в режиме горячей экстракции, как и делалось для всех месторождений, в интервале 18...22% на 0,6...0,8 пункта; в интервале 22...28 % - на 0,4...0,6 пункта. После уточнения начальных значений m исследование согласованности при определении m разными приборами и методами также является необходимым.

Если уравнение (3.37) позволяет вычислить завышение начальной пористости и водонасыщенности нефтенасыщенного керна, то оценить влияние суффозии, кольматации, биозаражения, мехпримесей и разрушения структуры порового пространства от техногенного воздействия по отдельным направлениям их влияния, например на пористость, представляет определенные трудности. Поэтому более реальным представляется изучение изменения пористости от техногенного фактора проводить путем сопоставления осредненного изменения данных ГИС и ГДИС во времени, предполагая, что отклонения в определении начальной пористости и нефтенасыщенности имелись во всех видах ГИС (НТК, АК, ГК) и ГДИС, а изменения во времени в показаниях ГИС и ГДИС по отдельным направлениям были объяснены за счет техногенного воздействия. При этом уточненная пористость может быть представлена в виде следующего уравнения:

$$m^y = m_{\text{нач.}} [1 - (\Delta m_x \pm \Delta m_{\text{тех.}})], \quad (3.39)$$

где Δm_x – различие доли пористости от вида экстракции;

$\Delta m_{\text{тех}}$ – различие доли пористости от техногенного воздействия. Следует отметить, что $\Delta W_{\text{тех}}$ может быть как со знаком плюс, так и со знаком минус. Например, по преобладанию влияния мехпримесей, биозаражения и растворов химреагентов, абсолютной величины и градиентов давления и обводненности продукции скважин на структуру порового пространства.

Учет повышения точности определения эффективной нефтенасыщенной толщины и площади дренирования в данном случае будет определяться через средневзвешенный нефтенасыщенный объем по уравнению

$$V_H = F'_{\text{дрен}} \cdot h'_H. \quad (3.40)$$

Данный объем в дальнейшем необходимо учитывать при построении карт остаточных нефтенасыщенных толщин.

Модель неизотермической фильтрации. В практике разработки нефтяных и газонефтяных месторождений тепловое воздействие на пласт используется для понижения вязкости нефти и увеличения коэффициента охвата при вытеснении нефти рабочими агентами. В подобных случаях для описания пластовых процессов следует использовать модель неизотермической фильтрации. Неизотермические фильтрационные модели являются расширением более простых изотермических моделей и их отличительной чертой является расчет динамики трехмерного поля температуры. Модели неизотермической фильтрации предназначены для математического моделирования описанных выше иных процессов в пласте с учетом температуры при использовании следующих технологий:

- закачивание горячей воды;
- закачивание пара;
- закачивание воды с температурой значительно ниже пластовой при высоковязкой нефти в пласте порядка $100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;
- внутрислоевоe горение (или окисление).

Основные отличия описания данных процессов от рассмотренных выше моделей следующие:

- введение и решение дополнительного уравнения;
- уравнения сохранения энергии. Данное уравнение используется для нахождения температуры в пласте.

В зависимости от температуры изменяются данные PVT. Учет этих изменений выполняется с помощью различных уравнений. В упрощенных постановках учитывают влияние температуры лишь на вязкость, пренебрегая ее влиянием на капиллярное давление, термическое расширение, структурные свойства и т. д. Важным моментом является выбор метода учета теплообмена с окружающей средой с использованием формулы Доверье. Тепловые методы хорошо сочетаются с широко применяемым методом заводнения при разработке месторождений. Математическая модель трехфазной неизо-термической фильтрации при закачивании горячей воды является развитием модели трехфазной изотермической фильтрации.

4. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ

4.1. Основные положения

Полноту извлечения нефти из пласта принято оценивать коэффициентом нефтеотдачи (КНО) [3,4,5,26,27,29,31,32,33,35]. В отраслевых документах часто используют текущий показатель - коэффициент извлечения нефти (КИН). В том и другом случае сравнивается количество добытой нефти с геологическими запасами любой залежи. КНО в целом определяется как отношение извлеченной из недр нефти $Q_n^{изв}$ к величине геологических запасов $Q_{гз}$ по формуле

$$КНО = \frac{Q_n^{изв}}{Q_{гз}}. \quad (4.1)$$

Возможно применение другого способа расчета КНО по величинам насыщенности, описываемого уравнением

$$КНО = \frac{S_{ин} - S_{ик}}{S_{ин}}, \quad (4.2)$$

где $S_{ин}$ – начальная нефтенасыщенность;

$S_{ик}$ – конечная (остаточная) нефтенасыщенность.

Оба метода оценки КНО можно отнести как к модели пласта (керну), так и к части пласта (блоку разработки, участку или залежи в целом). Принципиальная разница состоит в том, что при моделировании процесса дренированию (вытеснения нефти, промывки) в первом случае подвергается весь нефтенасыщенный объем, а во втором случае часть нефтенасыщенного объема остается неохваченной процессом разработки залежи (пласта) за счет его литологической неоднородности. Отсюда вытекает понятие коэффициента охвата воздействием, описываемого уравнением

$$\beta_{охв} = \frac{V_{пл}^{охв}}{V_{пл}^{ин}}, \quad (4.3)$$

где $V_{пл}^{охв}$ – объем пласта, вовлеченный в разработку (в процесс дренирования);

$V_{пл}^{ин}$ – полный нефтенасыщенный объем.

В оценке КНО используется еще один коэффициент - коэффициент вытеснения нефти водой, который может быть рассчитан (определен по лабораторным данным) при условии полной промывки пласта, т.е. на момент отсутствия нефти в получаемой из керна жидкости. Его можно оценить по соотношениям объемов и насыщенных:

$$\alpha_{\text{выт}} = \frac{\sum Q_n}{Q_{\text{нн}}}, \quad (4.4)$$

где $\sum Q_n$ – суммарное количество нефти, полученное из образца (керна) на момент полной промывки;

$Q_{\text{нн}}$ – начальное количество нефти в образце;

$$\alpha_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{нн}} - S_{\text{нк}}}{S_{\text{нн}}}, \quad (4.5)$$

где $S_{\text{нн}}$ и $S_{\text{нк}}$ – соответственно, начальная и конечная нефтенасыщенности ($S_{\text{нк}}$ соответствует полной промывке).

Тогда КНО определяется как произведение двух основных коэффициентов:

$$KHO = \alpha_{\text{выт}} \cdot \beta_{\text{охв}}. \quad (4.6)$$

При моделировании процесса вытеснения нефти водой сначала оценивают получение чистой (безводной) нефти, затем определяется безводная нефтеотдача и оценивается нефтеотдача за водный период. В промышленных условиях это понятие может быть отнесено к отдельным частям (участкам, блокам разработки), так как обычно залежь или месторождение вводится в разработку по частям. Для сравнительного анализа выработки запасов используют дополнительно показатель КНО на момент прорыва воды.

Объемы добываемой нефти в безводный и водный периоды в различных залежах при использовании различных сеток скважин и различных систем заводнения неодинаковы. Кроме того, сравнивать КНО для различных залежей и различных технологий следует с учетом водонефтяного фактора – среднего количества попутно добываемой воды, приходящейся на 1 т. добываемой нефти. Обычно это сравнение целесообразно на момент, когда дальнейшая эксплуатация скважин на месторождении становится экономически нецелесообразной (например, при предельной обводненности продукции скважин в 96÷97 %).

Коэффициенты охвата воздействием определяются в результате комплексного анализа геофизического материала и анализа состояния разработки месторождения. При прогнозировании же этого показателя в процессе проектирования системы разработки часто используют методы геолого-математического моделирования.

КНО подлежит обоснованию при подсчете запасов нефти, при составлении технологических схем и проектов разработки месторождений.

4.2. Нефтеотдача пластов

Коэффициентом нефтеотдачи коллектора называется разность между его начальной и конечной (остаточной) нефтенасыщенностью. В лабораторных условиях обычно учитываются безводный и водный периоды нефтеотдачи. Из-за геологических особенностей (строение залежей) добыча нефти за безводный и водный периоды по разным месторождениям различны. Поэтому выделяют периоды безводной и водной эксплуатации залежей. Вместе с тем, известны месторождения нефти в Западной Сибири, когда безводный период практически отсутствует. К ним можно отнести такие месторождения, как Ем-Еговское, Суторминское, Нивагальское, Холмогорское и др. Это связано с тем, что по своему характеру они относятся к недонасыщенным залежам, что предопределяет получение смешанных притоков с начала их разработки.

При современных методах извлечения нефти коэффициент нефтеотдачи составляет доли единицы. Даже при благоприятных условиях он может достигать величины 0,7-0,8. По этому вопросу имеются различные мнения. Так, С.Н. Закиров предлагает следующее понимание коэффициента нефтеотдачи (2002 г.). Коэффициент извлечения нефти (КИН) представляет собой отношение накопленной добычи нефти за рентабельный срок разработки Q_u к начальным геологическим балансовым запасам нефти $Q_{зап}$, который определяется по формуле

$$\text{КИН} = Q_u / Q_{зап} \quad (4.7)$$

Коэффициенты извлечения нефти (нефтеотдачи) за безводный и водный периоды разработки залежи равны коэффициенту извлечения нефти:

$$\text{КИН} = \text{КИН}_б + \text{КИН}_{вод} \quad (4.8)$$

По А.П. Крылову, коэффициент извлечения нефти представляет собой произведение двух коэффициентов:

$$\text{КИН} = K_b + K_{охв}, \quad (4.9)$$

где K_b – коэффициент вытеснения, характеризующий полноту вытеснения нефти, то есть эффективность вытеснения нефти на микроуровне; определяется экспериментальным путём по изменению коэффициентов насыщения; здесь необходимо отметить, что в настоящее время под коэффициентом вытеснения понимается коэффициент вытеснения водой, хотя нефть может меняться другими агентами (газом в низкопроницаемых коллекторах);

$K_{охв}$ – характеризует степень охвата залежи заводнением; представляет собой отношение охваченного заводнением нефтенасыщенного объёма залежи $\Omega_{ох}$ к её начальному нефтенасыщенному объёму Ω_n и определяется по формуле

$$K_{охв} = \Omega_{ох} / \Omega_n \quad (4.10)$$

В промысловой практике применяется термин «технологический» КИН, который достигается на залежи при отсутствии каких-либо ограничений. В настоящее время проектный коэффициент нефтеотдачи определяют в основном по результатам гидродинамических расчётов оптимального варианта разработки. Решается задача путём моделирования процессов разработки залежи. При недостаточности исходных данных используют параметры залежей с аналогичным геологическим строением.

Неполная отдача пластов объясняется следующими формами существования остаточной нефти (Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский, 1982 г.):

- капиллярно удерживаемая нефть;
- нефть в плёночном состоянии;
- нефть в малопроницаемых участках;
- нефть в линзах пласта, ограниченных непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
- нефть, «защемленная» у непроницаемых экранов.

4.3. Нефтеотдача при различных условиях дренирования залежей

Для современных технологий нефтеизвлечения, базирующихся на заводнении нефтяных пластов, КНО может колебаться в широком диапазоне от 0,35 до 0,70. Величина КНО зависит от многих факторов:

- 1) геологического строения залежей (прежде всего от характера неоднородности пластов);
- 2) от свойств нефти (вязкости, содержания АСВ, парафинов и др.);
- 3) от качества применяемой в системе ППД воды.

В отечественной промысловой практике газ в качестве источника энергии для вытеснения нефти не используют. Даже при наличии газовых шапок методом барьерного заводнения последние отсекаются от нефтяной зоны и создаются условия вытеснения газированной нефти водой (газовая шапка или сохраняется, или ее ресурсы используются частично: для газлифтной эксплуатации, для ГПЗ или ГРЭС). Следовательно, в практике современной нефтедобычи используют принудительные водонапорные режимы с сохранением текущих пластовых давлений. Однако по месторождениям Западной Сибири конечные КНО составляют не более 0,55 - 0,65 по нефтяным залежам и на 0,10 - 0,15 ниже по нефтегазовым. Для сложнопостроенных залежей эти показатели окажутся еще ниже. Например, для юрских пластов ЮК₁₀₋₁₁ Талинского месторождения (Красноленинский свод) текущая нефтеотдача в 1999 году составила 0,18 при обводненности продукции около 92 %.

Низкая нефтеотдача пластов в естественных условиях объясняется прежде всего микро- и макронеоднородностями коллекторов. Послойная, зональная неоднородности, кавернозность, трещиноватость обуславливают крайне неравномерный характер выработки пластов, связанный с локальными прорывами закачиваемых вод через пропластки и зоны, значение проницаемостей которых на один-два порядка выше, чем у основного объема коллектора. Эти процессы становятся еще более контрастными при движении высоковязких нефтей.

Макронеоднородное строение пластов - основная причина низкой нефтеотдачи, из-за которой остаются пропластки и зоны, не вовлеченные в разработку. На практике применяются приемы и технологии по дововлечению их в разработку, но они требуют дополнительных капитальных вложений в нефтедобычу (уплотнение сеток скважин, разукрупнение эксплуатационных объектов, форсированные отборы жидкости, гидроразрывы пласта и т.д.).

Анализ выработки запасов обнаружил следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

- 1) капиллярно-удержанная нефть;
- 2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;
- 3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках и пропластках, не вовлеченных в процесс вытеснения;
- 4) нефть в линзах, отделенных от дренируемых объемов малопроницаемыми или непроницаемыми экранами (барьерами) и не вскрытых скважинами;
- 5) нефть, оставшаяся в зонах литологических экранов (в зонах глинизации коллекторов, в зонах прилегания пластов к породам фундамента, у тектонических экранов и т.д.).

Перечисленные виды остаточных нефтей характерны практически для всех нефтяных пластов. Установлено, что объемы пленочно удержанной нефти намного меньше, чем капиллярно удержанной. Причем характер существования такой нефти в пласте определяетсяфильностью коллектора: в гидрофильных средах капиллярно удержанная нефть содержится в виде капель, рассеянных в водной фазе; в гидрофобной - в мелких капиллярах в местах контакта зерен.

Наиболее существенное снижение нефтеотдачи происходит за счет макронеоднородностей пластов, формирующих целики остаточной нефти. Доказательством этого служат многочисленные случаи получения притоков безводной нефти из скважин уплотняющего фонда, когда окружающие скважины уже обводнены на 60 и даже 80 %.

Противоречивы мнения и относительно скоростей вытеснения нефти водой: одни последователи считают, что повышенные скорости увеличивают КНО, вторые - что они уменьшают КНО, третьи - что КНО не зависит от скорости вытеснения. Тем не менее, физическое объяснение данной проблемы позволяет некоторым авторам разрабатывать, например, технологию разработки нефтяных месторождений с ППД при повышенных давлениях закачивания воды (А.Т. Горбунов и др.). Очевидно, что на выбор способа воздействия на пласт будет влиять не только характер его неоднородности и свойства нефти, но и время (стадия) разработки месторождения. Слишком высокие градиенты давления на начальной стадии разработки, очевидно, приведут к преждевременному обводнению фонда скважин, а повышенные депрессии (градиенты давлений) на стадии массового обводнения фонда (обводненность около 80 %) создадут условия для дововлечения в разработку низкопроницаемых пропластков и зон (форсированные отборы жидкости - метод ФОЖ).

4.4. Обобщенная схема вытеснения нефти и газа водой

Отечественные технологии разработки нефтяных (нефтегазовых) месторождений, начиная с 50-х годов прошлого столетия, базируются на заводнении пластов. Старые месторождения эксплуатировались на режимах истощения и на завершающей стадии разработки закончили свою историю на режиме растворенного газа и даже гравитационном режиме.

При разработке нефтяных месторождений в условиях водонапорного режима нефть вытесняется в ствол скважины под действием напора контурных вод. Этот процесс сопровождается изменением положения контура водоносности. Включающийся далее в работу напор нагнетаемых вод (система ППД) создает условия для дальнейшего поддержания и развития уп-

руговодонапорного режима, поэтому длительное время месторождения эксплуатируются на водонапорных режимах.

Одно из основных допущений при решении задач о вытеснении нефти и газа водой состоит в том, что не учитывается разница в плотностях флюидов, т.е. плотности нефти и воды принимаются одинаковыми. Это допущение позволяет считать границу контакта «нефть – вода» вертикальной. В то же время учитываются различия в вязкостях нефти-воды и газа-воды. При этом жидкости принимаются несжимаемыми, пласт горизонтальным, режим пласта водонапорным, фильтрация происходит по линейному закону (В.Н. Щелкачѳв, 2001 г.). На газовых месторождениях также преобладает водонапорный режим с теми же процессами, что и на нефтяных месторождениях.

Нефть и вытесняющий ее агент при заводнении пластов движутся в пористой среде одновременно, но в процессе вытеснения (водой или газом) полного замещения ее в пустотном объеме коллекторов не происходит. Даже при моделировании (идеализированных) процессов вытеснения нефти водой, которые называют «поршневыми», введено понятие скачка насыщенности на фронте вытеснения от начальной нефтенасыщенности $S_{нн}$ до конечной $S_{нк}$. Водонасыщенность пласта уменьшается при этом от максимального значения до значения насыщенности «погребѳнной» воды. При этом считается, что образуются 3 зоны в области вытеснения, связанные со снижением коэффициента водонасыщенности. Первая зона называется стабилизированной зоной (Ф.Ф. Крейг, 1974 г.), которая характеризуется определенным динамическим равновесием между капиллярными и вязкостными силами.

В 1941 году Леверетт, основываясь на известном законе Дарси, предложил теорию движения отдельных фаз в многофазном потоке. Для применения теории фронтального вытеснения Баклея-Леверетта необходимо иметь соответствующие кривые относительных проницаемостей для нефти и воды и значения их вязкостей. Для горизонтального залегания пластов выведено следующее уравнение:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{m_g \cdot k_{ог}}{m_n \cdot k_{ов}}}. \quad (4.11)$$

Аналогичная картина наблюдается и при вытеснении нефти газом, однако при этом максимальная газонасыщенность пласта не должна превышать 15%. Вследствие наличия микронеоднородностей пористой среды и влияния поверхностных сил на границах фаз происходит диспергирование одной жидкой фазы в другой. При этом непрерывно изменяются насыщен-

ность и фазовые проницаемости для нефти и вытесняющего агента. Поэтому возрастает содержание воды в потоке в каждом фиксированном сечении пласта (в т.ч. на стенке скважины). От начального положения границы раздела «нефть-вода» (ВНК или начального фронта вытеснения при разрезании залежей нефти нагнетательными рядами) до контуров отбора (добывающих рядов скважин) насыщенность непрерывно изменяется. Изучение явлений, связанных с проявлением капиллярных сил в реальных пористых средах, является очень сложной проблемой (Котяхов Ф.И., 1975 г.). Принципиальная схема данного процесса представлена на рис. 4.1.

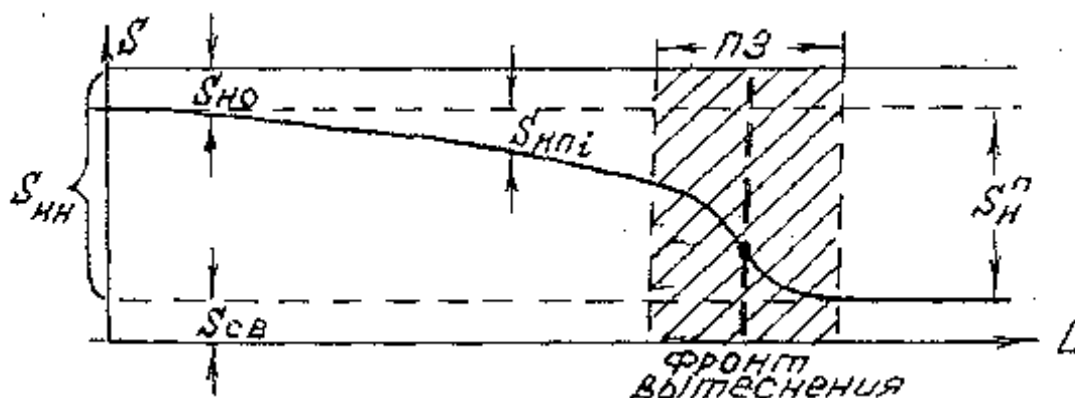


Рис. 4.1. Обобщенная схема вытеснения нефти водой (изменение насыщенностей по направлению движения вытесняющей воды: 3 зоны):

- $S_{нн}$ – начальная нефтенасыщенность;
- $S_{н}^n$ – начальная полная насыщенность подвижной нефтью;
- $S_{нп}$ – насыщенность подвижной нефтью за фронтом вытеснения;
- $S_{н0}$ – остаточная нефтенасыщенность

Как следует из схемы, за счет влияния капиллярных сил на фронте вытеснения наблюдается более ярко выраженное изменение насыщенностей. Фронта четкого как такового нет, существует переходная зона, ширина которой зависит от многих факторов (геологических, физических и технологических).

Из схемы следует, что сечение пласта, характеризующее указанное условие, будет постепенно передвигаться от начального положения границы раздела «вода-нефть» до линии последнего ряда добывающих скважин. Следовательно, в многорядных системах скважин условие достижения полной промывки зоны приведет к необходимости поэтапного выключения из работы внешних рядов (что может сопровождаться переносом линий нагнетания на место отключенных рядов).

Аналогичная картина наблюдается при вытеснении нефти газом. При этом максимальная газонасыщенность пласта не должна превышать 15 %.

Возможная разница будет, очевидно, количественной из-за низкой вязкости газа. Считается, что «поршневое» вытеснение нефти газом может происходить только при газонасыщенности до 15 % от объема пор. При большем содержании газа проявляется механизм вовлечения нефти в поток газа. При газонасыщенности 33 - 35 % в пласте будет двигаться только газ. Эти условия возникают независимо от того, какой газ присутствует в пористой среде (газ из газовой шапки или выделившийся из раствора при снижении пластового давления ниже давления насыщения). В некоторых случаях растворенный в нефти газ является единственным источником пластовой энергии и тогда условия выработки запасов самые неблагоприятные ($KHO = 0,10-0,18$). Этот режим работы, как правило, наблюдается при снижении пластового давления ниже давления насыщения.

Для изучения механизма вытеснения нефти газом процесс исследовался в тонких прозрачных пористых средах [1]. Было установлено, что даже при интенсивном снижении давления большого числа пузырьков не образуется. При этом уменьшается степень перенасыщения нефти газом вблизи расширяющегося пузырька. Обычно первые газовые ячейки появляются в малопроницаемой части пористой среды, затем они формируются в длинную газонасыщенную структуру. После достижения ею линзы с высокой проницаемостью рост газовых ячеек продолжается преимущественно в свободной зоне, т.к. капиллярное давление менисков препятствует движению газа в зоны с меньшим сечением капиллярных каналов. Образовавшиеся газовые пузырьки вытесняют нефть в объеме, который они занимают в поровом пространстве. Эффективно этот процесс протекает до того момента, пока газонасыщенные участки еще перемежаются с нефтью.

Как было указано выше, за фронтом вытеснения (в переходной зоне и за ней) проявляются эффекты Жамена, которые препятствуют процессу вытеснения нефти. При гидрофильном характере коллектора на границе «нефть-вода» возникает (за счет менисков) давление, способствующее процессам капиллярной пропитки, что приводит к улучшению процессов вытеснения нефти. Механизм этого процесса обусловлен разницей величин давлений, развиваемых в каналах небольшого сечения и в крупных порах. При этом могут возникать условия для противоточной пропитки (вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, а по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть). Интенсивность этих процессов зависит от свойств пластовой системы, а также от соотношения величин внешних и капиллярных сил. Очевидно, что, когда перепады давления достаточно велики, фронт вытеснения может перемещаться настолько быстро, что за счет гистерезисных эффектов в гидрофильном пласте наступающие углы смачивания становятся близкими к 90° (или даже больше). В таких условиях процессы капиллярной пропитки начинают затухать или исчезают совсем. Однако чаще

эти процессы проявляются, так как реальные скорости продвижения фронта вытеснения в пластах не превышают 0,5 - 1,0 м/сут.

Одним из способов повышения нефтеотдачи пластов является закачивание в прискважинную зону нагнетательных скважин высококонцентрированных водных растворов минеральных солей (например хлорида кальция).

Усиление действия электрокинетических явлений происходит по следующим причинам. Известно, что на границе раздела двух фаз, обладающих различными физико-химическими свойствами (например, внутриваровой поверхностью пласта-коллектора и насыщающей поровое пространство водой), возникает двойной электрический слой (ДЭС). Ионы первого слоя (гельмгольцевый слой) прочно связаны с поверхностью твёрдого тела и практически не участвуют в движении. Толщина этого слоя составляет радиус одного сольватированного иона. Далее (по Штерну) располагаются диффузные слои рыхлосвязанной воды, а затем вода или водный раствор солей свободного объёма.

Под воздействием любого силового поля (гидродинамического напора, под воздействием электрических полей и т.д.) диффузные слои рыхлосвязанной воды приобретают некоторую подвижность вдоль поверхности скольжения, расположенной внутри диффузных слоёв. При увеличении амплитуды силового поля поверхность скольжения смещается в сторону границы «гельмгольцевого» слоя и диффузных слоёв. Полная разность потенциалов между гельмгольцевым слоем и внешней границей диффузных слоёв называется электрокинетическим или дзета-потенциалом (ζ -потенциал). В целом ионно-катионный состав воды ДЭС делает внутреннюю поверхность коллектора электронейтральной.

Добиться нарушения установившегося равновесного состояния можно двумя способами:

- наложением внешнего электрического поля;
- изменением концентрации растворов.

Объём диффузных слоёв рыхлосвязанной воды можно регулировать изменением концентрации и валентности определяющих ионов солей в водных растворах свободного объёма. При этом катионы более высокой концентрации вытесняют из объёма диффузных слоёв катионы с более низкой валентностью и частично из гельмгольцевого слоя. Толщина двойного электрического слоя изменяется в сторону его уменьшения. Происходит как бы сжатие диффузных слоёв. За счёт этого внешняя часть воды диффузных слоёв переходит в воду свободного объёма и приобретает подвижность без воздействия на нее силовыми полями.

Если во внутриваровой объём пласта-коллектора ввести в качестве свободного объёма водный раствор хлорида кальция 10 %-ной концентрации, то между солевым составом ДЭС (например, характерным для месторожде-

ний Западной Сибири), обогащённом, как и пластовые воды, солями натрия, начнётся активный ионно–обменный процесс. Активность ионов 10 %-ного раствора хлорида кальция в два раза выше активности ионов хлорида натрия, содержащихся в пластовых водах месторождений Западной Сибири. Поэтому начнётся процесс замещения катиона Na^+ ДЭС на более активный катион Ca^{++} . При наличии катиона Ca^{++} в свободном объёме воды или его некотором избытке процесс будет продолжаться до полного замещения ионов Na^+ на Ca^{++} . При этом объём диффузных слоёв (от их внешней границы до плоскости скольжения) уменьшится. Часть диффузных слоёв перейдёт в свободный объём. При этом доля подвижной вытесняемой воды во внутрипоровом пространстве пласта– коллектора в целом возрастёт, а также возрастёт гидравлический радиус пор и проницаемость коллектора в пластовых условиях, а следовательно, повысится и охват вытеснения нефти водой в низкопроницаемых коллекторах.

Данный вывод подтверждается результатами промысловых экспериментов, проведённых на скважинах Самотлорского месторождения Западной Сибири.

В разведочной скважине в пласт было закачано 15 м^3 3 %-ного водного раствора хлорида кальция. При освоении скважины были отобраны пробы отработанного раствора. Результаты анализа раствора показали полное отсутствие в нём ионов кальция (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Результаты анализа вод

Раствор	Химический состав, мг/л					Примечание
	Cl ⁻	Na ⁺	K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	
Вода р. Вах (для бур. раствора)	22,2	10	0,45	2,0	не/обн.	Пробы от- работанного раствора отобраны на устье скважи- ны.
Сеноманская вода (для сравнения)	10589	6500	34	525	109	
Исходный раствор CaCl_2 (закачанный в пласт)	8560	100	480	4290	381,9	
Отработанный раствор CaCl_2 (эмульсия)	370	3750	15	не/обн	не/обн	

В результате ионно-обменного процесса в поровом пространстве нефтенасыщенного коллектора образовалось новое соединение эмульсионного характера – мылонафтонатрового состава. По реологическим свойствам образовавшиеся эмульсии в 1,61 раза превышают реологические параметры нефтей (Ягафаров А.К., 1984 г.).

Анализ отработанного раствора (эмульсии - мылонафта), 10 %-ного водного раствора хлорида кальция по другим скважинам показал, что в результате происшедшего ионно-обменного процесса в нём формируются кристаллы NaCl (поваренной соли). Они могут выпадать в осадок прежде всего в прискважинной зоне пласта. Кроме выпадения отдельных кристаллов, наблюдалось повсеместное кристаллообразование в глобулах отработанного раствора водо-нефтяной эмульсии, что повышало вязкость новообразований. Этот фактор способствует процессу выравнивания профиля вытеснения нефти водой.

В целом эффективность работ по вытеснению нефти водой и повышению нефтеотдачи происходит за счёт следующих факторов:

1. За счёт инициации ионообменных процессов с активным замещением катионов Na^+ на Ca^{++} , снижения объёма диффузных слоёв рыхлосвязанной воды в ДЭС, увеличения подвижной воды в поровом пространстве коллектора.

2. Выравнивание фронта вытеснения за счёт образования более вязких по отношению к пластовой воде соединений - мылонафтов натрового состава и водонефтяной эмульсии при наличии в её глобулах кристаллов поваренной соли. Образование мылонафтов и дальнейшее их продвижение в глубь пласта происходит по схеме технологий выравнивания профилей приёмистости скважин с применением вязкоупругих гелеобразующих и осадкообразующих составов.

3. Увеличения гидравлического радиуса пор коллектора и улучшения фильтрационных свойств объекта воздействия и более полного вытеснения (доизвлечения нефти) нефти водой из гидрофильных коллекторов пониженной проницаемости.

При проведении работ на скважинах необходимо стремиться к максимальному использованию электрокинетических явлений, т.е. снижению значения дзета-потенциала (ζ). При этом максимальный эффект в данной технологии достигается при «изоэлектрическом состоянии» потенциала (ζ), т.е. когда он будет равен нулю.

Вместе с тем, при объяснении механизма действия капиллярных сил на процесс вытеснения также существуют различные точки зрения. Большинство исследователей считает, что воды с высокими значениями величин $\sigma \cdot \cos\theta$, то есть развивающие повышенные капиллярные давления в пористой среде, более предпочтительны для заводнения нефтяных залежей. Однако известны залежи, содержащие щелочные воды с низким поверхностным натяжением на границе с нефтью (т.е. когда капиллярная пропитка значительно ослаблена), характеризующиеся достаточно высокими коэффициентами нефтеотдачи. При этом капиллярное давление с увеличением водонасыщенности уменьшается.

В лабораторных условиях часто рассматриваются и исследуются следующие процессы:

- вытеснение несмачивающей жидкости из капилляра;
- вытеснение смачивающей жидкости из капилляра;
- вытеснение несмешивающихся жидкостей из трубок и нефтеотдача.

Полученные на моделях результаты по изучению указанных процессов зачастую не согласовываются с практическими данными из-за невозможности воспроизведения натуральных условий. Пласты в естественных условиях залегания характеризуются неоднородностью как по площади, так и по разрезу, а параметры их изменяются случайным образом. Вследствие этого при перемещении ВНК формируется «рваный» контакт, появляются зоны и пропластки, обойденные фронтом продвигающейся воды.

Многочисленные лабораторные и промысловые исследования подтвердили возможность использования эффекта впитывания воды в нефтенасыщенные блоки для увеличения извлекаемых запасов нефти из порово-трещиноватых коллекторов. Внешние гидродинамические градиенты давления в таких коллекторах (с низкой проницаемостью поровых нефтенасыщенных блоков) способствуют быстрому прорыву вод по трещинам к добывающим скважинам. Применение в таких случаях вод с высокой способностью проникать в нефтенасыщенную породу блоков, окруженных трещинами (в сочетании с медленной скоростью продвижения вод), способствует повышению нефтеотдачи трещиноватых коллекторов под действием капиллярных сил. По результатам лабораторных исследований, впитывающаяся в породу вода способна вытеснять до 50 % нефти из блоков естественного известняка кубической формы (размерами 647 см) за 25 - 30 дней. С увеличением объемов образцов темп и эффективность извлечения нефти значительно уменьшаются.

В естественном залегании коллектора характеризуются более сложной структурой пустотного объема и могут не соответствовать полученным лабораторным результатам. Однако предложенные модели пластов из высоко- и низкопроницаемой частей коллектора (как бы «вложенные» одна часть в другую) послужили развитию теории нестационарного заводнения, в т.ч. циклического метода закачивания воды, что подтвердило практическую ценность нестационарного заводнения не только в порово-трещиноватых, но и в случае послойно-зональных и прерывистых коллекторов (работы М.Л. Сургучева).

Обобщив гипотезы и положения о роли капиллярных сил в зонах совместного движения воды и нефти, следует отметить, что однозначно положительного или отрицательного эффекта от действия капиллярных сил пока не получено.

Одномерная задача о вытеснении, нефти водой (Телков). Если принять режим в нефтяной части пласта жестким, а в водоносной - упруго-водонопорным и начало координат совместить с начальным положением водонефтяного контура, а положение галереи зафиксировать координатой $x = l_0$, то задача формулируется аналогично предыдущей, но начальное условие записывается в виде (4.6)

$$\left. \begin{aligned} P(x, t) &= P_0(t_0) + \frac{\mu_n}{k_n} m \sigma \left[l - l(t) \right] \frac{\partial l}{\partial t}; \\ \frac{\partial P}{\partial x} &= - \frac{m \mu_n \sigma_n}{k_n} \cdot \frac{\partial l}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (4.12)$$

где $P_0(t)$ – давление на галерее.

$$l(t) = Ut = \frac{q_n}{Bhm\sigma_n} t; -V_n = \frac{q_n}{Bh}, \quad (4.13)$$

Если дебит галереи $q(t) = \text{const}$, то водонефтяной контур движется по линейному закону:

где U – скорость фильтрации;

B – ширина пласта (галереи);

H – толщина пласта.

Решение этой задачи представляется в виде

$$\Delta P^*(t^*) = 2\delta \left(\frac{1}{t^*} - 1 \right) \beta^2 + 2\beta (1 + 2\beta^2) \text{erf } \beta + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} \exp(-\beta^2). \quad (4.14)$$

где T – время безводного периода, т. е. время прохождения водо-нефтяного контура от начального положения до галереи;

t – текущее время движения контура;

σ – текущая водонасыщенность при критической остаточной нефтенасыщенности.

Задавая различные значения t^* в пределах $0 \leq t^* \leq 1$ и параметра β в пределах $0,001 \leq \beta \leq 10$, строим семейство кривых $\Delta P^* = f(t^*; \beta)$. Затем, задавая значения $\Delta P(t)$ и зная исходные параметры m, σ_n, α, C_b , подсчитываем $\Delta P^*(t^*)$ и графически находим соответствующий этому значению параметр R для фиксированного времени. Далее по формуле (3.24), которая преобразуется к виду

$$l(t) = 2\beta\sqrt{t^*T}, \quad (4.15)$$

определяем положение границы раздела во времени при наперед заданном сроке разработки T . При $t^* = 1$ будем иметь $\beta(T) = \beta_0$. Тогда из формулы (4.15) получаем

$$\beta_0 = \frac{l_0}{2\sqrt{\alpha T}}, \quad (4.16)$$

Как видно, при $t^* = 1$ правая часть формулы (4.14) принимает значение

$$U = 2\beta\sqrt{\frac{\alpha}{t^*T}}, \text{ или } U = 2\beta_0\sqrt{\frac{\alpha}{t}}, \quad (4.17)$$

Подставив значение T из формулы (4.15) в (4.16), получаем

$$U = 4\beta_0^2 \frac{\alpha}{l_0}, \quad (4.18)$$

Скорость движения определится из формулы (4.18). Считаем возможным вместо коэффициента подвижности нефти C_H принять коэффициент подвижности газа:

$$C_G = \frac{k_G}{\mu_G}. \quad (4.19)$$

Функция $\Delta P^* = f(t^*, \delta, \beta)$ рассчитана в широком диапазоне параметров: $0,1 \leq t^* \leq 1$; $10^{-6} \leq \delta \leq 5$; $0,001 \leq \beta \leq 10$ и затабулирована. По таблицам для любых фиксированных параметров δ и P можно построить графическую зависимость $\Delta P^* = f(t^*)$ в интервале безразмерного времени $0,1 < t^* < 1$, что будет соответствовать постоянству заданного расхода нефти или газа ($q = \text{const}$). По формуле (4.17) определяют скорость движения U , по формуле (4.18) находят β и по графикам для фиксированных t_i^* определяют $\Delta P^* = \Delta P^*(t_i^*, \beta)$, затем определяется положение границы раздела.

Рассмотрим конкретный пример. Примем следующие исходные данные: $B = 500$ м; $h = 40$ м; $m = 0,05$; $\sigma_H = 0,70$; $\sigma = 54,7$ м²/сут = $633 \cdot 10^{-4}$ м²/с; $\mu_B = 1$ мПа · с; $\mu_H = 5$ мПа · с; $\sigma = 0,55$; $l_0 = 62$ м; $T = 365$ сут; $q = 119$ м³/сут.

Порядок расчета основных показателей:

- по формуле (9.31) определяем параметр $\beta(t^*) = \beta_0 = 0,22$, соответствующий безводному периоду эксплуатации $T^* = 1$;
- определяем скорость движения границы раздела

$$U = \frac{q}{Bhm\sigma_n} = \frac{119}{500 \cdot 40 \cdot 0,05 \cdot 0,7} = 0,17 \text{ м/сут}; \quad (4.18)$$

- по опытным кривым относительных фазовых проницаемостей определяем $K_B(0,55) = 0,18$; $K_n(0,55) = 0,18$; затем находим параметр $\delta = 5$;
- задавая табличные значения $0,1 \leq t^* \leq 1$, по формуле определяем $\beta(t^*)$; при $t^* = 0,1$ находим $\beta \approx 0,069$;
- строим графические зависимости функций безразмерной депрессии $\Delta P^* = \Delta P^* f(\beta)$, для фиксированного значения $\delta = 5$ при параметре t^* (рис. 4.2), по которым для найденных значений β определяем искомые значения ΔP^* ; после этого определяется изменение размерной депрессии во времени;

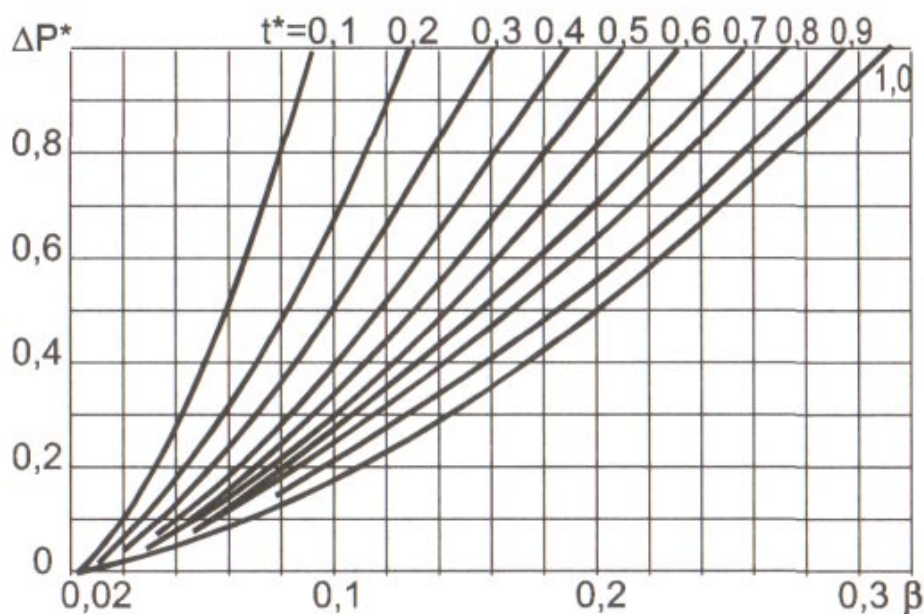


Рис. 4.2. Зависимость безразмерной депрессии ΔP^* от параметров β и t^* при линейном вытеснении нефти водой: $B = 500$ м; $h = 40$ м; $m = 0,05$; $\sigma_n = 0,70$; $\mu = 0,0633$ м²/с; $\sigma = 0,55$; $l_0 = 62$ м; $T = 365$ сут; $q = 119$ м³/сут; $\delta = 5$

- рассчитываем продвижение контура нефтеносности $l(t^*)$.

Таким образом, для любых значений δ в широком диапазоне параметра β можно построить графические зависимости $\Delta P^* = f(t^*, \beta)$ и определить искомые ΔP^* . Можно также производить расчеты и для вытеснения газа водой и нефтью без учета растворенного газа в нефти.

4.5. Малые темпы разработки месторождений, повышающие конечную нефтеотдачу пластов

Вывод о том, что малые темпы разработки повышают конечную нефтеотдачу пластов, впервые был сделан в 1941 г. американским ученым Левереттом на основе экспериментов. Для практической реализации данного вывода необходимо, чтобы при разработке месторождений скорость вытеснения была соизмерима со скоростью капиллярной пропитки коллектора. Но даже в чисто гидрофильных пластах капиллярные силы могут изменить характер заводнения лишь при перепадах давления между линией нагнетания и зоной отбора не более 0,3 МПа. Это в 15-20 раз меньше практикуемых значений. При таких депрессиях в СССР без ППД отрабатывалось единственное нефтегазовое месторождение - Анастасиево-Троицкое, с газовой шапкой и подошвенной водой. Однако единичный случай не позволил сделать обоснованный вывод для широкого практического распространения.

4.6. Высокие темпы отбора, увеличивающие нефтеотдачу пластов

К этому выводу впервые пришел Ф.И. Котяхов. Практика широкого внедрения заводнения показала эффективность перехода на повышенные давления нагнетания, что во всех случаях послойно-неоднородных пластов увеличивает коэффициенты охвата воздействием, а следовательно, КНО. Такой же вывод сделали американские ученые Д. Бакуолтер, В. Стайлс и М. Эджертон. Контроль за разработкой Ромашкинского месторождения (Н.Н. Непримеров и А.Г. Шарагин), опыт Грозненского района по 12 пластам, семи месторождений Самарской Луки и Башкортостана (Н.Г. Пермяков и Н.С. Гудок), затем результаты экспертизы Туймазинского месторождения (Н.Г. Пермяков) подтвердили данное предположение. Целесообразность высоких темпов отбора доказана по месторождениям Татарии (А.В. Валиханов, Г.Г. Вахитов, Э.Д. Мухарский, Р.Ш. Мингареев и др).

4.7. Оптимальные темпы разработки

М.М. Саттаровым и др. даны наиболее целесообразные рекомендации: в начальные безводные периоды осуществлять умеренные темпы отбора с постепенным переходом на максимально возможные (увеличение отборов по мере обводнения продукции).

4.8. Темп разработки, не влияющий на нефтеотдачу пласта

Еще в 60-е годы специалисты Гипровостокнефти на основе обобщения опыта разработки месторождений Куйбышевской области установили принципиальное отсутствие зависимости нефтеотдачи пластов от темпа его разработки. В те же годы Л.И. Губанов, Б.Ф. Сазонов и В.И. Колганов на примере форсирования отбора жидкости на Яблоневом месторождении показали, что изменение темпа разработки в широких пределах не влияет на характеристики заводнения (зависимости нефтеотдачи пластов от накопленного отбора жидкости). Американские ученые С. Пирсон и Ф. Крэйг доказали, что нефтеотдача зависит от темпа вытеснения нефти водой только в сильнонаклонных пластах (более 30°). Из обзора [13] следует, что ни в одной концепции не было оценок влияния плотностей сеток скважин и их изменений в процессе эксплуатации месторождений.

Последующая практика разработки нефтяных месторождений, прежде всего в Западной Сибири, доказала практическую целесообразность темпов около 5 – 6 % в год от НИЗ (нередко они достигали 10 – 12 %). При использовании ИЗ на 40 – 45 % начинается снижение темпов отбора нефти. При извлечении 75 – 80 % от НИЗ темп отбора становится в 3 раза ниже максимального. В неблагоприятных геолого-физических условиях снижение темпов добычи нефти наступает раньше (большинство методов разработки нефтяных месторождений в настоящее время базируется на заводнении пластов).

5. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ РАЗВЕДОЧНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

5.1. Классификация методов воздействия на прискважинную зону пластов

Все методы воздействия на прискважинную зону основаны на знании физико-химических процессов, происходящих в пластах при вскрытии их бурением и при разработке залежей [3,5,6,7,13,24,36].

В зависимости от доминирующих концепций и эффективности применения методов в различных регионах разработано значительное количество классификаций. Для примера излагается классификация методов (с некоторыми изменениями), предложенная Л.Х. Ибрагимовым, И.Т. Мищенко и Д.К. Челоянцем (2000 г.).

Авторы разделяют существующие методы на три большие группы.

1. Методы воздействия на прискважинную зону в процессе строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов, приводящие к ухудшению их ФЕС;

2. Методы воздействия по интенсификации притока или увеличения приёмистости скважин;

3. Методы воздействия с целью ограничения и изоляции водопритоков.

В таблицах 5.1 и 5.2 приведены классификации методов интенсификации притоков и водоизоляционных работ.

5.2. Критерии выбора объектов интенсификации притоков нефти и газа

Основным критерием при выборе объектов интенсификации притоков является наличие достоверной геолого-промысловой информации, полученной в процессе их испытания как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине, а также их сопоставляемость с результатами интерпретации материалов геофизических исследований скважин.

Анализ геолого-промысловых условий вскрытия и возбуждения пластов, физико-литологических свойств коллекторов, а также свойств объекта испытания по материалам ГИС позволил выделить основные факторы при планировании работ по интенсификации притоков нефти из продуктивных отложений неокома на месторождениях Западной Сибири:

1. Значение геофизического параметра α_{nc} ;

2. Степень нефтенасыщенности коллекторов – K_n ;
3. Наличие скин-эффекта (зоны проникновения) в прискважинной зоне пласта – S ;
4. Объем карбонатно-глинистого цемента – $V_{ц}$;
5. Минералогический состав глинистого материала;
6. Начальная продуктивность скважины.

Анализ результатов гидродинамических методов исследований разведочных скважин месторождений Среднеобской нефтегазонасной области показал наличие скин-эффекта в прискважинной зоне пласта. При испытании малодебитных непореливающихся скважин скин-эффект можно обнаружить в процессе опробования пласта пластоиспытателями на трубах. При сопоставлении результатов испытания объектов в открытом стволе и в обсаженной скважине видно, что значения параметров пласта, найденные по результатам испытания объекта в колонне, ниже, чем параметры, определенные при испытании в открытом стволе.

Учитывая такое снижение связи пласта со скважиной, можно предположить: если во время его испытания при помощи КИИ приток незначителен, то при испытании данного объекта в обсаженной скважине можно не получить притока пластового флюида без дополнительных затрат и времени при условии, что объект в открытом стволе испытывался при соблюдении технологического режима, необходимого для данного типа коллектора.

На объекты с прискважинной зоной пласта с повышенной проницаемостью необходимо планировать методы интенсификации, способствующие увеличению первоначальной проницаемости пласта. При отсутствии таких данных скин-эффект рекомендуется выявить по результатам ГИС (наличие зоны проникновения). Значение геофизического параметра $\alpha_{пс}$ определяется по материалам ГИС. Коэффициент нефтенасыщенности определяется также по материалам геофизических исследований по вышеприведенной методике.

Объем глинистого цемента можно определить из корреляционных зависимостей, выявленных Е.И. Леонтьевым (1975 г.) и В.Х. Ахияровым (1981 г.), а его минералогический состав - по данным рентгеноструктурного анализа.

Для выяснения наиболее тесно связанных факторов, оказывающих максимальное влияние на выбор объектов для интенсификации притоков, проводится ранговая классификация (Мирзаджанзаде А.Х., 1977).

Выяснилось, что максимальное влияние на выбор объекта и способа интенсификации притоков будут иметь параметры в совокупности (по степени убывания): $K_n - S$; $\alpha_{пс} - S$; $K_c - V_{ц}$; $\alpha_{пс} - K_n$ (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Применение ранговой классификации для оценки влияния совокупностей факторов на выбор объектов для интенсификации притоков

Совокупность критериев	Коэффициент Чупрова, T	χ^2 , квадратическая сопряженность
$\alpha_{\text{пс}} - K_{\text{н}}$	0.67	134.01
$\alpha_{\text{пс}} - S$	0.73	159.39
$\alpha_{\text{пс}} - V_{\text{ц}}$	0.65	127.37
$K_{\text{н}} - S$	0.74	166.18
$K_{\text{н}} - V_{\text{ц}}$	0.72	154.15
$S - V_{\text{ц}}$	0.27	80.22

5.3. Интенсификация притоков из низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов

Наиболее распространённым методом интенсификации притоков из низкопроницаемых коллекторов являются кислотные обработки ПЗП. Об этом свидетельствуют многочисленные научные публикации отечественных и зарубежных исследователей.

Лабораторные исследования показали достаточно высокую эффективность воздействия соляно-кислотных и глино-кислотных обработок на проницаемость кернов из нефтяных месторождений Западной Сибири. В процессе исследований изучалось не только изменение проницаемости, но и минералогического состава цементирующего материала. Положительные результаты лабораторных исследований позволили провести работы по обработке ПЗП стандартными кислотными растворами в скважинах.

В процессе проведения соляно-кислотных обработок ПЗП пласта АВ₂¹⁻² Самотлорского месторождения в ПО Нижневартовскнефтегаз получены следующие результаты. Так, на скв. 3985 до проведения СКО дебит составлял 4,5 т/сут, после обработок скважина в течение месяца работала с дебитом 52 т/сут, затем дебит снизился до 5 т/сут. На скважине 14002 дебит нефти до обработки составлял 1 т/сут., после воздействия дебит увеличился до 22 т/сут., но через 4 месяца снизился до 5 т/сут. Затем скважину перевели на механизированный способ добычи. Скважина длительное время работала с дебитом 8 т/сут.

Таблица 5.2

Методы интенсификации притоков нефти и газа

Гидромеханические	Физико-химические	Термические	Комбинированные
1. Гидроразрыв пласта (ГРП)	1. Кислотные обработки соляной и глино-кислотами, сульфаминовой, азотной и др. смесями на водной, спиртовой или кетоновой основах	1. Электропрогрев ПЗП	1. Термокислотная обработка
2. Гидропескоструйная перфорация (ГПП точечная и щелевая (ГППЩ))	2. Применение нефте-растворимых растворителей, спиртов, гликолей, кетонов	2. Паротепловая обработка	2. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ)
3. Создание управляемых циклических депрессий	3. Применение водонефте-растворимых ПАВ	3. Импульсно-дозированное тепловое воздействие	3. Гидрокислотный разрыв пласта
4. Волновые и вибрационные методы	4. Обработка ПЗП ингибиторами солеотложений (комплексоны, сульфосоединения, этиленгликоли)	4. Пороховые генераторы и аккумуляторы давлений скважинные	4. Повторные перфорации в растворах ПАВ, агрессивных средах и при закачанной в пласт кислоте
5. Импульсионное воздействие	5. Обработка буровых растворов хим. реагентами	5. Горение в пласте	5. ГПП и ГППЩ с сохранением проницаемости пласта
6. Декомпрессионная обработка	6. Применение водо- и нефте-растворимых полимерных соединений	6. Горюче-окислительные смеси (ГОС)	6. Термоакустическое воздействие
7. Кавитационно-волновое воздействие	7. Кислотно-щелочные и метанольно - щелочные обработки		7. Электрогидравлическое воздействие
			8. Волновые и циклические воздействия
			9. Кислотные обработки с применением циклических методов (струйные аппараты)
			10. Гидрокислотный разрыв пласта
			11. Разрыв пласта порохомыми газами в кислотной среде

Методы ограничения водопритоков в скважины

Селективные	Неселективные	Осадкообразующие
1. Закачивание углеводородных жидкостей высокой вязкости (мазут окисленный, битум и т.д.)	1. Закачивание цементных растворов на водной основе	1. Закачивание осадкообразующих составов на основе силиката натрия и сульфатосодержащих соединений
2. Закачивание гидрофобизаторов	2. Закачивание закупоривающих суспензий	2. Закачивание водных растворов силиката натрия и хлорида кальция
3. Закачивание цементных растворов на углеводородной основе	3. Закачивание водорастворимых полимерных растворов	3. Закачивание твердеющих составов на основе поливиниловых спиртов и силиконатов натрия
4. Закачивание гелевых составов на основе кремнийорганики	4. Закачивание двух и трёхфазных пен	
5. Составы на основе, пролифинилэтоксисилосанов, силиконатов натрия и этилсиликатов	5. Закачивание вязкоупругих систем (ВУС)	
6. Составы на основе отходов нефте – и лесохимического производства	6. Закачивание водонеплотных гидрофильных эмульсий	
7. Закачивание водонеплотных гидрофобных эмульсий		

5.4. Способ кислотного воздействия на прискважинную зону пласта

Способ повышения продуктивности скважин путем полной очистки прискважинной зоны от продуктов реакции и более полного прохождения реакции взаимодействия кислоты с горной породой [29].

Эффективность способа достигается тем, что в процессе повторной перфорации за счет ударного воздействия взрывной волны эмульсия, образующаяся в процессе реакции кислоты с горной породой в прискважинной зоне, разрушается и дробится на мельчайшие глобулы, которые при освоении скважины легко выносятся из пласта. Кроме механического воздействия, горные породы, насыщенные кислотой, при перфорации испытывают мощный термодинамический удар, сопровождающийся созданием высоких температурных напряжений вследствие неравномерного распределения

температуры в различных частях интервала перфорации и невозможности теплового расширения пласта по всей мощности.

Все твердые тела, в данном случае минералы, слагающие породы, имеют активные центры с избыточной свободной энергией, определяющей ход химической реакции. При создании термических напряжений во время повторной перфорации активные центры концентрируются на зернах минералов, и реакция кислоты с горной породой происходит полнее за счет увеличения избыточной свободной энергии минералов. Все описанные процессы, происходящие в прискважинной зоне пласта, способствуют очистке флюидопроводящих каналов от продуктов реакции кислоты с горной породой и выносу их в ствол скважины.

5.5. Гидравлический разрыв пласта

Для раскрытия глубокого расклинивания естественных и создания искусственных трещин различной протяжённости в нефтегазовых скважинах производят гидравлический разрыв пласта (ГРП). ГРП является высокоэффективным гидромеханическим методом воздействия на продуктивные пласты. Отечественными учеными Ю.П. Желтовым и С.А. Христиановичем были заложены теоретические основы ГРП (1957 г.).

В настоящее время гидравлический разрыв пласта применяется в различных модификациях: поинтервальный, гидрокислотный разрыв пласта, массивированный и т.д. Общим недостатком этого метода является то, что распространение трещины обусловлено напряженным состоянием пород и не контролируется технологически. В результате трещина уходит за пределы продуктивного пласта, что снижает эффективность ГРП, а в случае наличия вблизи продуктивного водоносного пласта способствует быстрому обводнению скважины.

При проведении ГРП трещины могут распространяться как вертикально, так и в горизонтальном направлении. Лабораторные исследования свидетельствуют о том, что при градиентах разрыва до 0,0158 МПа/м трещины ориентированы вертикально, а более 0,0223 МПа/м - горизонтально (Кристиан С. и др., 1985 г.). С глубиной скважин вероятность распространения трещин в горизонтальном направлении увеличивается.

Повышение эффективности ГРП можно достичь уменьшением прочности терригенных полимиктовых пород в процессе проведения работ, снижая его упругоёмкие параметры. За счёт этого можно увеличить радиус трещины, а следовательно, и дебиты скважин. Поставленная цель достигается тем, что перед его проведением проводят глубокую кислотную обработку пласта. При этом за счет растворения минералов, слагающих цементирующий материал, происходит ослабление сил сцепления в коллекторе, что, в свою очередь, приводит к снижению прочностных параметров породы (табл. 5.4).

Результаты определения величины снижения давления
разрыва различных пород

№№ обр.	Интервал, м	Описание по- роды	Коэффициент Пуассона		Р _{горн} МПа	Р _{пл} МПа	Давление разрыва		[8], [9], МПа
			до обр.	после обр.			до обр.	после обр.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
53845	2192-2200	Песчаник се- рый мелкозер- нистый алев- роли.	0,378	0,315	50,6	22,0	58,1	44,8	13
53847	-"-	-"-	0,393	0,259	50,6	22,0	59,0	42,0	17
53850	-"-	-"-	0,399	0,324	50,6	22,0	60,0	49,4	10
55852	2200-2204	Песчаник бу- рый мелкозер- нист.	0,405	0,315	50,7	22,0	61,0	44,9	16,1
55853	-"-	Песчаник се- рый мелкозер- нистый алев- рол.	0,386	0,315	50,7	22,0	58,1	44,9	13,2
53855	-"-	-"-	0,324	0,114	50,7	22,0	47,7	29,4	18,3
53862	2204-2208	-"-	0,333	0,093	50,8	22,1	50,7	28,0	18,3
53863	-"-	-"-	0,315	0,115	50,8	22,1	48,5	29,5	19,0
53864	-"-	-"-	0,352	0,188	50,8	22,1	53,3	35,4	17,9

Качественное выполнение работ по гидравлическому разрыву пласта в значительной степени зависит от свойств применяемых рабочих жидкостей. Рабочие жидкости используются для создания и трещин, и транспортирования, и равномерного распределения по объему трещины расклинивающего агента. Технология проведения ГРП определяет ряд специфических требований, предъявляемых к рабочим жидкостям:

- малая фильтруемость в пласт необходима для создания протяженных трещин малыми объемами жидкостей при незначительных скоростях нагнетания;
- оптимальная вязкость – для эффективной транспортировки и равномерного распределения расклинивающего агента;
- высокая термостабильность – для исключения возможности резкого снижения пескоудерживающей способности при достижении жидкостью пластовой температуры;

- низкие потери на трение в трубах и трещине – для снижения энергетических затрат при создании и закреплении трещины;
- обеспечение сохранности как абсолютной, так и фазовой проницаемости пород;
- обеспечение сохранности проницаемости системы «пласт-трещина» за счет наиболее полного извлечения жидкости и продуктов деструкции из созданных трещин и порового пространства пород;
- максимальная скорость процесса проведения ГРП (приготовление жидкостей, их закачивание, деструкция) и освоение скважины, низкая температура замерзания жидкости;
- экологическая безвредность и нетоксичность;
- минимальная стоимость;

Совершенствование рецептур рабочих жидкостей ведется по следующим направлениям: снижение затрат времени на приготовление жидкости, уменьшение потерь на трение в трубах и трещине, повышение песконесущей способности, уменьшение отрицательного влияния растворов на продуктивный пласт, повышение скорости и качества послеоперационного освоения скважины и т.п. Наиболее широкое распространение получили рабочие жидкости на водной основе. На начальном этапе развития гидравлического разрыва пласта применялись маловязкие жидкости на водной основе, загущаемые различными реагентами.

Жидкости для гидроразрыва в нефтяных скважинах могут быть приготовлены следующими способами.

Загущением нефти. Известные вязкостные присадки к маслам, такие как полиизобутилен, полиметакрилат, которые вводятся в нефть в концентрациях, которые обеспечивают необходимую вязкость. Однако полиизобутилен (КП-5, КП-10, КП-20), и полиметакрилаты (ПМА «В-1», ПМА «В-2») дороги и дефицитны. Для обеспечения требуемой вязкости при загущении нефти необходимый расход их велик, что практически трудноосуществимо и экономически неоправданно. Более реалистично загущение нефти вязкими дорожными битумами с температурой размягчения 35°C и выше (марок БНД). Стоимость жидкости в этом случае невысока, однако расход битума (порядка 50 % от объема жидкости) достаточно велик.

Химической обработкой исходного продукта в месте использования жидкости разрыва, обеспечивающей необходимое повышение вязкости продукта. Исходный продукт должен быть транспортабелен, т.е. иметь низкую температуру застывания и невысокую вязкость, дешев и недефицитен и легко подвергаться химическим превращениям при добавлении небольшого количества обрабатывающего агента.

В качестве исходного продукта для приготовления жидкости для гидроразрыва может служить тяжелая смола пиролиза (ТСП). Смолы и асфаль-

тены, содержащиеся в ТСП, не являются аналогами нефтяных смол и асфальтенов, а представляют, по существу, полициклические ароматические углеводороды. В структурах ароматических углеводородов в значительном количестве содержатся алкеновые связи, что определяет высокую реакционную способность компонентов ТСП. Термическая обработка ТСП позволяет резко увеличить его вязкость, получая битумообразный продукт – пиропласт. Однако условия термообработки сравнительно жесткие: температура 250-260°C, давление до 1 МПа, время на реакцию 16-12 ч.

Вместе с тем, для высокотемпературных пластов может понадобиться жидкость, имеющая вязкость при 80°C более высокую, чем достигаемая обработкой ТСП $AlCl_3$. Поэтому с участием авторов были проведены опыты с обработкой ТСП последовательно 1,5 % $AlCl_3$ при 80°C в течение 2, 3 и 4 часов. Такая последовательная обработка ТСП $AlCl_3$ и $Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$ позволяет достичь высокой его вязкости. При этом необходимо иметь в виду, что окисление бихроматом повышает содержание ПАВ обработкой только $AlCl_3$.

5.6. Виброциклические методы воздействия на прискважинную зону пласта

В России и за рубежом в последние годы были разработаны различные конструкции забойных устройств, предназначенных для обработки прискважинной зоны продуктивного пласта упругими волнами. Большой вклад в изучение влияния различных методов вибровоздействия внесли Ахметшин Э.А., Балашканд М.И., Валиуллин А.В., Вахитов Г.Г., Гадиев С.М., Галлямов М.Н., Кузнецов О.Л., Кузнецов Ю.А., Кучумов Р.Я., Нургалиев Р.М., Симкин Э.М., Тагиев Э.И., Федорцов В.К., Шагиев Р.Г., Шлеин Г.А., Ягафаров А.К., Ямщиков В.С. и др.

Существующие генераторы упругих волн, наиболее широко применяемые для обработки прискважинной зоны, можно разделить условно на механические, гидромеханические, электромеханические, электрогидравлические и их комбинации.

Известно, что воздействие на пласт высокочастотными колебаниями менее перспективно по сравнению с низкочастотными. Так, Вахитов Р.Г. и Симкин Э.И. (1985 г.) приводят теоретическое обоснование распространения акустических волн в зависимости от «сдвиговой вязкости» горных пород и глубины их залегания. Интенсивность акустического поля, по их мнению, находится в экспоненциальной зависимости от коэффициента поглощения акустической энергии горной породой. В то же время коэффициент

поглощения зависит от физических свойств горных пород и определяется по следующей формуле:

$$\alpha = \frac{8 \cdot \pi \cdot \mu_{cp} \cdot \nu^2}{3 \cdot \rho_{cp} \cdot C_{cp}^2}, \quad (5.1)$$

где μ_{cp} – средняя сдвиговая вязкость горной породы (~ 40 Па·с);

ρ_{cp} – средняя плотность горной среды, кг/м³;

C_{cp} – средняя скорость звука в горной среде, м/с.

Расчеты позволили авторам работы сделать вывод о преимуществе низкочастотных колебаний перед высокочастотными.

С учетом выявленных недостатков существующих забойных устройств разработаны вставные гидравлические золотниковые вибраторы (ГВЗ-В-53), работу которых обеспечивает один агрегат. Для ускорения процесса освоения скважин, очистки ПЗП, выявления потенциальной продуктивности и гидродинамических параметров пласта применяются струйные насосы [27].

В последнее время получены результаты успешного применения технологии комплексного воздействия на прискважинную зону пласта, заключающуюся в комбинировании физико-химических методов воздействия на ПЗП в комплексе со струйными аппаратами. Подобные работы проведены на скважинах Приобского месторождения. На скважине 232 испытывался нефтенасыщенный пласт БС₅ в интервале 2643-2690 м. Первоначально пласт перфорировали в интервале 2671-2690 м. При испытании получен приток безводной нефти с максимальным дебитом 0,9 м³/сут при среднединамическом уровне (СДУ) 1214 метров. После подъема НКТ в скважину на колонне труб опустили струйный насос с пакером с опорой на забой. После запуска насоса скважина отработывалась в течение 1 часа при депрессии 10,8 МПа. Дебит нефти составил 9,6 м³/сут.

По результатам исследований установлено, что происходит улучшение гидродинамических параметров прискважинной зоны пласта. Гидропро-

водность дефектной зоны увеличилась от 0,075 до 3,44 $\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$. Коэффициент продуктивности, рассчитанный по индикаторной диаграмме скважины, составил 0,35 м³/сут·МПа, дебит скважины при этом увеличился до 16,8 м³/сут.

6. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

В связи с внедрением в практику разработки нефтяных месторождений метода заводнения проблема выбора оптимальных темпов разработки месторождений (процента годового отбора от извлекаемых запасов) стала актуальной, но осталась трудно разрешимой [3,4,5,6,7,37,38,39,40,41,42].

Более чем 40-летний опыт разработки до сих пор содержит противоречия в решении практических вопросов по влиянию темпов отборов нефти на КНО. Противоречивость представлений по данной проблеме можно объяснить некорректностью процессов моделирования по сравнению с разнообразием реальных условий. Промысловые исследования по влиянию на КНО темпов обводнения (водонефтяного фактора - ВНФ) и охвата пластов заводнением подтверждают его сложную связь с конечной нефтеотдачей. Особенно актуальной эта проблема стала в последние 10 лет в связи с неоправданным сокращением исследовательских работ по контролю за разработкой нефтяных месторождений.

Ответ на поставленные вопросы принципиально может выявить другой вопрос: следует ли интенсифицировать процесс разработки за счет заводнения? Чтобы определить, какие следствия вытекают из этих противоречивых исследований, необходимо кратко объяснить характерные позиции по данной проблеме.

6.1. Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи пластов

Существующие методы увеличения нефтеотдачи пластов условно разделяют на пять групп.

Тепловые методы:

- паротепловое воздействие;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклическая обработка скважин.

Газовые методы:

- воздействие на пласт углеводородными газами (в т.ч. ШФЛУ);
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);

- вытеснение нефти водными растворами полимеров и другими загущающими агентами (метилцеллюлоза, ПДС и т.д.);
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотой;
- вытеснение нефти химическими компонентами (мицеллярными растворами и т.д.);
- системное воздействие на прискважинную зону пластов;
- микробиологическое воздействие.

Физические методы:

- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие;
- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины.

Гидродинамические методы:

- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- ступенчато–термальное заводнение.

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь. Сущность этого метода заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению. Методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

Для поддержания пластового давления применяют также **метод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта**. В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти. Благодаря закачке газа увеличивается давление на нефтяную часть залежи, и дебиты нефтяных скважин растут. В качестве нагнетательных в этом случае используют отработавшие нефтяные скважины, вскрывшие верхнюю часть продуктивного пласта, или бурят специальные скважины. Нагнетание газа в пласт производят при давлениях выше пластового на 10...20 %.

Как видно, при закачке газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

Для **повышения нефтеотдачи** применяются следующие способы:

- закачивание в пласт воды, обработанной ПАВ;

- вытеснение нефти растворами полимеров;
- закачивание в пласт углекислоты;
- нагнетание в пласт теплоносителя;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти из пласта растворителями.

При **закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ**, снижается поверхностное натяжение на границе «нефть-вода», что способствует дроблению глобул нефти и образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой необходимы меньшие перепады давления. Одновременно резко снижается и поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор и смывается с поверхности породы. Концентрация наиболее эффективных ПАВ в воде при заводнении пластов не превышает 0,05 %.

При вытеснении нефти водой нередки случаи, когда вследствие различия вязкостей жидкостей или разной проницаемости отдельных участков пласта имеет место опережающее продвижение вытесняющего агента по локальным зонам пласта. Это приводит к недостаточно полному вытеснению нефти. Вытеснение нефти растворами полимеров, т.е. водой с искусственно повышенной вязкостью, создает условия для более равномерного продвижения водонефтяно-го контакта и повышения конечной нефтеотдачи пласта.

Для загущения воды применяют различные водорастворимые полимеры, из которых наиболее широкое применение для повышения нефтеотдачи пластов нашли полиакриламиды (ПАА). Они хорошо растворяются в воде и уже при концентрациях 0,01...0,05 % придают ей вязкоупругие свойства.

Роль раствора полимеров могут выполнять также пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2... 1 % пенообразующих веществ. Вязкость пены в 5...10 раз больше вязкости воды, что и обеспечивает большую полноту вытеснения нефти.

При **закачке в пласт углекислоты** происходит ее растворение в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости последней и соответствующим увеличением притока к эксплуатационной скважине.

Опыт разработки залежей нефти показывает, что при снижении температуры в порах пласта происходит выпадение асфальтенов, смол и парафинов, затрудняющих фильтрацию. В пластах, содержащих высоковязкую нефть, даже незначительное снижение температуры в процессе разработки существенно снижает эффективность ее добычи. Поэтому одним из путей повышения нефтеотдачи является применение теплового воздействия на пласт.

Нагнетание в пласт теплоносителя (горячей воды или пара с температурой до 400 ° С) позволяет значительно снизить вязкость нефти и увели-

чить ее подвижность, способствует растворению в нефти выпавших из нее асфальтенов, смол и парафинов.

Метод *внутрипластового горения* заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя нагнетательной (зажигательной) скважины в пласте создается движущийся очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность.

При *вытеснении нефти из пласта растворителями* в качестве вытесняющей фазы используются растворимые в нефти сжиженные пропан, бутан, смесь пропана с бутаном. В пласте они смешиваются с нефтью, уменьшая ее вязкость, что ведет к увеличению скорости фильтрации.

Для *повышения газоотдачи* применяют кислотные обработки скважин, гидроразрыв пласта, торпедирование скважин, а также отбор газа из скважин под вакуумом.

6.2. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи

Нестационарное заводнение объектов разработки. Полнота охвата пласта заводнением и его нефтеотдача резко снижаются при повышенной геологической неоднородности объектов разработки. В сильно неоднородных коллекторах закачиваемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям (прослоям) и зонам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых прослоях, зонах, участках, особенно у линий замещения при наличии глинизации коллекторов. Этот отрицательный эффект более ярко выражается при вытеснении высоковязких нефтей водой.

Дополнительный охват заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных объемов способствует повышению нефтеотдачи и уменьшению объемов попутно добываемой воды. Таким методом, применяемым в рамках обычно используемых систем разработки нефтяных месторождений с заводнением, стал метод нестационарного заводнения. Начало внедрения его относится к 60-м годам прошлого столетия. Метод предусматривает попеременное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем периодических нестационарных перепадов давления между высоко- и низкопроницаемыми частями коллектора, что, в конечном итоге, увеличивает коэффициент охвата выработкой.

При правильном обосновании технологии процесса в вариантах циклики и метода изменения направления фильтрационных потоков можно обеспечить до 10 % повышения нефтеотдачи, по отношению к обычному (ста-

ционарному) заводнению, и прирост добычи нефти до 15 – 20 %. Причем метод можно использовать как на ранней, так и на поздней стадиях разработки месторождения, при разных формах сеток добывающих и различном размещении нагнетательных скважин.

Физический смысл метода был сформулирован в авторском свидетельстве на способ, «...предусматривающий увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями (участками) разной проницаемости. При этом в полцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые слои, а в полцикл снижения давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора» [39,42].

Исследования показали, что степень удержания малопроницаемыми слоями внедрившейся в них воды зависит от продолжительности полцикла снижения давления нагнетания, а полциклы следует со временем увеличивать. В пластах с высоким начальным содержанием остаточной воды капиллярное перераспределение жидкостей, насыщающих неоднородный коллектор, происходит интенсивнее. При этом темп извлечения нефти с увеличением вязкости снижается незначительно.

Технологическая реализация циклического заводнения заключается в периодическом отключении нагнетательных скважин в рядах (через одну) и сменой их роли через расчетное время (15-30 суток).

Промысловые испытания метода, впервые внедренного на Трехозерном месторождении, привели в последующем практически к повсеместному внедрению его на месторождениях Западной Сибири. Много лет он в вариантах периодического отключения групп нагнетательных скважин (по три-четыре) проводится на крупном Мамонтовском месторождении (сочетание циклики с методом смены направления фильтрационных потоков). В настоящее время продолжается промышленный эксперимент на Ермаковском месторождении.

Следует отметить, что внедрение циклики возможно в условиях, когда приемистость нагнетательных скважин обеспечивает безопасный процесс в зимних условиях на месторождениях Западной Сибири: если приемистость ниже 200 м³/сут, процесс может в зимнее время привести к замерзанию водоводов. Реально на таких объектах разработки проведение циклического заводнения возможно только в летний сезон.

При составлении программ проведения циклического заводнения исходят из того, что средний уровень закачивания воды в период циклического заводнения должен быть равен среднему уровню закачивания в период обыч-

ного заводнения (для поддержания пластового текущего давления в пласте на уровне первоначального). В ВНИИ в начале 70-х годов была создана математическая модель процесса (О.Э. Цынковой), были исследованы влияния различных факторов на эффективность технологии, которые расширили представление о циклических процессах заводнения.

6.3. Уплотнение сеток скважин в процессе разработки месторождений

Плотность сетки скважин (ПСС) – это отношение площади залежи F к числу скважин n .

Наиболее приемлемым является выражение

$$\text{ПСС} = F / n_{\text{э}} + n_{\text{н}}. \quad (6.1)$$

В.Н. Щелкачѳв для количественной оценки характеристики данного понятия предложил ввести термин «удельная плотность сетки скважин» (УПС). Под УПС понимается площадь нефтеносности в пределах внешнего контура ВНК, разделѳнная на число эксплуатационных и нагнетательных скважин. Параметр УПС так же, как и коэффициент нефтеотдачи, является интегральным показателем. Особенность его в том, что он усреднѳнно дает информацию о продуктивном пласте.

В.Н. Щелкачѳв, исходя из соответствующей модели разработки, получил следующую приближѳнную зависимость между коэффициентом нефтеотдачи и УПС:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт.}} e^{-a S_{\text{уд.}}}, \quad (6.2)$$

где a – коэффициент пропорциональности, зависящий от ФЕС пластов и свойств пластовых флюидов;

$S_{\text{уд.}}$ – удельная площадь (т.е. УПС).

В соответствии с приведенной формулой были рассчитаны КИН для некоторых нефтяных месторождений (табл. 6.1). Из приведенных данных следует, что при росте величины удельной площади наблюдается устойчивая тенденция снижения КИН.

По гидродинамической сути уплотнение сеток скважин (уменьшение расстояния между добывающими скважинами) приводит к перераспределению потоков в объеме пласта. Опыт разработки и результаты анализа по выработке запасов обнаруживают наличие целиков нефти (или плохо про-

мытых объемов) между скважинами, обводненность которых приближается к предельной. Пробуренные скважины уплотняющего фонда между скважинами первоначальных сеток дают притоки или безводной нефти, или нефти с малым процентом содержания воды в продукции скважин. Необходимость уплотнения сеток скважин обосновывается анализом разработки месторождений по уже внедренным вариантам. При этом уплотнение может быть:

- 1) вторичным (на уже разбуренных по первоначальным сеткам участках);
- 2) первичным (на новых неразбуренных участках, на которых обоснована необходимость бурения более плотных сеток скважин).

Таблица 6.1

Зависимость КИН от $S_{уд}$ для ряда нефтяных месторождений

Месторождение	$S_{уд}$, га/скв.					
	2	10	20	30	40	100
Восточный Техас	0,8	0,78	0,76	0,73	0,71	0,59
Бавлинское	0,74	0,72	0,69	0,67	0,65	0,52
Туймазинское, D_2	0,69	0,65	0,60	0,56	0,51	0,32
Ромашкинское	0,68	0,62	0,55	0,48	0,43	0,21

В том и другом случае принятые решения по регулированию процесса разработки нефтяного месторождения (эксплуатационного объекта) приводят к увеличению коэффициентов охвата пласта воздействием и заводнением, что, в конечном итоге, увеличивает КНО.

Практически все месторождения нефти в Западной Сибири подверглись трансформированию систем разработки, в частности в направлении пересмотра первоначально запроектированных сеток скважин. На однородные пласты проектировались редкие сетки скважин (700x800 м - на пласт БВ₈ Самотлорского месторождения - 56 га/скв; 750x750 м - на верхние пласты Усть-Балыкского месторождения - > 56 га/скв). По мере разбуривания (освоения) месторождений обнаруживались большая неоднородность пластов и неполный охват пластов воздействием. Между скважинами первичных сеток потребовалось бурить скважины вторичного уплотнения. Для разбуривания менее продуктивных водонефтяных зон, где эффективная нефтенасыщенная толщина пластов снижалась до 4-5 м, сочли целесообразным уплотнять сетки до 24 и даже до 16 га/скв.

Оказалось, что уплотнение сетки в 2 раза (от 32 до 16 га/скв) в условиях рядного разбуривания увеличивает КНО примерно на 8 %, для площадных систем заводнения прирост нефтеотдачи достигает 5-6 %.

Как следует из приведенных зависимостей, переход с пятирядной системы размещения скважин на площадные системы заводнения увеличивает КНО примерно на 8 %.

6.4. Форсированные отборы жидкости

Форсированные отборы жидкости (ФОЖ) как самостоятельный метод интенсификации добычи нефти были разработаны и внедрены в Азербайджане. Пионерами этой прогрессивной (в середине 30-х годов прошлого века) технологии были В.Н. Щелкачёв, С.Т. Овнатанов, К.А. Карапетов и др. В результате научных исследований и многочисленных промысловых работ установлено, что при увеличении градиентов давлений в зонах отбора начинается поступление нефти в продукцию скважин из низкопроницаемых частей пласта. В технологическом отношении сущность метода заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости. Физическая же сущность состоит в том, что при повышении депрессии на пласт создаётся перепад давления между пропластками с разной проницаемостью. За счёт этого нефть из более нефтенасыщенного коллектора (низкопроницаемого) вовлекается в поток и выносится на поверхность.

В.Н. Щелкачёвым сформулированы основные критерии выбора объектов для проведения таких работ [26]:

- залежь нефти подвержена активному давлению пластовых вод;
- скважины обладают достаточно высокими продуктивностями и динамическими уровнями;
- разрабатываемый объект должен находиться на поздней стадии разработки и иметь высокую степень обводнённости;
- с увеличением темпа отбора жидкости содержание нефти в продукции не уменьшается или остаётся на прежнем уровне;
- в скважинах не наблюдаются процессы пробкообразования;
- нормальное техническое состояние скважин;
- высокая проницаемость пласта;
- наличие условий, обеспечивающих применение высокопроизводительного скважинного оборудования. При этом могут быть использованы погружные электронасосы, глубинные насосы большой производительности, компрессорные подъёмники.

Вопрос о целесообразности проведения ФОЖ решается построением зависимости доли нефти в продукции от дебита жидкости – $q_n = f(q_{\text{ж}})$. При расчётах ожидаемых дебитов и обоснования применения форсированных отборов жидкости рекомендуется пользоваться методикой М.К. Мамедова

и Б.М. Саркисяна. По данной методике строятся две зависимости: «средне-суточная добыча нефти на одну скважину – годы работы», «водо-нефтяной фактор – годы работы».

В целом для прогнозирования объёмов добычи жидкости и нефти при планировании ФОЖ необходимо решить две основные задачи:

1. Разработать математическую модель фильтрации нагнетаемой в скважины воды в условиях двухслойной среды.

2. Разработать математическую модель влияния увеличения объёмов закачивания воды (повышения давления на нагнетательной линии) на изменение дебитов жидкости добывающих скважин, работающих на форсированных режимах.

Известно, что призабойная зона (ПЗП) нагнетательных скважин в результате многолетней работы в условиях знакопеременных нагрузок претерпевает значительные изменения. Как правило, её фильтрационные характеристики существенно отличаются от первоначальных параметров пласта. Происходит это в основном по двум причинам: первая – за счёт искусственно формирующейся трещиноватости пород в ПЗП, вторая – за счёт загрязнения ПЗП в процессе заводнения. Радиусы этих зон могут достигать десятков метров. В том и в другом случае условия фильтрации воды резко отличаются от условий однородного пласта.

Суммарный дебит (Q) добывающих скважин рассчитывается по формуле

$$Q = \frac{\Phi_k - \Phi}{L_1 / 2\sigma \cdot nh} = \frac{\Phi - \Phi_c}{R_e' + R_i'} \quad (6.1)$$

где R_e – внешние и R_i – внутренние сопротивления.

Внешние сопротивления учитываются при моделировании плоскопараллельной фильтрации для параллельных рядов скважин, а внутренние сопротивления – при моделировании радиальной схемы фильтрации.

Применение метода форсированных отборов при испытании водо-нефтяных объектов в разведочных скважинах Западной Сибири приводило к их устойчивому фонтанированию (Федорцов В.К., Салманов Ф.К. и др., 1976 г.).

Опыт перевода добывающих скважин на форсированные отборы накоплен и в Западной Сибири, в основном на Мегионском, Самотлорском, Усть-Балыкском, Правдинском, Приобском, Мамонтовском, Мало-Балыкском и Приразломном месторождениях (Щелкачёв В.Н., Казаков А.А.). Например, за счёт применения ФОЖ и оптимизации режимов работы скважин в ОАО «Юганскнефтегаз» было дополнительно получено 380 тыс. т. нефти (Еникеев Р.Р., 2000 г.).

Оценку эффективности метода ФОЖ из этих соображений можно было сделать, используя данные по отдельным участкам, блокам, залежам, так как результаты по отдельным скважинам привели бы к искажению результатов из-за недоучета эффектов интерференции скважин. Потребовалась статистическая обработка промысловых данных [16]. Анализ проведен по Шкаповскому, Туймазинскому месторождениям (девонские залежи). Для диапазона обводненностей скважин 50-90 % и более анализ показал, что увеличение отборов жидкости приводило к уменьшению темпа падения добычи нефти, а иногда и к приросту добычи. Конечные результаты по КНО, к сожалению, не оценены (эксплуатация залежей продолжается).

6.5. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов

Для повышения нефтеотдачи при определённых условиях целесообразно увеличивать температуру пласта, т. е. воздействовать на динамическую вязкость, плотность нефти и ее межфазное взаимодействие. Для этого применяют нагнетание в пласт нагретой воды. Вода обладает наилучшими теплофизическими свойствами, то есть способна переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в любом агрегатном состоянии (жидком или газообразном). Характеристикой влажного пара является так называемая «сухость» пара – массовая доля насыщенного пара во влажном. Однако следует отметить, что за исключением особых случаев для нагнетания в пласт нецелесообразно использовать перегретый пар [Ж. Бурже].

Впервые опыты по тепловому воздействию на пласт в СССР были начаты в 30-е годы прошлого века А.Б. Шейманом и К.К. Дубровым. В последующем тепловые методы прошли этапы теоретических, лабораторных и промысловых исследований. В результате были определены следующие технологии:

- 1) закачивание в пласт горячей воды;
- 2) нагнетание в пласт пара;
- 3) создание внутрипластовых очагов горения (ВДОГ).

При нагнетании в пласт горячей воды происходит понижение вязкости нефти, расширение нефти и горных пород, улучшение смачиваемости пород водой, изменение характера проявления молекулярно-поверхностных сил.

По расчетам, при нагнетании горячей воды ($t = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$) прирост нефтеотдачи может составить 16-17 % при высокой начальной вязкости нефти (250-300 мПа·С) и продолжительности процесса не менее 8-10 лет. При вязкостях в 150 и 33 мПа·С приросты в КНО, соответственно, составляют 8-11 и 4-5 %. Закачивание горячей воды ведется длительное время в пласты

месторождений Мангышлака, нефти которых содержат около 28 % парафина. Закачивание пара ведется также на месторождениях о. Сахалина (г. Оха, Катанг-ли) и Республики Коми. При нагнетании в пласт пара схематично можно выделить 4 зоны (рис. 6.1).

При проведении ВДОГ (внутрипластового движущегося очага горения) горная порода вместе с насыщающей ее нефтью может рассматриваться горючим объектом с высокой степенью зольности (95-85 %).

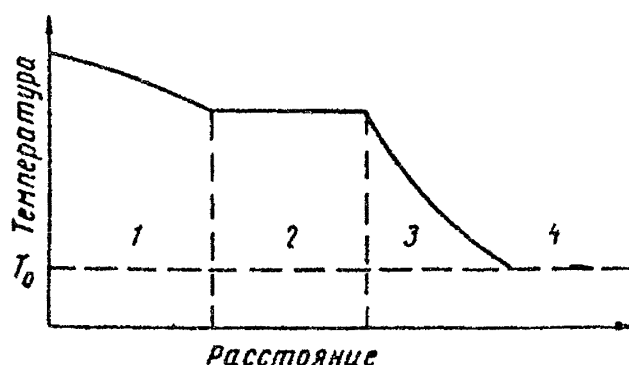


Рис. 6.1. Схема распределения температуры в пласте при нагнетании пара:

- 1 - зона перегретого пара; 2 - насыщенного пара; 3 - горячего конденсата; 4 - остывшего конденсата

Это горючее поджигается, и его горение поддерживается нагнетанием в пористую среду окислительных агентов (воздуха, смеси кислорода с газом). Нефть поджигается через скважину при помощи горелок различной конструкции (электрических, огневых) или химическим способом.

Нагретая порода прогревает движущийся через нее окислитель до температуры выше воспламенения «кокса» и нефти. При нагнетании окислителя расширяется зона (очаг горения), температура которого поддерживается высокой за счет сгорания части нефтепродуктов, граница которой продвигается в глубь пласта. Продукты горения, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть. Процесс протекает как автотермический, т.е. продолжается непрерывно за счет непрерывного образования продуктов горения (типа кокса). Схема процесса приведена на рис. 6.2.

По данным авторов, масса коксоподобного материала, расходуемого на горение, составляет 1-2 % от массы породы; по расчетным и экспериментальным данным КНО с легкими нефтями может достигать 80-85 %, с тяжелыми - более 70 %. Были отработаны технологии сухого и влажного горения. При сухом горении расход воздуха на 1 т добываемой нефти колеблется от 400 до 3000 м³. При сверхвлажном горении водо-воздушное от-

ношение составляет 0,002-0,01 м³/м³, при сухом 0,0004-0,0002 м³/м³. В зоне горения расход воздуха на сгорание 1 кг топлива (кокса) составляет обычно 10-12 м³.

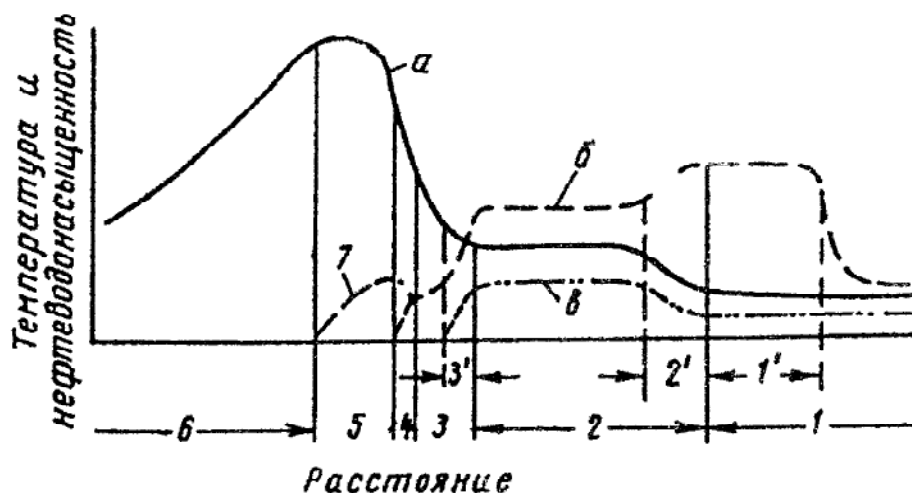


Рис. 6.2. Схема процесса внутрипластового горения (по А.Б Шейману, Г.Е. Малофееву, А.И. Сергееву):

- а - график температуры; б - нефтенасыщенности; в - водонасыщенности.
 1 - зона пластовой температуры; 2' - с увеличенным содержанием нефти;
 2 - предварительного нагрева; 3' - конденсации паров воды; 3 - испарения;
 4 - термохимических реакций; 5 - горения; 6 - регенерации тепла;
 7 - новообразования

Промышленные испытания метод прошел на месторождениях Азербайджана, Краснодарского края (месторождение Павлова Гора), в Западной Сибири (Русское месторождение).

Пароциклический метод используется наравне с методом непрерывного вытеснения нефти, который включает три последовательные фазы, создающие цикл:

- фаза нагнетания;
- фаза ожидания (скважина закрыта);
- фаза извлечения нефти (пуск скважины в работу).

6.6. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. В начале 60-х годов прошлого столетия усиленно изучались способы улучшения вытесняющей способности воды за счет введения в нее различных активных агентов. В

качестве агентов применялся углеводородный газ, полимеры, поверхностно-активные вещества, щелочи, кислоты. Цель заключалась в том, чтобы повысить охват пластов заводнением и устранить или уменьшить отрицательное влияние сил, удерживающих нефть в заводненных зонах пластов. Прежде всего это гидродинамические методы повышения нефтеотдачи (циклическое воздействие на пласты, изменение направления фильтрационных потоков и форсированный отбор жидкости из добывающих скважин). Дальнейшим развитием заводнения было применение физико-химических методов (заводнение с использованием ПАВ, полимерное заводнение, щелочное заводнение и др.). К ним же можно отнести вытеснение нефти двуокисью углерода (CO_2) и мицеллярно-полимерное заводнение. Введение ПАВ в закачиваемые воды изменяет поверхностные и смачивающие свойства жидкостей на контактах в пористых средах.

По химическому составу все ПАВ делятся на анионоактивные, катионоактивные и неионогенные. Если углеводородная часть молекулы ионогенного ПАВ входит в состав аниона, образующегося в водном растворе, то соединение относят к анионоактивному ПАВ. Соответственно, катионообменные ПАВ образуют в водных растворах катионы, содержащие длинные цепи углеводородных радикалов. В неионогенных ПАВ не содержатся ионизирующиеся гидрофильные группы.

Поверхностная активность ПАВ обусловлена строением их молекул, которые имеют асимметричную структуру, состоящую из полярных и неполярных групп. неполярной и нерастворимой в воде частью молекулы являются гидрофобный алкильный, арильный или алкиларильный радикал, а полярную водорастворимую часть представляет полиэтиленгликолевый или пропиленгликолевый остаток.

Различие деления ПАВ на ионогенные и неионогенные состоит в разной способности диссоциировать в водном растворе. В свою очередь, ионогенные делятся на анионоактивные и катионоактивные. Основной особенностью неионогенных ПАВ является способность образовывать нерастворимые или малорастворимые осадки кальция и магния. Неионогенные ПАВ обладают большей поверхностной энергией, т.е. способностью интенсивного снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Важным их свойством является способность растворяться без остатка в композициях различного солевого состава.

Хорошо растворяются в пластовых условиях неионогенные ПАВ типа ОП-7, ОП-10 (оксиэтилированные алкилфенолы), дисолван (4411, 4412), превоцелл и др. Неионогенные ПАВ в условиях терригенных коллекторов снижают степень набухаемости глинистых минералов, что играет немаловажную роль в процессе нефтедобычи. Обладая такими свойствами, неионогенные ПАВ находят более широкое применение в нефтепромысловом

деле. Примером катионоактивных ПАВ является карбозолин О, который используется для гидрофобизации песчаников.

Установлено, что ионогенные ПАВ адсорбируются на поверхностях минералов в большей степени, чем неионогенные. Количественное соотношение между удельной адсорбцией Γ в поверхностном слое, изменением поверхностного натяжения с концентрацией растворенного вещества $\frac{\partial\sigma}{\partial C}$ и концентрацией C описывается уравнением Гиббса

$$\Gamma = -\frac{C}{R \cdot T} \cdot \frac{\partial\sigma}{\partial C}, \quad (6.2)$$

где R – универсальная газовая постоянная;

T – абсолютная температура.

Величину $\frac{\partial\sigma}{\partial C}$, характеризующую способность растворенного вещества понижать поверхностное натяжение раствора, принято называть поверхностной активностью, которая определяется зависимостью

$$G = -\frac{\partial\sigma}{\partial C}. \quad (6.3)$$

Поверхностную активность G можно определить графически по изо-терме адсорбции $\Gamma = f(C)$ и зависимости поверхностного натяжения от концентрации растворенного вещества $\sigma = f(C)$, имеющих вид графиков, приведенных на рис. 6.3.

Как следует из рис. 6.3, значение G зависит от концентрации ПАВ в растворе. Вначале поверхностное натяжение падает быстро, а по мере заполнения поверхностного слоя адсорбируемыми молекулами интенсивность изменения σ снижается и практически прекращается после полного насыщения молекулами ПАВ. Поверхностную активность ПАВ G_0 оценивают величиной

$$G_0 = -\left(\frac{\partial\sigma}{\partial C}\right)_{C \rightarrow 0}. \quad (6.4)$$

Единицами измерения поверхностной активности являются $1 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 / \text{кмоль}$ и $1 \text{ мН} \cdot \text{м}^2 / \text{кмоль}$.

Для обработки нагнетаемых вод наиболее эффективными являются ПАВ, имеющие при низких концентрациях высокие значения G_0 на границе

раздела «нефть-вода» $\sigma = 0,01 - 0,1$ мДж/м², т.е. приведенные на рис.7.2 ПАВ для этих целей не пригодны.

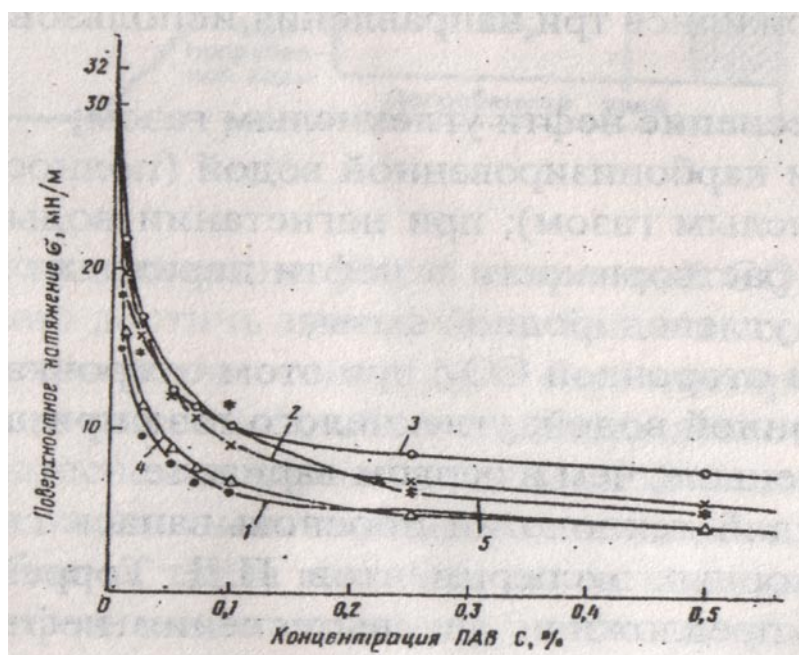


Рис. 6.3. Изотермы поверхностного натяжения водных растворов различных неионогенных ПАВ на границе с нефтью:
1. ОП-10; 2. ОП - 20; 3. ОП- 45; 4. ОП - 7; 5. КАУФЭ

Применение ПАВ в промышленных масштабах выявило значительную их адсорбцию на породе и незначительный прирост нефтеотдачи (до 3 %).

В 70-х годах были проведены крупные промышленные эксперименты на Самотлорском месторождении по закачиванию ПАВ. Условно период их применения можно разделить на два этапа. Первый относится к 1978 г. и знаменует собой закачивание НПАВ низкой концентрации (0,05-0,1%) на залежах АВ₁³, АВ₂₋₃³, АВ₄₋₅³, БВ₈³, БВ₁₀³. Разработчиком являлся отраслевой институт БашНИПИнефть.

За период 1978 - 1984 гг. в продуктивные пласты с КНС 12 было закачено ≈ 50 тыс. т НПАВ ОП-10. Практическая реализация технологии на Самотлорском месторождении показала, что в отличие от лабораторных экспериментов в реальных пластовых условиях эффективность ее оказалась весьма низкой. Основные причины этого следующие:

- высокая степень адсорбции на породах коллектора,
- снижение концентрации НПАВ в заводненном пласте,
- охват пластов при закачивании НПАВ по данным геофизических исследований ниже, чем при заводнении.

Специалистами ВНИИнефть был сделан вывод, что «данная технология для Самотлорского месторождения неприемлема» [Гусев1988].

В 1984-1985 гг. после прекращения испытания технологии закачивания НПАВ низкой концентрации были выбраны опытные участки и начато испытание технологии водных растворов НПАВ высокой концентрации (5÷10 %). Всего закачали ≈ 8 тыс. т. Раствор ПАВ (превоцел № 6-12) закачивался индивидуально в каждую скважину агрегатом ЦА-320. Общее количество нагнетательных скважин, подверженных воздействию, составило 12. Положительные результаты не были получены.

В 1986 г. на двух нагнетательных скважинах: № 15681, пласт АВ₂₋₃, и № 7162, пласт АВ₁³, испытывалась технология закачивания водных растворов НПАВ и полимерно-дисперсных систем (ПДС). В результате было отмечено уменьшение приемистости скважин и рост добычи нефти.

С учетом имеющегося опыта использования ПАВ в районах Урало-Поволжья для увеличения продуктивности скважин нами были проведены эксперименты как в лабораторных, так и в промысловых условиях. Обработки ПЗП указанными композициями оказались неэффективными, за исключением скважин Р-22 Поточного и Р-98 Варьёганского месторождений. По-видимому, положительную роль сыграли повышенные фильтрационные свойства коллекторов и тот факт, что водные растворы дисольвана не вступали в физико-химические взаимодействия с поверхностью коллектора, а действовали только в качестве промывающего агента (табл. 6.2 и 6.3).

В целом анализ применения неионогенных ПАВ низких концентраций при разработке Самотлорского месторождения показал их низкую эффективность для повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим были проведены лабораторные исследования по оценке эффективности неионогенных ПАВ для обработки прискважинных зон продуктивных пластов и повышения их нефтеотдачи.

Для постановки данных исследований отправным моментом послужило положение о снижении поверхностного натяжения на границе между диффузным слоем связанной воды и закачиваемой дистиллированной водой, обогащенной дисольваном или превоцелом.

К объяснению причин низкой эффективности неионогенных ПАВ различных концентраций следует подходить с нескольких позиций. По-видимому, основной является влияние «подложки» - гельмгольцовского слоя воды. Имеются данные, что до определенной концентрации ПАВ подложка не влияет на поверхностное натяжение, в частности, при толщине слоя (5-10) · 10⁻¹⁰ м (Абрамзон А.А., 1976 г.). При этом рассчитанная длина молекулы ПАВ в распрямленном состоянии составляет 38,9×10⁻¹⁰ м, олеофильная - 11,5×10⁻¹⁰ м, гидрофильная – 27,4×10⁻¹⁰ м.

Известна следующая формула для оценки давления адсорбционного слоя (А. А. Абрамзон, 1976г.):

$$\pi = \sigma_0 - \sigma, \quad (6.5)$$

где π – давление адсорбционного слоя;

σ_0 , σ – поверхностное натяжение, соответственно, подложки и раствора.

При увеличении концентрации подложки (σ_0) давление адсорбционного слоя увеличивается, поэтому процесс диффузий должен протекать более интенсивно. Было показано, что с увеличением концентрации молекулы монослоя ПАВ интенсивнее взаимодействуют с подложкой, снижая тем самым поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Другими словами, этот фактор может оказать решающее влияние на процесс вытеснения нефти водой, обогащённой НПАВ. Результаты исследований Брауна (1957 г.) показали, что нефть из гидрофильных коллекторов вытесняется не нагнетаемым агентом, а связанной водой, которую, в свою очередь, вытесняет нагнетаемая вода. Следует отметить, что при воздействии указанными растворами в условиях низкоконцентрированной подложки (20 г/л) относительная проницаемость образцов пород несколько снижается.

Известно, что пластовые воды Западной Сибири, в отличие от вод нефтяных месторождений Урало-Поволжья, имеют сравнительно невысокую минерализацию (до 20 г/л). Кроме того, при вскрытии пластов бурением связанная вода разбавляется пресным фильтратом бурового раствора. Поэтому закачиваемые НПАВ не оказывают существенного воздействия на поверхностное натяжение и на подвижность диффузных слоёв связанной воды в поровом пространстве. Проведённые исследования подтверждают этот важный вывод.

По данным Сумм Б.Д. и Горюнова Ю.В., ПАВ не адсорбируются на границе раздела «вода-твёрдая гидрофильная поверхность». Поэтому поверхностное натяжение на границе жидкостей с различными концентрациями не изменяется. По-видимому, это положение дополняет теорию взаимодействия подложки и ПАВ.

При добавлении ПАВ к растворам электролитов уменьшение объема воды в порах коллектора происходит за счет энергетического уровня последних. В целом можно сделать вывод, что в коллекторах месторождений Западной Сибири проблематично ожидать эффективности от использования растворов неионогенных ПАВ низких концентраций для восстановления фильтрационных свойств низкопроницаемых пород и в целом нефтеотдачи пластов.

Моделирование щелочных растворов. Вытеснение нефти щелочными растворами и растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) может применяться с целью понижения поверхностного натяжения и, как следствие,

увеличения подвижности нефтяных капель. При описании соответствующих пластовых процессов вводится дополнительное неизвестное поле $c = c(t, x^a)$, характеризующее мольную концентрацию примеси в растворе. Динамика концентрации описывается уравнением переноса:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \sum_{a=1}^3 \nu_w^a \frac{\partial c}{\partial x^a} = 0 \quad (6.6)$$

где ν_w^a — скорость течения водного раствора, выражающаяся через пористость ϕ и скорость фильтрации w_w^a : $\nu_w^a = \phi^{-1} w_w^a$.

Предполагается, что от концентрации примеси $c = c(t, x^a)$ могут зависеть: вязкость водного раствора, капиллярный скачок, относительные фазовые проницаемости. Конкретная форма этих зависимостей определяется экспериментально для используемой примеси, образцов пород, слагающих резервуар, и проб пластовой нефти.

Введение дополнительного уравнения (6.6) требует задания дополнительных граничных и начальных условий. Обычно принимаются следующие условия:

- а) начальная концентрация примеси равна нулю,
- б) концентрация в закачиваемом растворе — постоянная или известная функция времени.

Моделирование полимерного заводнения. Вытеснение пластовой нефти полимерными водными растворами обычно применяется для уменьшения отношения «вязкость нефти / вязкость вытесняющего агента» и как следствие, для увеличения охвата вытеснением. Сложность описания фильтрации полимерного раствора состоит в необходимости дополнительного учета двух явлений:

- адсорбции полимера на поровой поверхности;
- деструкции полимера.

При моделировании фильтрации полимерного раствора вводится два дополнительных неизвестных поля $\pi_v = \pi_v(t, x^a)$, $\pi_s = \pi_s(t, x^a)$, которые характеризуют мольную плотность полимера в растворе и мольную плотность адсорбированного полимера на единицу площади поровой поверхности.

Динамика этих двух полей определяется дополнительным уравнением, описывающим перенос полимера в пористой среде:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\varphi \pi_v + \psi \pi_s) + \sum_{a=1}^3 \frac{\partial (\pi_v w_w^a)}{\partial x^a} = \varepsilon. \quad (6.7)$$

а также функцией взаимосвязи количества полимера в объеме и на поверхности (изотермой адсорбции):

$$\pi_s = F_s(\pi_v, T, p_w). \quad (6.8)$$

В уравнении (6.7) ψ – удельная поверхность пористой среды, ε - величина, характеризующая уменьшение количества полимера вследствие деструкции. Величина ε может быть сложной функцией температуры, давления, скорости фильтрации раствора. В случае, когда можно определить характерные время деструкции в объеме τ и на поверхности τ_s , эта функция имеет следующий вид:

$$\varepsilon = -(\tau_v^{-1} \varphi \pi_v + \tau_s^{-1} \varphi \pi_s). \quad (6.9)$$

При решении задачи фильтрации полимерного раствора должно учитываться влияние количества полимера в растворе на вязкость, относительные фазовые проницаемости, капиллярный скачок. Эти зависимости определяются экспериментально. Для случая полимерного заводнения фильтрационная модель должна дополнительно содержать исходные данные для расчета трехмерного распределения удельной поверхности для коллекторов моделируемого объекта. Граничные и начальные условия формулируются, как и для случая пассивной примеси.

Моделирование вытеснения нефти мицеллярными растворами. Особым случаем вытеснения нефти с использованием растворов ПАВ является создание мицеллярных растворов, или микроэмульсий, содержащих нефть, воду и ПАВ. В зависимости от термобарических условий, состава нефти, состава и количества применяемого ПАВ образующаяся микроэмульсия может:

- смешиваться с обеими основными фазами - нефтью и водой;
- смешиваться с одной из фаз - нефтью или водой;
- не смешиваться ни с нефтью, ни с водой.

Это является основанием для описания мицеллярных растворов как особых фаз в трехкомпонентной смеси, включающей в качестве компонентов нефть, воду и ПАВ.

Таким образом, когда для разработки нефтяной залежи применяется вытеснение с мицеллярной оторочкой, фильтрационные процессы могут быть описаны в рамках трехфазной трехкомпонентной фильтрации, где все присутствующие фазы – жидкости. Формально-математически такой подход полностью укладывается в концепцию, изложенную выше. Однако при его реализации необходимо экспериментальное обоснование аналитической

формы условий фазового равновесия и физико-химических свойств микроэмульсии.

Полимерное заводнение пластов является одним из эффективных базовых физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Его применение основано на специфике реологических свойств полимерных растворов, проявляемых в пористой среде (Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х., 1997 г.). Технологические основы его применения широко освещены в научной литературе. Полимерный раствор обладает свойствами неньютоновских жидкостей, поэтому пропускная способность пористой среды для полимерных растворов уменьшается быстрее, чем увеличивается его вязкость по сравнению с водой, т.е. зависимость между скоростью течения и градиентом давления нелинейна.

По характеру течения растворы полимеров проявляют себя как псевдопластики и как псевдодилатантные жидкости. Это явление характеризуется «фактором сопротивления» R , представляющего отношение коэффициента подвижности воды к коэффициенту подвижности полимерного раствора. Адсорбция полимеров в пористой среде вызывает снижение проницаемости по воде даже после полного вымывания полимеров из пористой среды. Объясняется это образованием разбухшей, малоподвижной гидратной плёнки полимеров в поровом пространстве. В то же время эта адсорбция имеет и отрицательную сторону – снижает кажущуюся вязкость полимерного раствора. По данным ВНИИ, $R > 100$ и более при концентрации ПАА до 1 %. Считается, что фактор сопротивления – следствие адсорбции полимеров пористой средой и механического улавливания его крупных молекул полимеров. Адсорбция необратима.

Растворы полимеров применяют при заводнении для выравнивания подвижностей воды и нефти (K_v/μ_v и K_n/μ_n) за счет повышения вязкости воды (снижения относительной вязкости $\mu_0 = \mu_n/\mu_v$). В условиях неоднородных пластов это позволяет уменьшить подвижность воды в высокопроницаемых пропластках, в целом выравнивая продвижение фронта вытеснения и ВНК.

В качестве загущающих добавок к воде применяют полиэлектролиты (полиакриламид - ПАА) и другие полимеры с массовой долей, в пределах 0,05÷0,7 %. Эти вещества представляют собой высокомолекулярные соединения со сложным строением молекул в виде длинных цепочек, клубков и спиралей. В щелочной среде амидные группы полиакриламида подвергаются гидролизу, интенсивность которого в значительной степени оказывает влияние на реологические свойства растворов ПАА.

Гидролизированный ПАА в воде диссоциируется, а образующиеся при этом отрицательные заряды молекул способствуют получению длинных растянутых макромолекул вещества. Эти «растянутые» цепочкообразные

молекулы способствуют значительному повышению вязкости воды при малой концентрации ПАА.

Вязкостные свойства растворов полимеров зависят от концентрации вещества, свойств, состава растворителя и степени гидролиза ПАА. В значительной степени вязкость растворов полимеров зависит от состава и концентрации солей: увеличение концентрации солей NaCl, CaCl₂, MgCl₂, FeCl₃ значительно снижает вязкость, причем с увеличением валентности катиона интенсивность понижения вязкости возрастает. При концентрации полимера 0,5÷1,0 % вязкость раствора мало зависит от его минерализации. Оптимальной считается концентрация полимеров в воде в пределах 0,01 – 0,15%.

Фильтрация растворов полимеров в проницаемой среде характеризуется специфическими особенностями. Расход жидкости при стационарном перепаде давления устанавливается через длительное время (для этого необходимо прокачать через пористую среду несколько поровых объемов раствора полимера). При этом оказывается, что проводимость пористой среды для растворов полимеров уменьшается более значительно, чем это можно было ожидать от увеличения его вязкости. Эффективность обработки пород-коллекторов неионогенными ПАВ приведена в табл. 6.2 и 6.3.

Именно эти закономерности привели к установлению факта значительного отставания фронта с рабочей концентрацией полимера, от фронта закачивания воды, где полимер отсутствует. Внедрение технологии на Арланском месторождении (в 60-е гг. прошлого века) и на других месторождениях обнаружило тот факт, что ожидаемый эффект по повышению нефтеотдачи не был достигнут, хотя по лабораторным исследованиям прогнозировалось повышение нефтеотдачи на 15÷20 % [1].

Предлагался также вариант использования оторочки запущенной полимером воды: когда при $\mu_0 = 15$ минимально необходимый объем ее должен составлять 5÷6 % от объема пор.

Щелочное и щелочно-силикатное заводнение. Щелочное заводнение является одним из методов повышения нефтеотдачи пластов. Применение щелочей для повышения нефтеотдачи пластов основано на взаимодействии кислотных компонентов нефти щелочами с образованием водорастворимых солей. Эти соли снижают межфазное поверхностное натяжение до 0,01 мН/м на границе «нефть-вода» и, адсорбируясь на поверхности коллектора, изменяют его смачиваемость. Межфазное поверхностное натяжение в неустановившемся состоянии намного меньше, чем при установившемся (от 0,01 до 3÷5 мН/м).

Таблица 6.2

Эффективность физико-химических обработок пластов неионогенными ПАВ Среднеобской нефтегазоносной провинции

Месторождение	№ скв	Пласт	Интервал перфорации, м	Данные ГИС		Хим. реагент	К _{уд} , м ³ /сут*МПа*м		Эффективность, %
				α _{ис}	К _н		до обра-бот.	после обра-бот.	
Варьганское	98	БВ ₈	2133-2141	0,6	0,64	1% дисол вод	0,3	0,52	170
Урьевское	7	АВ ₁	1757-17773	0,49	0,67	-- --	0,01	0,01	-
Погочное	22	Ачим	22546-2557	0,52	0,66	1% дисол вод	0,4	0,52	130
Ю-Покачевское	96	Ачим	2651-2669	0,37	0,62	0,5% прес воды	0,01	0,14	-
	41	БТ ₁₀	3097-3104	0,3	-	3% СаСl ₂ +0,1% дис. воды	0,015	0,018	-
С-Варьганское	41	Ю ⁰ ₁	2873-2876	0,37	-	1,5% дисол вод	0,03	0,04	-
Урьевское	7	АВ ₁	1750-1783	0,45	0,64	0,1% дисол вод	0,53	0,55	-

Таблица 6.3

Результаты обработки образцов пород-коллекторов неионогенными ПАВ

Месторождение	№№ скв	Интервал пласта, м	Абсол. прониц., 10^{-3} мкм ²	Открыт. порист., %	Минерализация связанной воды, г/л	Хим. реагент	Относ. прониц. по пл. воде, 10^{-3} мкм ²		Эффект, %
							до обраб.	после обраб.	
Западно-Тарко-Салинское	98	3077,7-3085,4	3,2	14,9	150	0.2 % р-р дисольвана в пресн. воде	1,63	1,84	113
Уренгойское	199	3057-3072	19	14	150	0.2 % р-р дисольвана в пресн. воде	0,3	0,5	167
	171	2866-2881	42	18,7	20	0.1 % р-р дисольвана в пресн. воде	2,8	2,6	92,8
	171	2866-2881	43	18,9	20	0.1 % р-р дисольвана в пресн. воде	2,9	2,7	93,1
Тарасовское	70	2281-2288	177,9	19,7	200	0.2 % р-р дисольвана в пресн. воде	16	35,5	222
	72	2153-2172	104,5	16,6	200	0.2 % р-р дисольвана в пресн. воде	47	54,6	117
	72	2153-2172	81,3	18,1	200	0.1 % р-р дисольвана в пресн. воде	18,1	27,2	150
Аганское	23	2261-2265	39	22,4	20	0.1 % р-р дисольвана в пресн. воде	12	11,8	98,3
	23	2261-2265	103	23,4	20	0.1 % р-р дисольвана в пресн. воде	60	56	93,3

Известны два метода щелочного заводнения:

1. Метод, основанный на образовании эмульсии воды и нефти, которая снижает подвижность раствора в тех зонах пласта, куда поступала большая часть нагнетаемой воды. Этот процесс может быть интенсифицирован переменным закачиванием щелочного агента и раствора, содержащего вещества,

образующие нерастворимые в воде осадки при реакции со щелочным агентом. Это, по сути, силикатно-щелочное заводнение (силикат $\text{Na} + \text{CaCl}_2$).

2. Во втором случае уменьшается вытеснение щелочным раствором нефти, содержащейся в пласте после заводнения.

При нагнетании раствора щелочи на поверхности коллектора с остаточной нефтью начинается процесс химического взаимодействия, что приводит к снижению поверхностного натяжения на границе взаимодействующих жидкостей. Продукция реакции (соли кислых компонентов нефти) частично адсорбируется на поверхности нефти, частично переходит в раствор. По мере прохождения щелочного раствора ренакционная способность щелочи в нем уменьшается, а концентрация продуктов реакции повышается. Соответственно, уменьшается активность взаимодействия щелочного раствора с остаточной нефтью, повышается межфазное поверхностное натяжение и менее интенсивно идет эмульгирование, при этом выделяется 3 зоны:

- зона контакта свежего раствора щелочи с деактивированной нефтью;
- область химического взаимодействия кислотных компонентов со щелочью;
- зона контакта активной нефти со щелочным раствором, не содержащим свободной щелочи.

Размер указанных зон будет зависеть от нефтенасыщенности пласта, содержания в нефти кислотных компонентов, концентрации раствора щелочи, размера оторочки щелочного раствора и свойств адсорбированных пленок на границе «раствор – нефть».

Исследователи прогнозировали увеличение нефтеотдачи на 3÷15 % по сравнению с обычным заводнением. Первый промышленный эксперимент по щелочному заводнению в Западной Сибири был проведен в 70-е годы прошлого века на Трехозерном месторождении. Результаты применения, по данным Гипротюменнефтегаза и ВНИИ, оказались весьма противоречивыми (максимум прироста в нефтеотдаче оценивался в 6÷7 %).

Сернокислотное заводнение. Метод предусматривает нагнетание в пласт небольших оторочек (около 0,15 % объема пор) раствора серной кислоты, продвигаемой по пласту водой. Обычно используется алкилированная H_2SO_4 . При взаимодействии кислоты с нефтью происходит сульфирование содержащихся в нефтях ароматических соединений и образование растворимых в воде сульфокислот. Последние снижают поверхностное натяжение на границе «нефть-вода» до 3÷4 мН/м.

Основную роль в процессе повышения нефтеотдачи выполняют не процессы вытеснения нефти концентрированной H_2SO_4 , а снижение остаточной нефтенасыщенности за счет вытеснения, подаваемой вслед за кислотой. При этом одновременно с образованием сульфокислот происходит образование кислого гудрона, который может существенно влиять на водопрони-

цаемость, что приводит к перераспределению потоков в пласте, увеличивающему коэффициенты охвата.

Этот метод был разработан в лаборатории физики пласта ТатНИПИ-нефть и внедрен на промыслах Татарии. По лабораторным данным, средний коэффициент безводного вытеснения оказался равным 0,68, а средний коэффициент конечного вытеснения - 0,79. Оптимальная величина оторочки концентрированной серной кислоты была определена величиной в 0,3 % от объема пор.

Крупнотоннажное закачивание при создании оторочек из кислоты способствовало использованию отходов нефтеперерабатывающих заводов (как алкилированная серная кислота - АСК). Таким образом одновременно с повышением нефтеотдачи решались проблемы захоронения загрязняющих окружающую среды продуктов.

Нефтеотдача увеличивается в результате:

- 1) генерирования ПАВ;
- 2) образования и выпадения кристаллов солей, которые закупоривают промытые водой поры и трещины;
- 3) выделения тепла при смешивании кислоты с пластовой и закачиваемой водой.

Промысловый эксперимент был впервые проведен в 1962-68 гг. на 14 опытных участках Первомайского месторождения [31, 37]. По сути, это было очаговое заводнение при обеспечении объема оторочки H_2SO_4 около $0,14 \div 0,16 V_{пор}$. Наблюдали увеличение безводной добычи в добывающих скважинах на 14 % больше по сравнению со средними показателями на других 25 контрольных участках. Прирост в КНО оценили на 11,2 % выше, чем при обычном заводнении. При линейном заводнении фиксировалось увеличение безводной добычи до 37,6 %, приемистость нагнетательных скважин в среднем возросла на 15 %, по отдельным скважинам – до 40 %, увеличился коэффициент охвата закачкой (по профилям приемистости).

Затраты на 1 т дополнительно добытой нефти оказались в 6,2 раза ниже, чем при полимерном заводнении, и в 7,3 раза ниже, чем при закачивании растворов ПАВ. Однако наряду с положительными эффектами в технологии наблюдалось выпадение гипса в скважинах и промысловом оборудовании, а также коррозия оборудования.

Применение мицеллярных растворов. Известно, что нефть и вода при обычных условиях в коллекторах не смешиваются. Следствием этого является возникновение капиллярных эффектов при фильтрации, приводящих к повышенным сопротивлениям для смесей. Процесс вытеснения и промывки нефти водой может быть приближен к условиям фильтрации однородных систем, если между нефтью и водой создать оторочку мицеллярного раствора (смеси углеводородных жидкостей, воды и ПАВ, растворимых в

углеводородах, и стабилизаторов). В качестве стабилизаторов обычно используют спирты (изопропиловый, бутиловый и др.). Углеводородную часть мицеллярного раствора может составить легкая фракция C_{5+} нефть. Составы мицеллярных растворов (МР) запатентованы во многих странах. В создании их приняли участие сотрудники ВНИИнефть и Тюменского индустриального института.

Нефтерастворимыми ПАВ являются нефтяные сульфонаты, алкиларилсульфонаты, алкилфенолы. При содержании ПАВ в системе выше критической концентрации они находятся в растворе в виде сгустков (мицелл), которые способны поглощать жидкости, составляющие их внутреннюю фазу.

При значительной концентрации ПАВ в процессе перемешивания с нефтью и водой образуют нефтеводяные агрегаты – мицеллы, строение которых зависит от количественного состава и соотношения компонентов, а также их свойств.

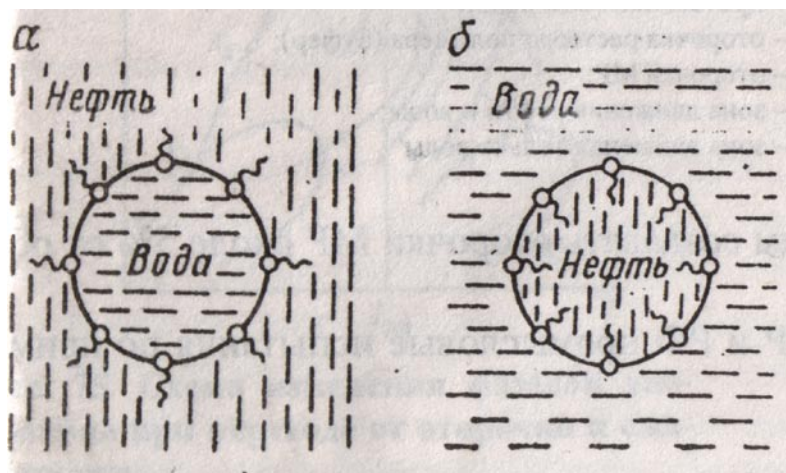


Рис. 6.4. Схема строения мицелл

Принципиально структуру мицелл можно представить в виде двух структур ((рис. 6.4): мицелл с водной (а) и с нефтяной (б) основой. В первом случае молекулы ПАВ полярной частью обращены к воде, а углеводородными цепями - к нефти. Несмотря на содержание в таком мицеллярном растворе (МР) до 95 % воды, он хорошо смешивается с нефтью (внешней фазой).

Аналогично МР с водной внешней фазой состоят из ПАВ, полярная часть молекул которых обращена к внешней водной фазе, а углеводородные цепи - к углеводородной (внутренней) основе. Даже при наличии значительных количеств нефти в системе такой МР (с водной внешней фазой) хорошо смешивается с водой. МР способны растворять жидкости, составляющие их внутреннюю основу (ядро). При этом размеры мицелл возрастают, и в определенный момент наступает обращение фаз.

Внешне МР - это однородные прозрачные или полупрозрачные жидкости (размеры мицелл $10^{-5} \div 10^{-6}$ мм). По реологическим свойствам они относятся к псевдоньютоновским жидкостям, хотя вязкость их с нефтяной внешней фазой вначале возрастает с увеличением содержания воды в системе и может достигать 100 мПа·С (при водосодержании до 40÷45 %). Дальнейшее

увеличение содержания воды (если она сопровождается обращением эмульсии) приводит к снижению вязкости. По лабораторным данным, МР способны вытеснять до 50÷45 % нефти, оставшейся в пласте после обычного заводнения (даже при водонасыщенности до 70 % от объема пор). Недостаток МР - их дороговизна и дефицитность (доля ПАВ до 9÷15 %, спирта – до 4÷5 %). МР должны обладать устойчивостью при изменении термобарических условий. Несмотря на это, с 1962 г. в США фирма "Магайюп ОН" провела промысловые испытания на 20 участках размером 19 га каждый.

Считается целесообразным создавать оторочки МР около 5 % от объема пор. Вместе с тем, на месторождениях СССР и РФ промысловые испытания по применению МР не проводились.

6.7. Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти

К техногенным факторам, влияющим на вытеснение нефти, относятся процессы развития трещин и образования системы промытых каналов в прискважинной зоне в результате нагнетания воды. Характерным при формировании трещин является то, что степень их раскрытости зависит от давления нагнетания. Вследствие этого они получили название «дышащих». Высокая приемистость нагнетательных скважин объясняется значительной фильтрующей поверхностью трещин, возможностью перемещения загрязнений в глубь пласта и образования в процессе эксплуатации новых трещин по мере закупоривания существующих.

Трещиноватость коллекторов исследовали многие отечественные ученые: Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М., Желтов Ю.П. и др. На месторождениях Западной Сибири техногенная трещиноватость изучалась Р.И. Медведским, К.С. Юсуповым, В.Н. Нестеровым, В.К. Федорцовым, В.Е. Пешковым, А.К. Ягафаровым, А.В. Бодрягиным и др, которыми объяснена физическая сущность и дано аналитическое обоснование, не встречавшееся до этого в литературе (в координатах $\Delta P - \lg(t)$). Так, Медведским Р.И. и Юсуповым К.С. показано, что трехзвенный тип кривой падения давления характеризует пласт с подвижными трещинами, раскрытость которых постепенно уменьшается по мере снижения давления вследствие проявления пластичности горных пород. Ими установлено, что реально система техногенных трещин распространяется на большое расстояние, уменьшаясь по мере удаления от забоя нагнетательной скважины.

Подтверждение наличия техногенных трещин, например на Самотлорском месторождении, было получено при исследовании закачивания трассеров. Скорость перемещения трассера достигала 6 км/ч. Такое возможно

только при наличии в пласте сверхпроводящих каналов-трещин. На основании анализа трассерных исследований получен вывод о том, что отдельные техногенные трещины выходят за пределы определенных по кривым падения давления зон трещиноватости, а в случае порово-трещинного коллектора сочленяются с естественными и становятся сквозными, соединяющими нагнетательные скважины с добывающими; при этом, как показывают результаты трассерных исследований, необязательно с близлежащими. Эти факты свидетельствуют о том, что каналы низкого фильтрационного сопротивления имеют очень высокую степень извилистости, гидродинамически связаны между собой и взаимодействуют с матрицей коллектора. Как в горизонтальной, так и (возможно) в вертикальной плоскости (по простиранию и по разрезу) между трещинами остаются слабодренлируемые запасы нефти, что схематично представлено на рис. 6.5 и 6.6. Образование высокопроницаемых каналов снижает величину текущего коэффициента нефтеотдачи, обуславливая длительное время на доизвлечение оставшейся нефти в режиме капиллярной пропитки.

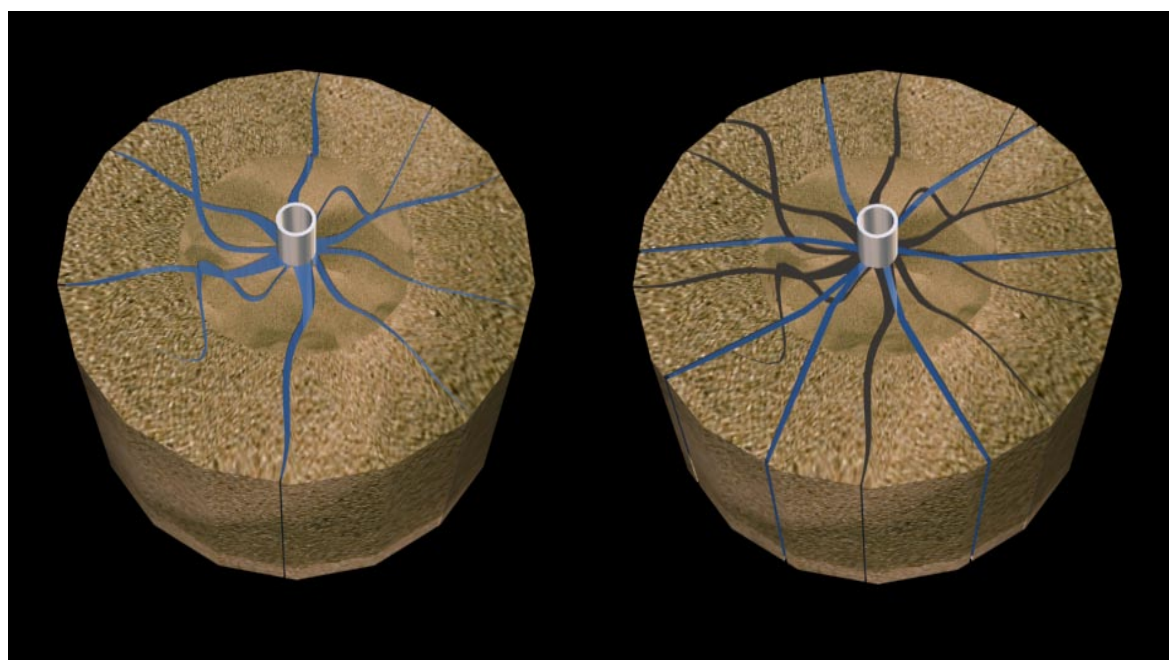


Рис. 6.5. Развитие техногенной трещиноватости в процессе периодического закупоривания и образования микротрещин (Ручкин А.А., 2003 г.)

Так, на Самотлорском месторождении (по изломам индикаторных линий) получена статистическая зависимость давления разрыва пластов от их проницаемости, представленная на рис. 6.7. Результаты интерпретации показали, что с увеличением проницаемости давление разрыва пласта уменьшается, что предполагает приоритетность образования трещин в наиболее проницаемых коллекторах.

Согласно проведенным исследованиям, давление нагнетания на устье скважины следует создавать ниже давления разрыва, чтобы исключить образование глубоких техногенных трещин.

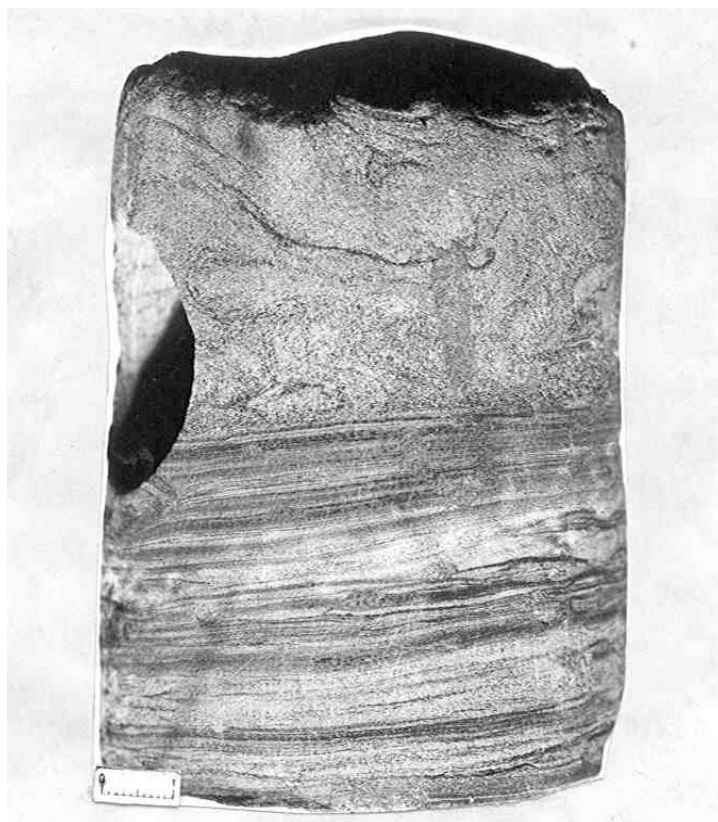


Рис. 6.6. Послойная неоднородность коллектора, являющаяся одной из причин техногенной трещиноватости

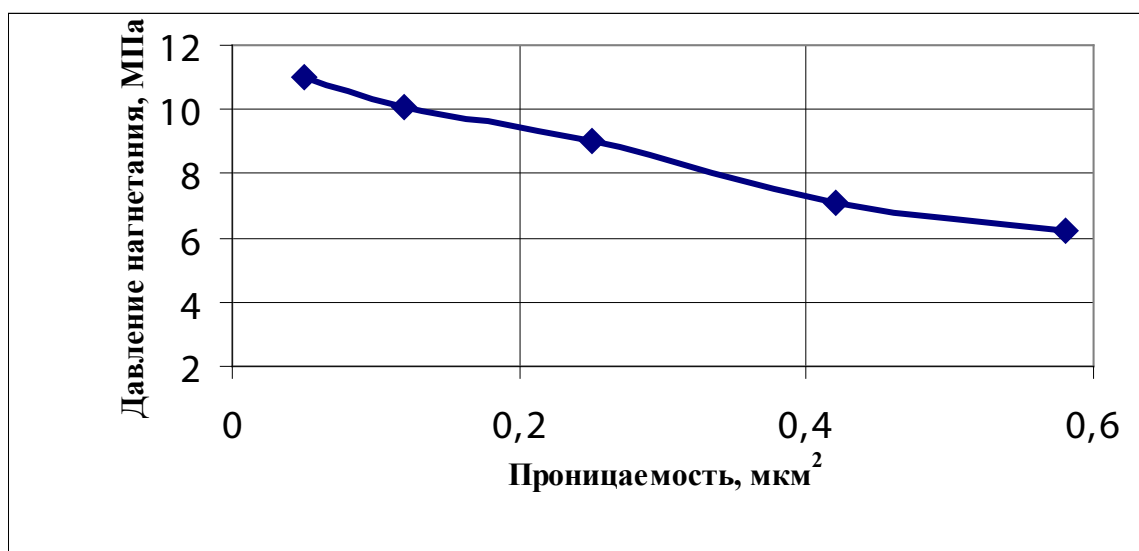


Рис. 6.7. Критические давления нагнетания, при которых происходит раскрытие трещин

6.8. Газовые методы повышения нефтеотдачи

Известно, что природа смачиваемости пористой среды может носить гидрофильный или гидрофобный характер. Избирательная смачиваемость при этом определяет направление действия капиллярных сил. Эти силы либо способствуют вытеснению нефти водой (из гидрофильных пород), либо противодействуют процессу (из гидрофобных сред). В обоих случаях в пластах формируются остаточные объемы нефти. Газовые методы МУН направлены на устранение влияния молекулярно-поверхностных сил, а технологии процессов при этом могут быть различными:

- 1) вытеснение нефти сухим газом высокого давления (более 21 МПа);
- 2) вытеснение нефти жирным или обогащенным попутным газом (при давлениях более 14 МПа);
- 3) вытеснение нефти оторочкой сжиженных газов (СУГ), проталкиваемой сухим газом (давление более 8 МПа);
- 4) комбинированные методы;
- 5) извлечение остаточной нефти путем рефляции газа с высоким давлением - (28÷32 МПа) - метод ГВД.

При осуществлении первых 4-х методов вытесняющая фаза (газ) смешивается с вытесняемой без границ раздела между ними; технологии 5-го метода предусматривают обратное испарение нефти в циркулирующем газе, при этом создается искусственная газоконденсатная система.

При применении 1-го метода условие смешиваемости фаз достигается воздействием CH_4 , который продвигает оторочку из C_3H_8 . Динамику процесса можно объяснить на основе рассмотрения диаграмм на рис. 6.8. Если фазовая диаграмма 1 отвечает составу вытесняющего газа, диаграмма 2 - составу оторочки, то в зоне смеси будут соблюдаться условия для диаграмм 3, 4, 5 и 6.

С увеличением доли сжатого газа в смеси образуются системы, которые в пластовых условиях будут находиться в газообразном состоянии (диаграммы 5 и 6). С уменьшением доли сжатого газа в смеси возникают системы, которые в пластовых условиях будут находиться в жидком состоянии (диаграмма 4). При пластовой изотерме $T_{\text{пл}}$ критическое давление обеспечивает разделение смеси на две фазы. При этом

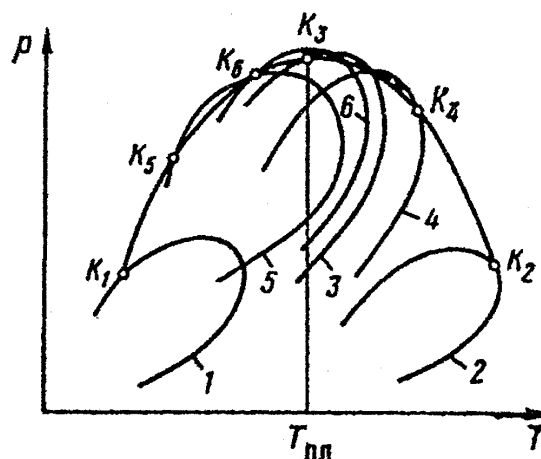


Рис. 6.8. Схема изменения фазовой диаграммы при переходе от оторочки к сжатому газу

условие процесса вытеснения будет соблюдаться при давлении выше, чем в точке K_3 при данной пластовой температуре $T_{пл}$. Определение критических составов смеси производится по специальным диаграммам [3,4,5,6,7].

Метод ГВД предполагает превращение истощенного нефтяного месторождения в искусственное газоконденсатное. При этом на 1 м³ нефти требуется до 3000 м³ газа. Давление обратного испарения значительно уменьшается, если в составе нагнетаемого газа содержатся углеводородные газы типа этана, пропана или углекислоты (СО₂).

Процесс можно значительно упростить, если извлекать за счет процесса испарения лишь наиболее летучие фракции нефти. Для этого следует нагнетать меньшие объемы сухого газа при более низких давлениях, по сравнению с давлениями, необходимыми для полного растворения нефти в газе. В остальном сущность процесса остается аналогичной. Для практических расчетов выбора оптимальных условий пользуются диаграммами, аналогичными представленной на рис. 6.9.

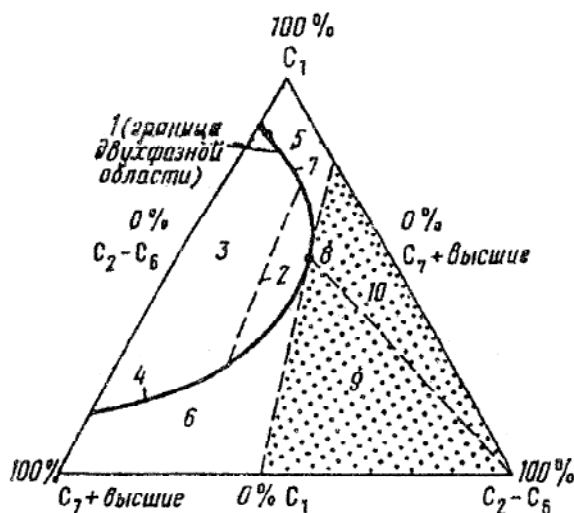


Рис. 6.9. Диаграмма физического состояния углеводородных систем при заданных P и T :

- 1 - кривая раздела фаз; 2 - связующая линия; 3 - двухфазная область;
- 4,7 - кривые составов насыщенного пара и контактирующей с ним жидкости; 5 - газ; 6 - нефть; 8 - состав смеси, находящейся при данных P и T в критической точке; 9 - критические составы, смешивающиеся с нефтью;
- 10 - критические составы, смешивающиеся с газом

На диаграмме углеводородная система представлена в виде 3-х групп компонентов. Вершины треугольников соответствуют 100 %-ному содержанию групп компонентов в системе.

Более сложное взаимодействие нефти и газа происходит при нагнетании в пласт газов, содержащих значительное количество компонентов ($C_2 - C_6$).

Во время перемещения в пласте нефть и жирный газ подвергаются существенным изменениям вследствие конденсации компонентов газа в нефти и явлений обратного испарения.

В зависимости от пластовых условий и исходного состава системы нефть может вытесняться как при критических, так и некритических условиях. При критическом вытеснении между нефтяной и газовой зонами образуется смесь углеводородов, находящихся в данных условиях в пласте в области выше критической (рис. 6.10). В данном случае нефть вытесняется газом при условии, когда отсутствуют мениски на границе раздела фаз, а нефтеотдача может быть повышена до значений, близких к 100 %.

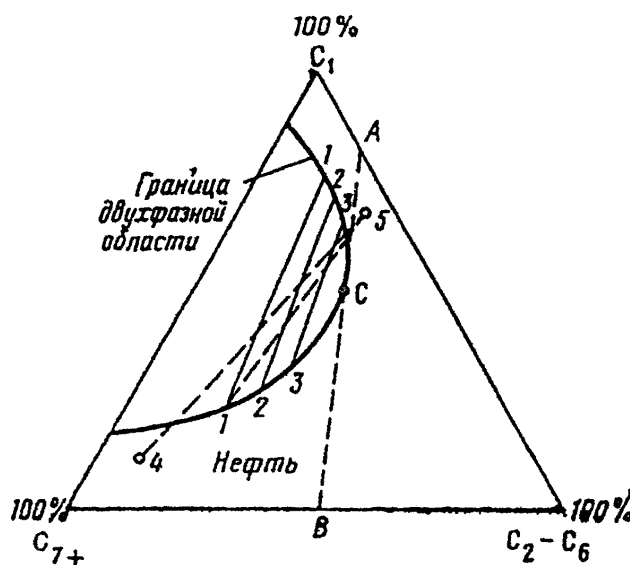


Рис. 6.10. Схема образования критических условий вытеснения нефти при нагнетании в пласт газов, богатых тяжелыми компонентами

Например, «жирный» газ (точка 5) вытесняет в пласте нефть (точка 4). При контакте газ теряет часть своих тяжелых компонентов и приходит в равновесие с нефтью, обогатившейся новыми компонентами (точки 1-1 на кривых составов насыщенного пара и насыщенной жидкости). В последующем при контакте с новыми порциями газа нефть все больше обогащается углеводородами C_2-C_6 и состав ее характеризуется точками 2, 3 и т.д.

Этот процесс будет продолжаться до тех пор, пока состав нефти не станет соответствующим данным условиям находиться в критической точке. При повышении ее двухфазный поток станет однофазным, а состав смеси будет изменяться вдоль потока от области вытесняющего газа до области вытесняемой нефти без поверхности раздела. Таким образом, нефть в процес-

се нагнетания в пласт жирного газа вытесняется средой, смешивающейся с нефтью.

Сложность изменения состава нефтей и условий процесса вытеснения их газом затрудняет разработку расчетных методов определения условий смешивания различных нефтей и газов. Поэтому существуют приближенные методики (Бенхем, Дауден и Кунцман). Газовые методы были внедрены на месторождениях Западного Техаса (более 50 месторождений) при давлениях до 280 кг/см^2 . В 1961 г. в СССР начал проводиться промышленный эксперимент на Ромашкинском месторождении (Миннибаевская площадь) по закачиванию оторочки пропана (около 12 % от объема пор).

Первое промышленное применение ВГВ проводила в 1957 г. фирма Mobil в Канаде на месторождении North Pembina. По идее авторов проекта предполагалось повысить эффективность газового воздействия за счёт полезных свойств воды при вытеснении нефти.

Промышленные испытания технологии газового (ГВ) и водогазового воздействия (ВГВ) приведены на пластах АВ₁¹, БВ₁₀, БВ₈, АВ₄₋₅ и АВ₁₋₃ Самолторского месторождения (С.В. 1992 г.). В среднем на 1 млн. м³ закачанного газа было добыто 0,574 тыс. нефти. При этом использовался попутный газ.

При водогазовом воздействии газ и вода закачиваются последовательно оторочками, составляющими 1...5% начального нефтенасыщенного объёма пор. Оптимальное соотношение газа и воды 1:2. Суммарный объём закачанного газа составил 2,623 млрд м³. Закачивание газа способствовало снижению и стабилизации обводнённости добываемой продукции при увеличении дебитов скважин по жидкости в 3 – 5 раз. Дальнейшего развития газовые методы в отечественной нефтяной промышленности не нашли.

Применение углекислого газа. В 1932 г. появились первые сведения о применении углекислого газа для увеличения нефтеотдачи пластов и повышения темпов добычи нефти. В 1941 г. С. И. Пирсон предложил нагнетать углекислый газ под большим давлением в истощенные нефтяные залежи или в пласты, приближающиеся к стадии истощения. Смысл этого предложения состоял в том, чтобы при закачивании углекислого газа под высоким давлением экстрагировать и испарять часть оставшейся в пласте нефти и, таким образом, совместно с углекислым газом извлекать газообразные углеводороды. С.И. Пирсон, базируясь только на данных теоретических исследований, утверждал, что с помощью этого метода можно извлечь практически весь запас нефти из залежи.

В 1947 г. М.А. Гейманом для повышения нефтеотдачи было предложено нагнетать в пласт смесь углекислоты и азота. В 1951 г. Дж. В. Мартин опубликовал результаты экспериментальных исследований, а в 1952 г. Л. П. Вартон и др. получили патент на промышленное применение углекислого газа для вытеснения нефти. Параллельно В. Р. Джонсон опубликовал результаты

лабораторных экспериментов по исследованию процесса вытеснения нефти углекислым газом. В настоящее время сложились три направления использования CO_2 для этих целей:

- 1) непрерывное вытеснение нефти углекислым газом;
- 2) вытеснение нефти карбонизированной водой (полностью или частично насыщенной углекислым газом); вытеснение нефти оторочкой CO_2 ; при этом оторочка вытесняется чистой или карбонизированной водой; углекислого газа по данной технологии требуется гораздо меньше, чем в первом варианте.

Эффективность каждой технологии обосновывалась главным образом результатами лабораторных экспериментов. Так, П.Д. Торрей в 1956 г. и Дж.В. Мартин в 1959 г. предложили для вытеснения нефти применять смесь CO_2 и углеводородных газов. Основная идея состояла в том, что растворимость CO_2 в углеводородах гораздо выше, чем в воде. В 1963 г. Менсай и Нильсон опубликовали результаты лабораторных и теоретических исследований, проведенных по изучению процессов испарения нефти. Главная цель экспериментов - обоснование способа нагнетания CO_2 в нефтяные пласты на практике. Кларк и др. в 1964 г. установили, что даже небольшие объемы нагнетаемого CO_2 значительно уменьшают вязкость тяжелых нефтей.

На основании лабораторных и теоретических исследований, проведенных в США, СССР и Венгрии были проведены полупромышленные и промышленные эксперименты. Первый такой промысловый эксперимент был проведен в 1949 г. в США, в штате Нью-Йорк. Результаты его оказались положительными, после чего в США осуществили промышленные эксперименты еще на десяти новых залежах. Промышленные эксперименты, как правило, проводились на залежах, в которых до этого применялось заводнение, т.е. процесс вытеснения нефти углекислым газом применяли как третичный метод разработки.

Позже появился проект предприятия Сакрок на месторождении Кели-Спайдер. Осуществление этого проекта началось в 1971 г. В том же году в Советском Союзе промышленный эксперимент по вытеснению нефти углекислым газом осуществлялся в восточной части Туймазинского месторождения (рис. 6.11.) На основании анализа экспериментальных результатов получены следующие выводы:

1. После вытеснения нефти оторочкой CO_2 и последующего применения метода заводнения можно достичь значительно более высокой нефтеотдачи, чем при непрерывной закачке чистого CO_2 и карбонизированной воды. Созданием оторочки CO_2 достаточного объема можно извлечь на 25-35 % больше нефти, чем при вытеснении карбонизированной водой. Для создания оторочки CO_2 требуется закачать вытесняющую жидкость в объеме пример-

но одного порового объема, тогда как в случае вытеснения карбонизированной водой для добычи меньшего количества нефти необходимо нагнетание вытесняющего агента в количестве примерно 2-х поровых объемов коллектора.

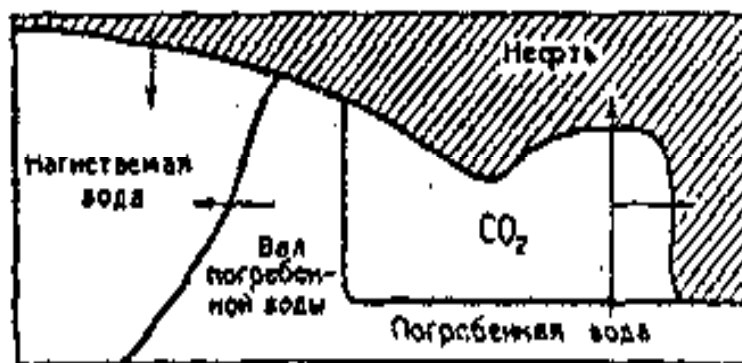


Рис. 6.11. Схема вытеснения нефти оторочкой CO_2

2. До момента прорыва вытесняющей из лабораторных образцов большой длины извлекалась большая доля нефти, чем из образцов небольшой длины.

3. В процессе проведения экспериментов по вытеснению нефти оторочкой CO_2 на образцах большой длины удалось выявить, что между CO_2 и вытесняемой нефтью образуется переходная зона, состоящая из легких углеводородов.

4. Для получения одинаковой нефтеотдачи в экспериментах с образцами большой длины потребность в CO_2 меньше, чем с образцами небольшой длины.

5. Нефтеотдача, достигнутая при вытеснении нефти углекислым газом при давлениях выше 6,3 МПа, значительно превышает нефтеотдачу при обычном заводнении.

6. Нефтеотдача возрастает с увеличением начальной нефтенасыщенности.

7. Насыщенность модели свободным газом менее 20 % от порового объема не влияет на нефтеотдачу.

8. После закачивания вытесняющего агента в количестве нескольких поровых объемов остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти оторочкой CO_2 составляет 9-13 %, а при вытеснении карбонизированной водой - 16-17 %. При вытеснении нефти оторочкой CO_2 нефтеотдачи может быть на 50-100 % больше, чем при обычном заводнении, если удельный расход CO_2 составляет не менее 46 м³ на 1 м³ нефти, что соответствует пример-

но 4 % от порового объема. Самые благоприятные результаты были получены, когда количество CO_2 составляло 46-57 м³ на 1 м³ пластовой нефти, т.е. примерно 5 % от порового объема.

9. Вытеснение нефти оторочкой CO_2 во всех случаях достаточно эффективно независимо от вязкости нефти. При этом карбонизированная вода с увеличением вязкости нефти в большей степени повышает КНО.

10. При вытеснении нефти смесью газов, содержащих CO_2 , нефтеотдача снижается с уменьшением содержания CO_2 . Целесообразно использовать смеси с 50 % CO_2 . Для достижения одной и той же нефтеотдачи нужно увеличивать давление вытеснения пропорционально уменьшению содержания CO_2 .

Известно, что CO_2 имеет относительную плотность 1,529, критическую температуру 31,05 °С, критическое давление 7,38 МПа, критическую плотность 468 кг/м³. При температуре 20°С и давлении 5,85 МПа CO_2 превращается в бесцветную жидкость с плотностью 770 кг/м³. При сильном охлаждении CO_2 превращается в белую студнеобразную массу с плотностью 1,65 г/см³, которая возгоняется при температуре 78,5 С (при атмосферном давлении).

Плотность CO_2 в пластовых условиях сопоставима с плотностью нефти. Вязкость CO_2 в пластовых условиях значительно меньше вязкости нефти. Растворимость CO_2 в воде с увеличением давления возрастает. Увеличение объема нефти сопровождается повышением насыщенности порового пространства углеводородами, при этом повышается фазовая проницаемость для нефти. Углекислый газ, растворяясь в нефти, уменьшает ее вязкость, снижает поверхностное натяжение на границе с водой.

По данным БашНИПИнефть, положительные результаты получены при вытеснении нефти карбонизированной водой с массовой долей CO_2 в растворе, равной 4-5%. Вместе с тем, по данным американских исследователей, при вытеснении нефти оторочкой CO_2 конечная нефтеотдача была получена на 25-30 % выше, чем при использовании карбонизированной воды. По данным Н.С. Гудок, проницаемость известняка по воде после воздействия CO_2 возрастает в 2 раза. В целом под воздействием CO_2 повышается кислотность глин, что способствует их сжатию и предотвращает набухание.

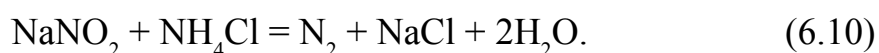
Значительные количества CO_2 можно получить путем улавливания его из дымовых и других газов. CO_2 является побочным продуктом ряда химических производств. В Западной Сибири известно повышенное содержание углекислоты в Семивидовском месторождении (Шаимский район). Перспективным является применение CO_2 для охлаждения забоев скважин (CO_2 в твердом виде) с целью повышения эффективности кислотных обработок ПЗП в карбонатных коллекторах. Кроме того, добавки CO_2 в соляную кис-

лору улучшают результаты обработок скважин вследствие замедления скорости реакции.

Технология вытеснения нефти, основанная на получении газообразного азота в пласте. Использование данного способа позволяет решать проблему повышения эффективности выработки запасов из коллекторов с низкой проницаемостью, а также существенно упростить технологический процесс нефтедобычи [13].

Положительный результат при использовании данного способа достигается за счет того, что в пласт через нагнетательную скважину одновременно закачиваются водные растворы нитрита натрия (NaNO_2) и хлорида аммония (NH_4Cl) с получением газообразного азота в пласте. Азот, по сравнению с другими газами (например с диоксидом углерода), обладает меньшей растворимостью в воде, что повышает эффективность его использования.

При разработке газогенерирующего состава, выделяющего газообразный азот, реакция между нитритом натрия и хлоридом аммония в водном растворе протекает по формуле



Реакция начинается при нагревании и в дальнейшем протекает с выделением тепла. Используемые в реакции нитрит натрия или калия (ТУ-38-10274-79) и хлорид аммония (ТУ-2210-73) являются недефицитными реагентами, поставляемыми в крафт-мешках.

Нами исследованы реакции между нитритом натрия и хлоридом аммония в растворе в зависимости от температуры, соотношения реагентов и pH среды.

Для получения химических пен в качестве газообразователя используются смеси насыщенных растворов нитрита натрия и хлорида аммония в различных объёмных соотношениях. Насыщенные растворы этих веществ готовились с учетом растворимости нитрита натрия и хлорида аммония в воде (табл. 6.4 и 6.5).

Таблица 6.4

Растворимость безводного нитрита натрия в 100 г воды

С	20	30	40	50	60
(г)	84,5	82,6	98,4	104,1	109,8

Таблица 6.5

Растворимость безводного хлорида аммония в 100 г воды

С	20	30	40	50	60
(г)	37,2	41,4	45,8	50,4	55,2

При 20°C концентрация хлорида аммония в насыщенном растворе составляла 6,5 моль/л, а концентрация нитрита натрия – 13,6 моль/л. Насыщенные растворы NaNO₂ и NH₄Cl смешивали в объёмных отношениях 1:2 и 1:3. Химическое вспенивание проводили в приборе, позволяющем контролировать объём подаваемой смеси, температуру и объём выделившегося газа или пены. Для изучения кинетики пенообразования в смеси нитрита натрия и хлорида аммония в раствор добавляли пенообразователь – неионогенный ПАВ. Можно использовать неионогенные ПАВ типа ОП-10, сульфол, дисолван и др.

Для изучения влияния pH среды на кинетику пенообразования к дозированному объёму смеси нитрита натрия и хлорида аммония в реактор добавляли 0,1 мл 33% раствора сульфонола, а затем 0,2 мл соляной кислоты различной концентрации (4, 10, 20%). Результаты исследований зависимости скорости выделения газа из насыщенного раствора нитрита натрия и хлорида аммония от температуры показывают, что с повышением температуры объём выделяющегося газа увеличивается, то есть скорость образования азота растёт.

При изучении кинетики пенообразования в присутствии сульфонола в ходе экспериментов было установлено, что максимальная скорость пенообразования наблюдается при соотношении объёмов растворов компонентов:

$$1:3=V_{\text{р-ра}}(\text{NaNO}_2)/V_{\text{р-ра}}(\text{NH}_4\text{Cl}). \quad (6.11)$$

При данном же соотношении компонентов наблюдается максимальная устойчивость и однородность пены при исследованных температурах. С учетом этого в дальнейших экспериментах это соотношение объёмов – растворов NaNO₂ и NH₄Cl было выбрано в качестве рабочего. Для получения однородной пены реакцию газообразования проводили в оптимальном интервале температур 40-60°C.

Результаты опытов показали, что с увеличением температуры скорость пенообразования возрастает, что сопровождается увеличением объёма пены (табл. 6.6).

Скорость реакции газообразования в системе NH₄Cl+NaNO₂ в присутствии соляной кислоты существенно возрастает, что объясняется увеличением концентрации азотистой кислоты (HNO₂) в растворе. Исследование влияния добавок соляной кислоты на кинетику пенообразования проводили при температурах 40, 50 и 60°C. Концентрация кислоты в пересчете на объём всей системы составляла: 0,25; 0,63; 1,25 %. Установлено, что с увеличением концентрации кислоты скорость пенообразования возрастает, чему способствует также увеличение температуры реакции.

Таблица 6.6

Скорость пенообразования в зависимости от температуры

Состав системы			Т°С	W, мл/мин.
NaNO ₂ /NH ₄ Cl	C, NaNO ₂	C, NH ₄ Cl		
объём	моль/л	моль/л		
1 : 3	3,4	5,2	40	1,4
1 : 3	3,4	5,2	50	2,3
1 : 3	3,4	5,2	60	10,0

Таким образом, на основании полученных данных можно сделать вывод, что оптимальными условиями образования пены с использованием насыщенных растворов нитрита натрия и хлорида аммония является смесь насыщенных растворов с объёмным соотношением NaNO₂ и NH₄Cl, равным 1:3 (т.к. в этом случае объём пены увеличивается, а выделение окислов азота за счет побочной реакции подавляется).

Преимуществом предлагаемого способа являются следующие факторы:

- азот является инертным газом, вступающим в реакцию с другими веществами только при высоких температурах;
- при растворении азота в нефти происходит увеличение объёмов нефти, что приводит к повышению насыщенности порового пространства углеводородной фазой и к увеличению относительной проницаемости по нефти;
- азот, растворяясь в лёгких фракциях нефти, повышает их подвижность, что способствует повышению нефтеотдачи пласта;
- большая эффективность при применении данного способа будет проявляться в условиях гидрофильных коллекторов.

Результаты исследований приведены в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Средняя скорость пенообразования при различных концентрациях соляной кислоты и температурах

Т°С	C, %, HCl	W, мл/мин
40	0,25	1,4
	0,62	1,6
	1,25	2,1
50	0,25	1,9
	0,62	3,4
	1,25	4,1
60	0,25	3,4
	0,62	4,2
	1,25	6,1

6.9. Применение пенных систем при добыче нефти

Установлено, что большинство применяемых методов выравнивания профиля приемистости воздействует на ближнюю зону скважин; в то время как не менее важно, чтобы перераспределение потоков нагнетаемой воды происходило в межскважинном пространстве, то есть там, где предполагаются основные остаточные запасы нефти. Например, особую проблему представляют наиболее протяженные трещины или промытые каналы, служащие как бы байпасом для проникновения воды в добывающие скважины. В то же время, если хотя бы часть этих каналов на удалении от нагнетательных скважин не удастся закупорить каким-либо изолирующим составом, то стенки высокопроницаемых каналов могут стать источником расширения площади фильтрации. Проблема здесь в том, чтобы доставить состав на как можно большее расстояние, не кольматируя при этом прискважинную зону. Вместе с тем, степень воздействия на удаленные зоны зависит от объема применяемой композиции. Использование дорогостоящих композиций на основе полиакриламидов, жидкого стекла, древесной муки и т.п. не позволяет закачивать их в объеме, сравнимом с объемом пор участка пласта. Поэтому первоочередной является задача по созданию малозатратных технологий и реагентов для массивированного воздействия на пласт в целом.

Кроме того, традиционные композиции по ВПП в различной степени кольматируют и низко-, и высокопроницаемые пропластки прискважинной зоны, хотя целесообразнее было воздействовать прежде всего на высокопроницаемые интервалы.

Поэтому необходимо разрабатывать такие композиции, которые позволяли бы комплексно воздействовать как на прискважинную зону (выравнивание профиля приемистости), так и на удаленную зону пласта. При этом система должна обладать селективным воздействием на разнопроницаемые интервалы и которую можно закачивать в больших объемах, независимо от приемистости скважин.

Таким требованиям отвечают пенные системы, обладающие регулируемыми в широких пределах параметрами. Технология циклической обработки пенами позволяет доставлять их на любые расстояния от скважины. Кроме того, поскольку пена в данной технологии образуется из природного газа, источником которого является газлифтный комплекс месторождения, то в целом это способствует уменьшению остаточной нефтенасыщенности в удаленных зонах за счет снижения вязкости нефти содержащимся в пене газом.

По данной технологии образование пены происходит не на поверхности, а в пласте, поэтому можно предположить, что, обладая низкой вязкостью, исходные компоненты пены (водный раствор ПАВ и газ) не закупоривают

малопроницаемые пропластки, а, проникая в высокопроницаемые, образуют в них пенный барьер.

Механизм пенообразования и его применение в нефтедобыче детально исследовали такие отечественные ученые, как Аммян В.А., Швецов И.А., Долгов С.В. Арзуманов Г.В., Горбатова А.Н., Максимович Г.К. Васильев В.К., Лютина Л.В.. Из зарубежных работ известны труды: Д. Бонда, О Холбрука С. Лейка, А. Фрида, Дж. Бернарда, С. Разы, С. Мадсена и др.

Впервые пенообразующие вещества в нефтяной и газовой промышленности в СССР были применены для удаления скопившихся на забое в процессе эксплуатации жидкости и твердых частиц. Приведем основные свойства двухфазных пен для понимания терминологии, принятой в настоящей работе. Пена – это дисперсная система, состоящая из пузырьков газа, разделенных прослойками жидкости (концентрация газа в объеме, занимаемом пеной, должна превышать 75%).

Применяемые пены в зависимости от состава пенообразующего раствора (ПР) могут быть двухфазными и трехфазными. В первом случае пенообразующий раствор содержит ПАВ (пенообразователь) и стабилизирующие добавки, образующие истинный раствор в воде; во втором – дополнительно твердую фазу, например, глину, мел и т. п.

Параметры пенных систем следующие:

- 1) кратность пены – отношение объема, занимаемого пеной, к объему, который занимает жидкость;
- 2) дисперсность пены – средний размер пузырьков газа или распределение пузырьков по размерам;
- 3) устойчивость пены – период времени с момента образования пены до перехода ее в газожидкостную эмульсию;
- 4) критический перепад давления – перепад давления, при котором начинается развитие вязкостной неустойчивости пенной системы.

Экспериментальные исследования формирования пенных систем. Для создания гибкой и легко адаптируемой к конкретным геолого-промысловым условиям технологии авторами совместно с Тюменским филиалом Института прикладной и теоретической механики СО РАН была разработана программа и проведены исследования процессов образования и эволюции пенных систем в пористых средах [34]. Воздействие пенными системами на пласт позволяет уменьшить эффективную подвижность вытесняющего агента и избирательно блокировать высокопроницаемые пропластки, что приводит к увеличению коэффициента охвата пласта воздействием и изменению линий тока закачиваемой воды.

Кроме того, если в качестве газовой фазы используется углеводородный газ, то он разжижает нефть, снижая ее вязкость, тем самым стимулируя вытеснение нефти. Свойства пены можно регулировать в широких преде-

лах, что делает возможным создание технологии, которая может быть легко адаптируема к конкретным горногеологическим условиям.

Изучение образования пены и ее параметров при закачивании флюидов и газа проведено в несколько этапов. Вначале производился подбор оптимальных типов ПАВ. Затем проводились исследования на прозрачных моделях пористой среды с использованием цифровой видеосъемки и приборных наблюдений. Далее на специально собранной установке с окнами визуальных наблюдений были проведены исследования образования пены и ее параметров при пластовых параметрах.

На первом этапе через модель прокачивался 0,5 % ПАВ - пенообразователя. На втором этапе на вход модели из рессивера подавался газ таким образом, что создавался постоянный перепад давления на входе и на выходе модели. Визуально исследовался процесс образования пены: скорость и вид фронта вытеснения раствора газом, кратность полученной пены, её текстура и поведение в процессе генерации. На третьем этапе, после заполнения модели пеной, изучалась устойчивость пенной оторочки по отношению к заданному перепаду давления газа, скорость фильтрации (зависимость расхода пены от времени при заданном перепаде давления) и гидродинамические сопротивления при прокачивании пены.

В результате проведенных исследований впервые установлены следующие факты:

1. Образование пены начинается при развитии «языковой» вязкостной неустойчивости фронта вытеснения пенообразующего раствора газом. Критическое значение перепада давления ($\Delta P_{кр}$) для 0,5 % раствора ПАВ в подтоварной воде составляет 0,01 МПа (для воды $\Delta P_{кр} = 0,02$ МПа).

2. Условно выделены три режима образования пены: низко-, средне- и высоконапорный. *При низконапорном* режиме дренирования ($\Delta P = 1-2 \Delta P_{кр}$) фронт продвижения газа в ПР является неустойчивым с повышенной остаточной насыщенностью модели ПР. Средняя установленная скорость продвижения фронта вытеснения ~ 1 мм/с. Получаемая пена является *высококротной* с малым числом плёнок. Гидродинамические сопротивления движущейся пены при перепаде давления, соответствующего условиям образования пены, в 500 - 1000 раз превышает гидродинамические сопротивления модели по газу без пены. Полученная пена обладает свойством реопексии. *Реопексия* – ускорение нарастания прочности и структурирования дисперсных систем при наложении небольших напряжений и деформирования с небольшой скоростью. При увеличении перепада давления (ΔP) пена приходит в движение, происходит ее вторичное образование за счёт остаточной насыщенности ПР и регенерации пены.

3. Гидродинамические сопротивления пены при перепаде давления, соответствующего условиям образования пены, являются неустойчивыми, что

показано на рис. 6.12. Происходит периодический прорыв газа через пенную оторочку, который может служить механизмом формирования пенного экрана, распространяющегося на большие расстояния в пластовых условиях. Из этого следует очень важный вывод: на практике образовывать пену необходимо при больших перепадах давлений.

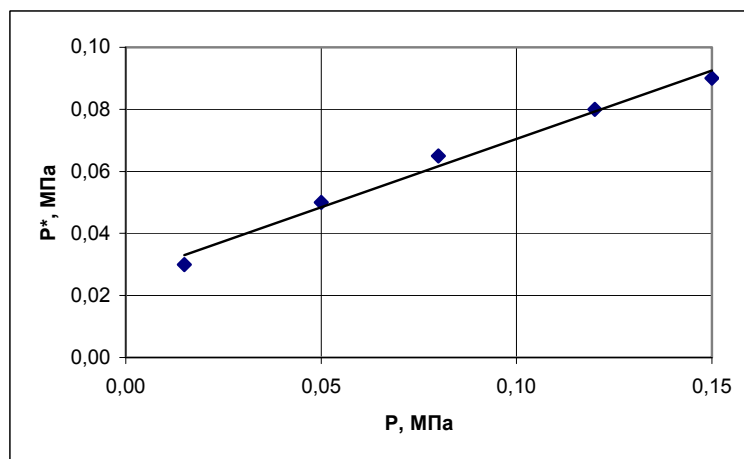


Рис. 6.12. Зависимость перепада давления прорыва воды (P^*) от перепада давления, при котором образуется пена (P)

4. Установлено, что существует зависимость градиента давления разрушения пены от ее кратности. На рис. 6.13 приведен обобщенный график, из которого следует, что при высоких кратностях достаточно меньшего перепада давления для разрушения пены, чем при низкой кратности.

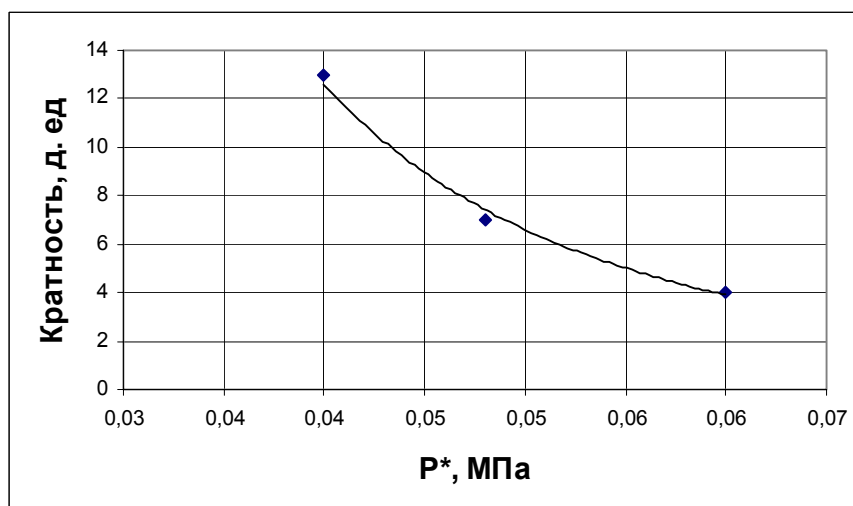


Рис. 6.13. Зависимость градиента давления разрушения пены от ее кратности

Таким образом, выявлены важные, ранее не встречавшиеся в литературе свойства пены: высоконапорная низкократная пена, образованная при

скоростях и давлениях выше, чем низконапорная высокократная, которая обладает большим гидродинамическим сопротивлением разрушению. Из этого следует, что при одинаковом перепаде давления в высокопроницаемой поровой среде при больших скоростях будет образовываться более устойчивая пена, нежели при меньших скоростях в низкопроницаемой среде.

При этом чем больше разница в проницаемости, тем устойчивее образуется пена в высокопроницаемом пропластке и тем легче она будет разрушаться в низкопроницаемом. При этом в разнопроницаемых интервалах образуются барьеры из пены различной прочности. Последнее говорит о том, что пена – это саморегулируемая система и с практической точки зрения приемлема для выравнивания профиля приемистости.

По результатам сравнения свойств пен, получаемых на основе неанола и сульфоанола, было установлено, что применение раствора неанола в качестве ПР предпочтительнее в интервалах с остаточной нефтенасыщенностью (например, при ограничении водопритока в добывающие скважины), а использование раствора сульфоанола при наличии остаточной нефтенасыщенности должно быть минимально (нагнетательные скважины), (рис. 6.14).

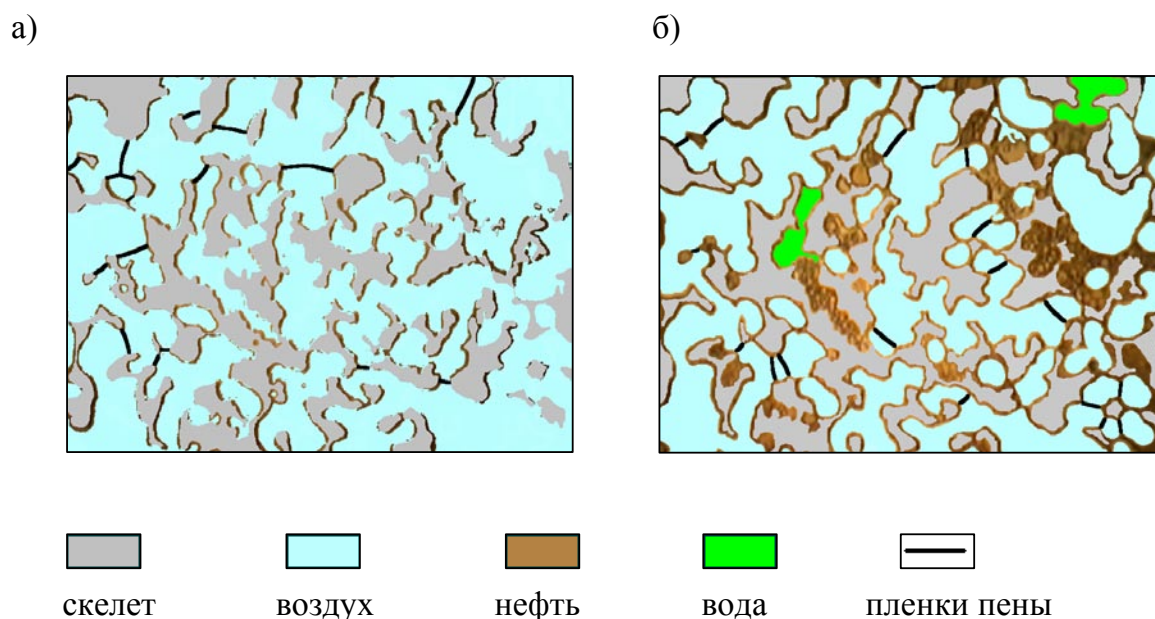


Рис. 6.14. Образование пены при применении 0,5% раствора неанола:
 а) при в чистом ПР, б) при в ПР с
 остаточными углеводородами после пятикратного
 циклического закачивания ПР и газа

На рис. 6.15 показан участок микромоделли с пеной, полученной в чистом ПР (а) и в ПР при остаточной нефтенасыщенности в микромоделли (б). Из рисунка следует, что в микромоделли с остаточной нефтенасыщенностью пленки пены не формируются. Закачивание газа в ПР с водонефтяной эмуль-

сией приводит к образованию газожидкостной смеси (жидкости с пузырьками газа), которая фильтруется через микро модель.

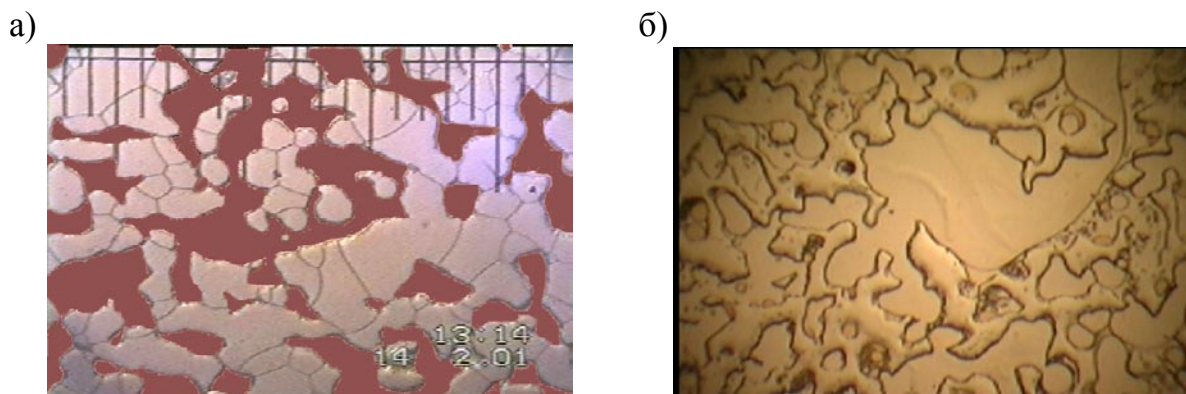


Рис. 6.15:

а) Образование пены в пористой среде при закачивании газа в чистый ПР на основе сульфонола; б) отсутствие пенообразования в пористой среде с остаточной нефтенасыщенностью (10 %) при закачивании газа в ПР на основе сульфонола (в центре микро модели видны следы разрушенных пленок пены)

Таким образом, было установлено, что остаточная нефтенасыщенность приводит к резкому уменьшению вспениваемости раствора сульфонола в пористой среде. С учетом хорошего преобразования раствора сульфонола в пористой среде без остаточной нефти данное свойство может играть положительную роль в технологии повышения коэффициента **вытеснения нефти**. В высокопроницаемых участках пласта нефть, как правило, уже вытеснена и при последовательной закачке ПР и газа в них может образовываться пена с высоким гидродинамическим сопротивлением фильтрации флюидов. В низкопроницаемых участках, где сохраняется остаточная нефтенасыщенность, пена не образуется и по ним происходит дополнительное вытеснение нефти.

Таким образом, в результате проведенного комплекса исследований получены следующие результаты:

- установлено, что механизм образования, режимы фильтрации и устойчивость пены в керне аналогичны установленным для плоской модели;
- установлены селективные и саморегулирующие свойства пенных систем как по отношению к разнопроницаемым, так и разнонасыщенным пропласткам;
- установленные явления имеют принципиальное значение, так как доказывают, что пены могут быть использованы как для выравнивания профиля приемистости, так и для селективной изоляции зон водопитока;
- установлено, что пенные системы можно использовать для удаления (извлечение) остаточной нефти как за счет свойств ПАВ, так и углеводородного газа;

- установлено, что пену необходимо образовывать в пласте, так как при высоких давлениях пена более устойчива;
- впервые установлено, что устойчивость и блокирующие свойства пен выше, если образовывать пену из пузырьковой жидкости;
- установлено, что пенные оторочки можно создать на любом расстоянии от скважины, что делает возможным использовать пену при потокоотклоняющих технологиях.

В основе технологической схемы (рис. 6.16) лежит свойство газожидкостных систем образовывать в пористой среде пену, обладающую более высокими блокирующими характеристиками, чем при ее формировании из предварительно насыщенного пузырьками газа пенообразующим раствором, т. е. из пузырьковой жидкости (ПЖ). Применение циклического режима закачивания ПР и газа выбрано с целью:

- а) максимально возможного вытеснения газом образующейся водонефтяной эмульсии;
- б) в каждом последующем цикле при закачивании ПР с повышением давления разрушать образованную в пласте пену и превращать ее в газожидкостную смесь, которая продвигается к прискважинной зоне, а при последующем закачивании газа в каждом цикле вновь получать пену.



Рис. 6.16. Схема циклического закачивания пены.

Целью промысловых испытаний предполагаемой технологии было исследование влияния пенных систем на перераспределение работающих толщин и изменение гидродинамических параметров прискважинной и удаленной зон. Такие испытания пенного воздействия проведены в 2002 г. на скважине № 2661 Самотлорского месторождения на участке с блочной системой разработки объекта АВ_{4.5}. Результаты проведения пенной обработки приведены на рис. 6.17, где показаны диаграммы профилей приемистости до

и после ее воздействия. По их данным четко прослеживается изменение профиля приемистости: старые высокопромытые каналы закольматированы; в результате обработки образовались новые интервалы поглощения, при этом работающая толщина (коэффициент охвата по разрезу) увеличилась на 30 %.

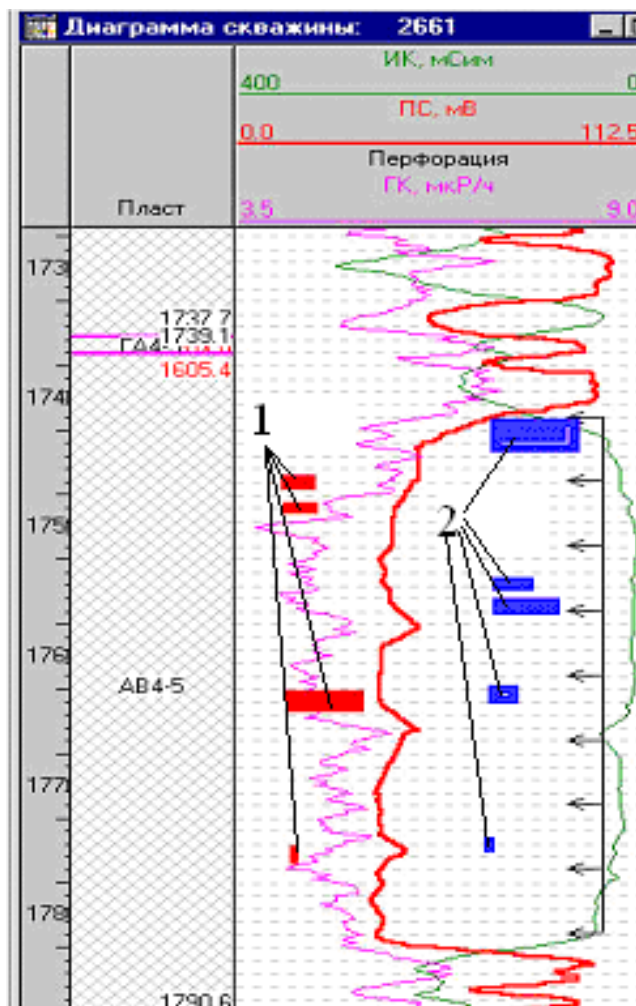


Рис. 6.17. Профиль приемистости до 1 и после 2 проведения работ по пенному воздействию

Практическим результатом воздействия явилось снижение обводненности продукции в добывающих скважинах и увеличение доли нефти в продукции от 10 до 40 %. На воздействие пенами прореагировало 6 скважин, прирост дебита составил 2 т/сут на одну реагирующую скважину.

В годовом исчислении это позволит на одну операцию по закачиванию пен добыть от 1300 до 3000 т нефти дополнительно. Для сравнения - достичь подобной эффективности при применении традиционных методов ВПП возможно только при трехкратном увеличении объема закачивания реагентов, что реально осуществить удастся далеко не во всех скважинах (например, месторождений Западной Сибири).

7. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Системы поддержания пластового давления и их место в эксплуатации нефтяных месторождений. В нефтедобывающем регионе Западной Сибири с начала его освоения были сформированы системы ППД, рассчитанные на заводнение больших высокопродуктивных месторождений [44]. Высокая степень централизации схем обустройства нефтяных месторождений обусловила тенденцию к формированию крупных и трудно контролируемых гидросистем.

Необходимость в постоянном регулировании обусловлена постоянным изменением распределения пластового давления, коэффициентов приемистости, КПД насосов и т.п. Проявление этих факторов заставляет нефтегазодобывающие управления (НГДУ) осуществлять регулирование ТГС ППД посредством изменения их структуры и параметров объектов. Трубопроводы большой протяженности имеют сложную ветвящуюся или кольцевую структуру, что делает реализацию комплексных систем контроля дорогостоящей и затрудняет процесс регулирования: на смену одного штуцера уходит до нескольких дней. На данном этапе основной задачей регулирования ТГС ППД остается установка определенных технологией разработки уровней закачки в нагнетательный фонд и снижение непроизводительных затрат на перерасход электроэнергии в насосных агрегатах. Естественно, трудно назвать эффективным процесс регулирования системы посредством последовательного подбора труб, насосов, штуцеров путем их реальной замены. Поэтому на данном этапе задача глобальной оптимизации только начинает ставиться. Оптимизация систем ТГС ППД требуется также и на вновь вводимых в разработку месторождениях, особенно с высокой степенью неоднородности.

Удельное электропотребление в нефтедобыче растет во многом за счет гидросистем ППД. Их доля в электропотреблении НГДУ составляет не менее 35%. В системах ППД сформировались все условия для энергосбережения: относительно простые технология и оборудование, большие мощности насосных агрегатов и отсутствие способов адекватного планирования мероприятий по регулированию. Из технических причин такого состояния главными являются:

- низкая оснащенность контрольно-измерительными приборами и недостаток информации о технологических и энергетических режимах;
- низкий уровень контроля за гидродинамическими характеристиками отдельных объектов;
- низкий уровень контроля за функционированием ТГС ППД в целом;
- количественная непредсказуемость поведения системы при изменении ее структуры или параметров отдельных объектов.

В соответствии с указанным, основными резервами энергосбережения в действующих гидросистемах ППД являются:

- периодическое снятие рабочих характеристик и осуществление своевременного ремонта насосных агрегатов;
- приведение структуры и параметров объектов ТГС ППД в оптимальное состояние, соответствующее заданному технологией заводнения режиму;
- своевременное отключение/включение насосных агрегатов, а также устранение излишнего гидравлического сопротивления в объектах-гидродросселях.

В данной работе рассматриваются возможности повышения уровня контроля и регулирования ТГС ППД посредством создания универсальной модели, с помощью которой стало бы возможно контролировать систему ППД и предсказывать ее поведение при внесении каких-либо изменений. Использование этой модели позволило бы увеличить энергосбережение систем за счет их комплексной оптимизации:

- устранить излишнее дросселирование на входах в нагнетательные скважины;
- обеспечить оптимальный режим работы центробежных насосов КНС;
- определить и поддерживать в любых по сложности ТГС ППД оптимальные по удельным расходам энергии режимы.

Основой для выполнения этих функций при эксплуатации является высокая управляемость ТГС ППД, которая может быть достигнута благодаря либо системе тотального автоматизированного контроля и регулирования, либо использованию соответствующей модели.

Естественно, на данном этапе второе предпочтительней, так как не требует существенных капитальных затрат и несет в себе отработанную десятилетиями научную базу для подобных ТГС водоснабжения.

Гидросистемы ППД являются частью систем заводнения, что во многом делает эти понятия близкими по содержанию. Однако здесь следует отметить важное отличие в этих понятиях: когда речь идет о системе заводнения, то прежде всего имеется в виду процесс вытеснения нефти водой, что подразумевает естественную гидросистему пласта. Обеспечение этого процесса ложится на ТГС ППД, т.е. систему водоводов, КНС, скважин, задвижек, штуцеров, систем очистки и т.п. Одним словом, на техническую гидросистему.

Одной из важнейших характеристик ТГС ППД является ее структура, которая фактически определяет способ транспортировки рабочей жидкости до заводняемых пластов. Структуры ТГС ППД весьма многообразны и зависят от расположения нагнетательных скважин и источников водоснабже-

ния при больших объемах закачки, где в качестве источников воды используются открытые водоемы, при площадной или блочной системе заводнения наиболее удобной структурой является «лучевая», а в за- или внутриконтурной системе заводнения крупных месторождений - «кольцевая» структура.

На малых месторождениях, где подвод пресной воды из удаленных водоемов нецелесообразен, в качестве источников водоснабжения используют водонасыщенные сеноманские пласты, в этом случае структура ТГС ППД становится более локализованной и представляет собой множество отдельных систем, функционирующих независимо друг от друга.

Установление режима закачки воды по нагнетательным скважинам. Одной из важнейших задач при регулировании систем ППД является установление режимов нагнетания в заводняемых объектах. В каждый из вскрытых скважиной пластов должен закачиваться заданный условиями разработки залежи объем воды. Для обеспечения закачки этого количества воды требуется соответствующее давление нагнетания. Величина давления нагнетания зависит как от гидродинамических параметров пласта и пластового давления, так и от структуры и параметров ТГС ППД в целом.

Однако на данном этапе давление нагнетания и расход воды выбираются только исходя из коллекторских свойств пласта, причем зачастую даже без учета распределения пластовых давлений, что для неоднородных пластов является решающим при выборе режима нагнетания.

Научных разработок по вопросу взаимосвязи давления нагнетания и приемистости немного и в основном все они имеют некоторую общность в том, что поиск их устремлен на зависимость приемистости от давления нагнетания и от фильтрационных свойств заводняемых пластов. Причем вопрос влияния распределенного пластового давления залежи на взаимосвязь приемистости с давлением нагнетания отдельных скважин остается открытым. В данных работах нет четкого указания о степени влияния пластового давления на величину давления нагнетания и приемистости скважины. Такая ситуация кажется довольно странной, особенно, если учесть явную взаимосвязь между способностью скважины принимать воду и пластовым давлением.

Так, если в качестве примитивного примера взять скважину с аномально высоким пластовым давлением около 45 МПа (месторождение «Нефтяные камни») при сравнительно небольшой глубине забоя в 3270 м, то становится ясным, что при определенных условиях (недостаточной производительности насосной станции) мы не получим положительной приемистости даже при нулевом сопротивлении в зоне пласта между забоем и контуром нагнетания/дренирования.

Множество исследований направлены на изучение профилей приемистости в неоднородных по толщине пластах и их зависимость от давления

нагнетания. В этих работах в качестве основных причин неравномерности распределения расходов воды по вертикали приводятся различия в их коллекторских свойствах и совершенно не уделяется внимание вертикальному распределению пластового давления, которое оказывает огромное влияние на коэффициент охвата заводнением по толщине пласта с изолированными пропластками. Этот вопрос с позиции теоретического системного подхода также рассмотрен в данной работе, причем в рамках моделирования гидросистем ППД.

На данном этапе при проектировании наземной части систем ППД давление нагнетания выбирается исходя из энергетического состояния пласта, а также его гидродинамических характеристик. Однако, как отмечалось выше, давление нагнетания формируется в результате *взаимодействия* наземной и подземной частей гидросистемы и поэтому не может быть просто «назначено». В данной работе предполагается моделировать наземную часть гидросистем ППД совместно со скважинами и зонами их гидродинамического воздействия на пласт. Этот подход является действительно более универсальным, так как дает возможность создания «эксплуатационной» и адекватной «проектной» имитационной модели и позволяет по-новому взглянуть на проблему регулирования систем ППД.

7.1. Моделирование технических гидравлических систем поддержания пластового давления

Структура систем поддержания пластового давления. Все технические гидравлические системы (ТГС) состоят из объектов, относящихся к тем или иным из выделенных элементов. Они соединяются в определенном порядке и взаимодействуют посредством текучей среды [44]. Порядок соединения объектов есть структура ТГС, а ее отображение - структурная схема.

По аналогии с теорией электрических цепей порядок соединения объектов можно также называть гидравлической цепью. Исходя из принятой ранее терминологии, далее будем называть объектами реальные устройства, входящие в ТГС, а звеньями – гидравлические модели этих объектов (устройств), входящие в общую модель ТГС.

Структура ТГС ППД может быть весьма разнообразной. Типичной у ТГС ППД для Западной Сибири (80%) является структура, имеющая в качестве источника водоснабжения один или несколько естественных водоемов (реки и озера), оборудованных системой водозабора и очистки. Однако есть локальные ТГС ППД, где источниками воды являются мощные сеноманские пласты, содержащие большие запасы так называемой сеноманской воды. Вода из таких источников обычно поднимается с помощью электроцент-

робежных насосных установок, а затем сразу же или после дегазации закачивается в нагнетательные скважины. Причем в ТГС с комбинированными источниками водозабора смешивание пресной и сеноманских вод недопустимо, что, естественно, разделяет структуру ТГС ППД по критерию рабочей текучей среды.

Универсальная модель ТГС ППД должна поддерживать все вариации структур и возможные варианты систем водозабора. Так, нагнетательные и добывающие сеноманскую воду скважины должны моделироваться исходя из их гидравлического воздействия на систему в целом, способы их вхождения в систему, хотя и могут быть произвольными, но должны подчиняться некоторым правилам построения.

При построении модели ТГС ППД с произвольной структурой необходимо четко определить способ описания порядка соединения ее объектов. Под порядком соединения объектов ТГС или звеньев в МТГС принимаем некое множество, четко определяющее связи каждого звена в отношении ко всем другим звеньям системы. Такое множество удобно задать посредством введения понятия узла: *узел есть точки соединения звеньев*. Берутся все точки соединения объектов ТГС: места стыковки труб, насосов, задвижек, клапанов; водозаборы; колена; тройники и т.п. Логично предположить, что каждому объекту ТГС, являющемуся тем или иным элементом ТГС, будет принадлежать только *два* узла: так называемый узел **начала** и узел **конца**. В свою очередь каждому узлу может принадлежать минимум *один* объект (звено). Более сложные объекты должны состояться из элементарных, т.е. соответствующих этому правилу.

Далее следует отметить важное отличие предлагаемой модели ТГС от существующих моделей систем водоснабжения. Существующая теория гидравлических цепей не предполагает тот факт, что некоторым из узлов может принадлежать менее двух звеньев, так как это противоречит замкнутости структуры ТГС. Ввиду того, что теория гидравлических цепей получила свое начало из теории электрических цепей, она унаследовала и все ее положения структурного и математического анализа. При практически полной аналогии законов сохранения в гидравлических и электрических системах недостатком такой ситуации является то, что структура ТГС зачастую (почти всегда) имеет разомкнутый характер.

Структуры электрических систем всегда имеют замкнутый характер, и к каждому узлу подцеплены не менее 2-х объектов, в то время как структуры ТГС водоснабжения и ТГС ППД в основном разомкнуты, т.е. некоторые из узлов могут иметь только один подцепленный объект. Иначе говоря, в ТГС водоснабжения и ТГС ППД имеют место приток и отток текучей среды в систему и из нее. Так, на рассматриваемом ранее примере видно, что приток и отток из ТГС может осуществляться через НТС (емкости, пласты,

водоемы, атмосфера в случае порывов и т.п.). В ходе анализа выяснено, что НТС – это единственное место, откуда/куда может осуществляться приток/отток текучей среды из ТГС.

По сути, накопители текучей среды, с одной стороны, являются точками, между которыми осуществляется транспортировка текучей среды в ТГС водоснабжения, ППД и многих других, а с другой стороны, являются точками, в которых текучая среда приобретает определенный энергетический потенциал.

Здесь мы подходим к определению важного свойства узлов. В предлагаемой модели узел может быть *транзитивным*, если к нему присоединено более одного объекта, и *активным*, если к нему присоединено не более одного объекта. В случае, когда узел является транзитивным, он выполняет пассивную функцию осуществления связи между объектами ТГС. В противном случае узел является накопителем текучей среды, из которого или в который осуществляется течение потока среды в ТГС или из нее. Причем значение притока или оттока не задается перед моделированием, а определяется в ходе него.

Итак, в отличие от существующей теории гидравлических цепей, где подразумевается замкнутое перемещение текучей среды, автор предлагает не приводить реальную структуру ТГС к замкнутой. Вместо этого вводится понятие активных узлов, которые, во-первых, являются точками, между которыми происходит перемещение текучей среды внутри ТГС; во-вторых, они задают начальный потенциал текучей среде, позволяя тем самым адекватно моделировать ТГС, в которых отсутствуют АСГ (например, системы водоснабжения с водонапорными башнями); в-третьих, являются точками отрыва рассматриваемой ТГС от ТГС, стоящих выше на иерархической лестнице (т.е. более глобальных); и, в-четвертых, задают так называемые «контуры» - пути перемещения текучей среды.

В общепринятой трактовке *контуром электрической цепи* является замкнутая последовательность электрических элементов, сквозь которые может протекать электрический ток. Как уже отмечалось, структура ТГС практически всегда имеет разомкнутый характер. Элементом ТГС, разрывающим замкнутый цикл перемещения потока текучей среды, является НТС, отражением которого и является активный узел.

Таким образом, в предлагаемой модели ТГС под контурами следует понимать все возможные пути перемещения текучей среды между активными узлами (НТС).

Вышеприведенный анализ функции узлов позволяет адекватно моделировать ТГС ППД и большинство других ТГС без приведения их структур к замкнутому виду.

7.2. Система подготовки и закачки воды в продуктивные пласты

При разработке нефтяных и газовых месторождений значительные объемы воды расходуются на поддержание пластового давления, что позволяет продлить период фонтанирования скважин и значительно увеличить коэффициенты нефтегазоотдачи. Ориентировочный расход воды для добычи одной тонны нефти составляет в среднем: 1,5...2 м³ – при площадном заводнении и 2...2,5 м³ – при законтурном заводнении.

Воды, используемые для закачки в пласт. Для поддержания пластового давления в залежь можно нагнетать как **природные** (пресные или слабоминерализованные), так и **сточные** (дренажные) воды, состоящие в основном, из пластовых (~ 85 %), пресных (- 10 %) и ливневых (~ 5 %) вод.

Природные и сточные воды могут содержать примеси органического и неорганического происхождения. В природных водах могут содержаться различные газы, механические примеси, гидрозакись Fe(OH)₂ и гидроокись Fe(OH)₃ железа, а также микроорганизмы, в той или иной степени влияющие на процесс заводнения пластов. В сточных водах, кроме того, могут присутствовать капельки нефти, а также большое количество солей, достигающее до 300 г/л.

Частицы водорослей, ила и соединения железа, содержащиеся в нагнетаемой воде, закупоривают поровые каналы продуктивного пласта, снижая приемистость нагнетательных скважин. Присутствующие же в закачиваемой воде **микроорганизмы** могут образовать нежелательные соединения. Так, сульфатовосстанавливающие бактерии при своей жизнедеятельности вырабатывают **сероводород** в количестве до 100 мг/л. В последующем этот коррозионно-активный газ вместе с нефтью извлекается на поверхность и подвергает разрушению трубопроводы, аппараты и оборудование.

Сероводород вместе с углекислым газом может присутствовать в пластовых водах и в растворенном состоянии. **Углекислый газ**, находящийся в воде приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, чем интенсифицирует его коррозию. Растворенный в поверхностной воде **кислород** также является нежелательным компонентом, поскольку он является обязательным элементом реакции кислородной деполяризации, протекающей при электрохимической коррозии трубопроводов и оборудования.

Присутствие **солей** в закачиваемых в пласт водах также может стать причиной образования коррозионно-активных компонентов. Так, при взаимодействии сульфатов кальция CaSO с метаном может образовываться сероводород.

Согласно существующим правилам и инструкциям, вода, предназначенная для закачки в пласты, должна содержать не более 2 мг/л взвешенных твердых частиц и 0,3 мг/л железа.

Подготовка воды для закачки в пласт. Подготовка вод, закачиваемых в пласт, предусматривает: 1) осветление мутных вод коагулированием; 2) декарбонизацию; 3) обезжелезивание; 4) ингибирование.

Осветление мутных вод коагулированием осуществляется с целью удаления очень мелких взвешенных частиц, которые практически не осаждаются под действием силы тяжести. Для этого в воду добавляют реагенты (сернокислый алюминий, хлорное железо, железный купорос и др.), называемые **коагулянтами**. В результате реакции коагуляции происходит укрупнение взвешенных частиц и образуются хлопьевидные соединения, которые оседают в воде.

Декарбонизация выполняется с целью удаления из воды бикарбонатов кальция и магния. В противном случае, отлагаясь в пласте, соли кальция и магния могут существенно затруднить фильтрацию нефти и газа. Сущность декарбонизации состоит в подщелачивании воды гашеной известью с тем, чтобы вызвать коагуляцию ненужных примесей.

Обезжелезиванием называется удаление солей железа из воды с целью предотвращения загрязнения фильтрующих поверхностей скважин железистыми осадками. Для этого применяют аэрацию, известкование и другие методы. В ходе **аэрации** - процесса обогащения воды кислородом воздуха – из солей железа образуется нерастворимый гидрат окиси железа, оседающий в воде в виде хлопьев. Однако при аэрации из воды удаляются не все соли железа, а сам процесс требует использования весьма громоздкого и сложного оборудования. Кроме того, аэрация повышает коррозионную активность воды. При **известковании** в воду добавляют известковое молоко, что также приводит к образованию нерастворимого осадка гидрата окиси железа.

Ингибированием называется обработка воды ингибиторами - веществами, замедляющими процесс коррозии. По направленности действия различают ингибиторы сероводородной, кислородной и углекислотной коррозии.

Реагенты-бактерициды используют для подавления жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий. Одним из наиболее эффективных реагентов является формалин. Для предупреждения коррозии и стабилизации химического состава воды в нее при помощи дозировочных насосов добавляют реагент гексаметафосфат натрия в количестве 2...3 г/м. С целью уничтожения бактерий и других микроорганизмов применяют обработку воды хлором – ее хлорирование.

В отличие от природных **сточные воды** могут содержать нефть, углекислый газ, сероводород и микроорганизмы. Соответственно, их подготовка предусматривает: 1) отстаивание от нефти и газа; 2) уничтожение микро-

организмов. Для подготовки сточных вод на промыслах используют схемы открытого и закрытого типа. Отделенная при подготовке нефти вода сбрасывается по водоводу в песколовку для удаления механических примесей. Далее вода, содержащая нефть, поступает в нефтеловушку, где за счет низкой скорости движения смеси капельки нефти успевают всплыть и откуда она периодически откачивается насосом на УКПН. Далее вода с остаточным содержанием нефти самотеком поступает в два параллельно соединенных пруда-отстойника, в которых скорость воды не превышает 8 мм/с, в результате чего в ней всплывают практически все оставшиеся капельки нефти. Из прудов-отстойников вода самотеком поступает в приемную камеру, из которой насосом подается в емкость чистой воды. Затем эта вода откачивается на КНС.

Схема водоподготовки открытого типа позволяет очищать пластовые и ливневые сточные воды в одном потоке независимо от состава, давления и газонасыщенности воды, а также совместно закачивать их в нагнетательные скважины. Обычно ее рекомендуют использовать для сточных вод с большим содержанием сероводорода и углекислого газа, а кроме того, для более глубокой очистки воды от капелек нефти и механических примесей.

Установка по очистке пластовых сточных вод **закрытого типа** работает следующим образом. Отделенная от нефти в отстойнике предварительного сброса (ОПС) вода направляется в резервуар-отстойник, а частично обезвоженная нефть (до 5 %), пройдя УПН, поступает в теплоизолированные отстойники. Процесс отделения воды в них ускоряется благодаря произведенному в УПН нагреву и вводу ПАВ. Отделенная горячая вода снова подается в отстойник предварительного сброса УПН, что позволяет уменьшить расход деэмульгатора и температуру нагрева эмульсии. Из резервуара-отстойника пластовая сточная вода подается на КНС.

Применение закрытой системы очистки позволяет интенсифицировать процесс подготовки воды с применением отстоя и фильтрования под давлением, существенно снизить агрессивность сточной воды путем исключения ее контакта с кислородом воздуха, использовать остаточное давление, существующее в системе подготовки нефти. К недостаткам закрытых систем относится необходимость строительства блока для параллельной очистки поверхностных ливневых стоков.

Сооружения для нагнетания воды в пласт. К сооружениям для нагнетания воды в пласт относятся кустовые насосные станции (КНС), водораспределительные пункты (ВРИ), высоконапорные водоводы (ВВ) и нагнетательные скважины. **Кустовые насосные станции** предназначены для закачки воды через нагнетательные скважины в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления. Они оснащаются центробежными **насоса-**

ми марки ЦНС (центробежный насос). КНС сооружают как в капитальном исполнении, так и в блочном. Блочные кустовые насосные станции (БКНС) изготавливают по типовому проекту. **Водораспределительные пункты** строят для сокращения протяженности высоконапорных водоводов. Они предназначены для распределения воды, поступающей от КНС между несколькими нагнетательными скважинами. **Высоконапорные водоводы** служат для транспортирования воды от КНС до нагнетательных скважин. Их протяженность зависит от принятой системы распределения воды по скважинам, числа нагнетательных скважин и расстояния между ними, а также от числа КНС. **Нагнетательные скважины** конструктивно не отличаются от эксплуатационных скважин для добычи нефти или газа. Единственное - в оборудовании устья входит регулятор расхода закачиваемой воды.

8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

8.1. Фазовые состояния и превращения углеводородных систем

Схемы фазовых превращений. Пластовая газоконденсатная смесь - это сложная гетерогенная система, состоящая из большого числа различных углеводородов (метана, этана, пропана, изобутана, н – бутана, пентана, гексана, гептана, октана, нонана, декана и более тяжёлых), азота, сероводорода, углекислого газа, гелия, паров воды [3, 4, 5, 6, 7, 22, 45]. Для выявления типов залежей углеводородов, проектирования технологий их извлечения и утилизации необходимо знать закономерности фазовых состояний и превращений углеводородных систем.

Технология нефте– и конденсатоизвлечения связана с непрерывными процессами фазовых переходов при движении как в пласте, прискважинной зоне пласта, в стволе скважины, в системах сбора и подготовки нефти, так и при ее переработке. При повышении давления и неизменной температуре или понижении температуры и постоянном давлении происходят процессы конденсации пара в жидкость. Зависимость давления от температуры для чистого углеводорода характеризуется кривой испарения. Углеводородные газы изменяют объем в зависимости от температуры и давления.

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются. Фазовые превращения индивидуальных углеводородов можно представить и в системе координат $P - T$. Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара одновременно является кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других P и T вещество находится в однофазном состоянии (жидком или газообразном). С добавлением в систему другого углеводородного компонента в фазовых превращениях возникают свои особенности. Изотермическое сжатие системы приводит к конденсации сначала более тяжелого компонента, затем более легкого. Приведенные исследования позволили выявить следующие закономерности [3, 4, 5, 6, 7, 22, 45]:

- 1) увеличение содержания в бинарной системе более тяжелого компонента сначала (до 50 % концентрации) повышает, а затем понижает критическое давление смеси;
- 2) рост доли в системе тяжелого компонента сначала сдвигает критическую точку смеси слева до максимума (при равных долях л.у. и т.у.в сме-

си), затем - вправо от максимальных давлений в зоне двухфазного состояния;

3) критические температуры в рассматриваемом интервале концентраций лежат в диапазоне критических температур составляющих смесь компонентов.

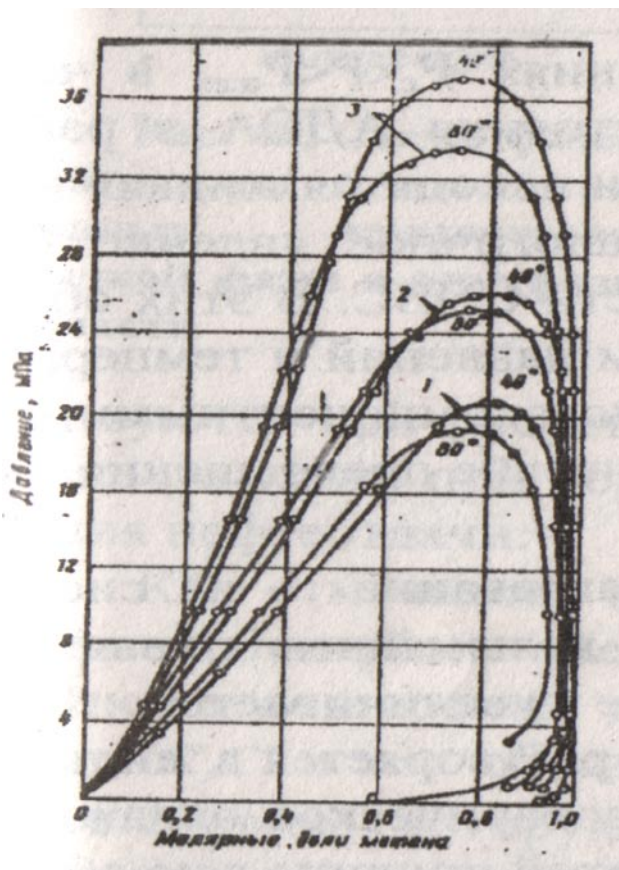


Рис. 8.1. Изотермы фазового равновесия метана с углеводородами различных групп:

- 1 - метан-н-гексан;
- 2 - метан-циклогексан;
- 3 - метан-бензол

Эти принципиальные выводы можно перенести на основные типы залежей углеводородов (газоконденсатные, газонефтяные, нефтяные), которые позволяют установить, что в системах с нефтяными углеводородами изотермы с одинаковой температурой находятся в области более высоких давлений, чем в системе с парафиновыми углеводородами. Изотерма систем с ароматическими углеводородами лежит в области более высоких давлений. Следовательно, при одинаковых давлениях и температурах парафиновые углеводороды растворяются в метане лучше нефтяных и ароматических той же температуры кипения. Для перевода ароматических углеводородов в газовое состояние требуется значительно большее давление, чем для нефтяных, и еще более значительное, чем для парафиновых.

Поведение многокомпонентных систем. Известно, что критическое давление смеси обычно выше, чем критическое давление чистых компонентов, кроме тех случаев, когда в смеси один из компонентов содержится в значительном количестве (т.е. правило аддитивности для вычисления $P_{кр}$ смеси применять нельзя). Отклонение фактического $P_{кр}$ от вычисленного возрастает с увеличением разности между молекулярными массами чистых компонентов.

На рис. 8.1 приведены диаграммы равновесных состояний газовой и жидкой фаз смесей метана с парафиновыми углеводородами нормального ряда при температуре 80°C.

Левее и выше кривой точек начала кипения находится область жидкого состояния системы, а правее и ниже кривой точки росы – область парообразного состояния.

Кривые представляют собой изотермы, объединяющие точки, принадлежащие линиям начала кипения и конденсации, которые имеют одинаковые давления и температуру. Составы в этих точках аналогичны составам сосуществующих фаз (жидкой и газообразной). Например, для системы $C_1 - C_7$ при $P = 20$ МПа и $t = 80^\circ\text{C}$ в составе жидкой фазы 0,63 молярной доли метана и 0,37 молярной доли C_7 , в сосуществующем с этой жидкой фазой газе будет 0,93 молярной доли C_1 и 0,07 молярной доли C_7 .

Установлено, что с увеличением молекулярной массы углеводородов (с повышением температуры кипения) требуется большее давление для перевода его в газообразное состояние в смеси с метаном.

Поведение многокомпонентных систем в критической области. Температура, при которой средняя молекулярная кинетическая энергия смеси становится равной потенциальной энергии притяжения молекул, называется критической, т.к. при более высокой температуре невозможно существование жидкой фазы. Математически критерий критического состояния описывается уравнением:

$$(dP / dV)_{T_{кр.}} = (d^2P / dV^2)_{T_{кр.}} \quad (8.1)$$

В области критических давлений и температур протекают специфические процессы, сущность которых можно проследить по схеме на рис. 8.2. При давлениях $P_c < P < P_{max}$ в части двухфазного состояния *АДСА* в равновесном состоянии находятся жидкая и газовая фазы. Аналогичное явление наблюдается в области *СNBC*. В этих областях с изменением давлений и температур происходят с многокомпонентными системами специфические превращения.

Из диаграммы на рис. 8.2 следует, что при $P_c < P < P_{max}$ нагревание системы вызывает в точке *Е* вскипание, а при дальнейшем повышении температуры объем

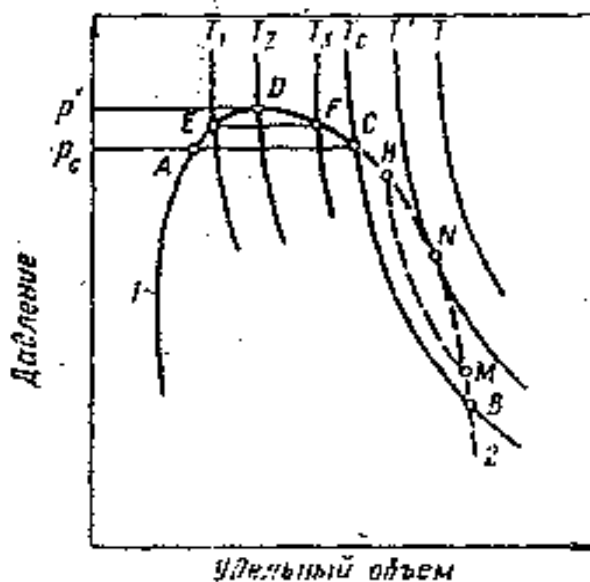


Рис. 8.2. Схематические изотермы многокомпонентных углеводородных смесей вблизи критических давлений и температур

газовой фазы в системе увеличивается. Но с приближением по изобаре к точке F газовая фаза растворяется в жидкости, поэтому в точке F имеем снова жидкую фазу. Обратное изобарическое охлаждение системы приводит к обратному эффекту. По этой причине всю область АДСА называют областью ретроградного испарения.

При изотермическом повышении давления в системе в области $T_c < T < T_{max}$ сначала в точке M газовая фаза начинает конденсироваться и дальнейшее сжатие при той же температуре увеличивает содержание жидкой фазы в системе. Но в точке N система вновь становится газовой. Обратное изотермическое расширение системы приводит к обратному эффекту.

Всю область CNBC называют областью ретроградной конденсации.

Рассмотренные фазовые превращения в области критических параметров многокомпонентных смесей сопровождаются непрерывным изменением состава и объемных соотношений жидкой и паровой фаз. Эти закономерности особенно важны для прогнозирования процессов в газоконденсатных залежах, так как выпадение конденсата в них сначала будет максимальным вблизи стенок добывающих скважин, затем зона выделения его растет по мере падения давления в залежи (при условии, что разработка ГКЗ ведется без ППД).

8.2. Условия залегания углеводородов в недрах

Каждая из природных систем углеводородов образует тот или иной тип залежей.

В определенных условиях природный газ может образовывать твердые соединения - гидраты или газогидратные залежи (например, Мессояхское месторождение на севере Красноярского края).

Гидраты газов представляют собой твердые соединения, в которых молекулы газов при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды за счет прочной водородной связи. Молекулы воды при образовании гидрата и сооружении «ажурных» полостей как бы раздвигаются молекулами газа, заключенными в эти полости. Удельный вес воды в гидратном состоянии возрастает до $1,26 \div 1,32 \text{ см}^3/\text{г}$ (удельный вес льда составляет $1,09 \text{ см}^3/\text{г}$).

Элементарная ячейка гидрата газа состоит из определенного количества молекул воды и газа. Молярное соотношение воды и газа зависит от размера молекул газа - гидратообразователя. В зависимости от характеристики исходного газа один объем воды в гидратном состоянии связывает от 70 до 300 объемов газа [1].

Процесс образования гидрата определяется составом газа, состоянием воды, внешним давлением и температурой. Для заданной температуры повышение давления (выше значений равновесной кривой системы) сопровождается соединением молекул газа с молекулами воды и образованием гидрата. Обратное понижение P (или повышение T при неизменном P) сопровождается разложением гидрата на газ и воду.

На рис. 8.3 приведены равновесные кривые гидратообразования отдельных углеводородных компонентов и природных смесей с относительной плотностью $0,6 \div 0,8$ по воздуху. Плотность гидратов отдельных газов изменяется в довольно широких пределах: от $0,8$ до $1,8$ г/см³. Природные газы образуют гидраты с плотностью в диапазоне $0,9 \div 1,1$ г/см³. Процесс образования гидратов происходит с выделением тепла от 14 до 134 кДж/моль (418 кДж/кг) при $t > 0^\circ\text{C}$. При $t < 0^\circ\text{C}$ теплота гидратообразования составляет $16 \div 30$ кДж/моль.

Гидраты газов, полученные из пресной воды, обладают в $10 \div 15$ раз более высокой электропроводностью, чем у льда. Гидраты растворов солей с минерализацией 10 г/л имеют в $3 \div 4$ раза ниже электропроводность, чем исходный раствор.

Кристаллогидраты характеризуются высокой механической прочностью, упругостью и низкой проницаемостью. Установлено, что скорость прохождения сейсмических волн через пористую среду, насыщенную газогидратом, на $60 \div 100$ % выше, чем через аналогичную, не насыщенную гидратом. Формирование газогидратных залежей (ГГЗ) может происходить из недонасыщенных газом пластовых вод. Оказалось, что для формирования и сохранения ГГЗ литологические покрывки не обязательны.

Авторами [1] утверждается, что ГГЗ может контактировать с пластовой подошвенной или крыльевой водой, со свободной газовой, газоконденсатной или нефтяной залежью, сверху – со свободной газовой залежью или газонепроницаемыми пластами. ГГЗ приурочены к охлажденным разрезам

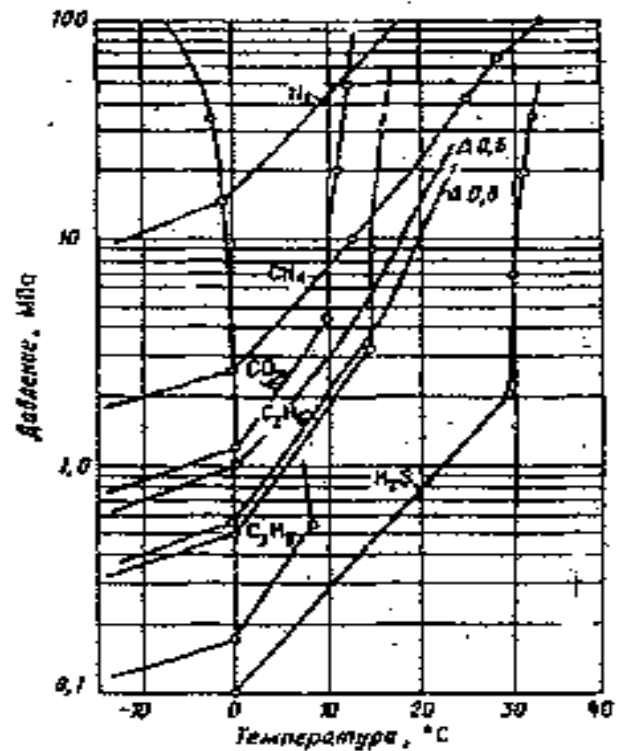


Рис. 8.3. Равновесные кривые гидратообразования газов (по Ю.Ф. Макагону)

осадочного чехла земной коры. В пределах материков ГГЗ приурочены к районам распространения многолетнемерзлых пород. На материках глубина залегания таких залежей составляет 700÷1500 м. Считается, что в экваториальных частях северных морей (с температурой воды около 0°С на глубине) режим гидратообразования благоприятен на глубинах 150÷500 м. На глубинах около 1 км (даже на экваторе) температура не превышает 5°С, а на глубине 2 км составляет 1÷3°С.

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции газогидратные залежи выявлены в арктических районах в отложениях, характеризующихся наличием мёрзлых пород.

Гидраты образуются в подъемных трубах скважин, наземном оборудовании и осложняют их эксплуатацию. Благоприятными условиями для образования их являются: высокая газонасыщенность жидких фаз при достаточном для данных условий водосодержании в системе, т.е. при эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей. Интенсивнее они протекают в зонах развития мерзлых пород. В скважинах гидраты образуют пробки, в состав которых входят парафины, окислы, минеральные компоненты пород-коллекторов.

8.3. Типы газовых залежей

Углеводородные системы, залегающие на больших глубинах, могут образовывать как нефтяные, так и газоконденсатные залежи, жидкие фазы которых имеют близкие физико-химические свойства. В ряде случаев отмечается сходство составов углеводородов газовых и газоконденсатных месторождений. Однако распознавание типа залежи необходимо уже на стадии разведочных работ на новых площадях для оптимальной организации последующей разработки месторождения. В практике отмечались случаи, когда месторождение вводилось в разработку как газовое, а затем через несколько лет эксплуатации устанавливалось наличие нефтяной оторочки. Как правило, газовые залежи разрабатываются без системы ППД (на истощение), поэтому становится очевидным, что в подобных случаях нефтяная оторочка смещается за счет действия краевых вод в газонасыщенную часть резервуара, а последующее извлечение нефти сопровождается большими потерями в нефтеотдаче, нежели при отборах нефти из первоначальных объемов (на 10 % и более).

Поэтому очевидна необходимость объективного определения типа вновь открытой залежи или месторождения. На практике известны случаи использования ряда признаков, отличающих газовые факторы залежи от газоконденсатных, а последние от нефтяных (работы Я.Д. Савиной и др). Они

позволяют уже по первым пробам из поисково-разведочных скважин прогнозировать типы залежей.

Из наиболее важных признаков следует отметить следующие:

1) газы газоконденсатных залежей характеризуются меньшими значениями отношений концентрации этана (C_2) и пропана (C_3) по сравнению с газами чисто газовых залежей;

2) содержание C_4 в ГКЗ в 2-15 раз меньше, чем C_2 ;

3) в газах ГКЗ и ГЗ в отличие от газов НЗ содержание C_2 и C_3 с увеличением числа углеводородных атомов в молекуле уменьшается;

4) при $ГФ = 900 \div 1100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при плотности стабильной жидкой фазы меньше $0,78 \text{ г}/\text{см}^3$, месторождение – ГКЗ; при $\rho_{\text{ж}} > 0,78 \text{ г}/\text{см}^3$ и $ГФ < 630 \div 650 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – месторождения НЗ. Однако на основе только $ГФ$, плотности и цвета конденсата не всегда удается определить тип залежи, поэтому необходим комплексный подход.

Известно, что конденсаты ГКЗ отличаются от нефтей вязкостью, величиной молекулярной массы, фракционным составом. Вязкость конденсата большинства ГКЗ не превышает $1,5 \div 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{С}$ (при 20°С) и в них не содержится асфальтенов (в отличие от нефтей). Максимальное содержание ароматических углеводородов в конденсатах приходится на фракции, выкипающие в пределах $120 \div 150^\circ\text{С}$ или $150 \div 200^\circ\text{С}$. В более высококипящих фракциях содержание их уменьшается. У нефтей же с повышением температуры кипения количество ароматических углеводородов почти всегда возрастает.

Известно, что ГКЗ является газовой шапкой НЗ, если в газе содержится C_{5+} более 1,75 % (мольная концентрация) или выход стабильного конденсата составляет более $80 \text{ см}^3/\text{м}^3$, при этом пластовое давление обычно выше 16 МПа.

Однако следует учитывать, что состав и количество конденсата определяется рядом следующих факторов:

1) с повышением давления увеличивается растворимость в нем углеводородов C_{2+} ;

2) повышение температуры способствует увеличению в газовой фазе растворимости тяжелых углеводородов.

Эти факторы, а не контакт с нефтью, могут быть причиной высокого содержания в газе C_{5+} . Свое влияние на залежь оказывают условия миграции углеводородов при образовании (генезисе) залежи, когда может сохраниться высокое содержание C_{5+} при соответствующих давлениях и температурах. Таким образом, могут встречаться ГКЗ с относительно высоким содержанием C_{5+} , но не подстилаемые нефтяной оторочкой. Все указанное доказывает необходимость учета дополнительных признаков присутствия нефтяной оторочки.

Установлено также, что в конденсатах ГКЗ с нефтяными оторочками содержание метановых углеводородов во фракции $60 \div 200^\circ\text{С}$ обычно превы-

шает 55 %. Содержание азота в газе ГКЗ, контактирующих с нефтью, превышает 3,3 % (по молекулярной концентрации). В газах ГКЗ без нефтяной оторочки содержание N_2 колеблется в пределах 0,6÷2,3 %. Это объясняется высокой упругостью паров азота, который при контакте нефти с газом переходит в газовую фазу.

Облегчает прогноз наличия оторочки установленный факт: если по площади залежи отмечается неоднородность состава газа, то это является одним из признаков наличия нефтяной оторочки в ГКЗ. Физически это объясняется медленной диффузией углеводородов из нефти в газовую часть залежи, и даже в течение геологического масштаба времени не всегда наступает выравнивание свойств и состава газа в резервуаре. Поэтому логично считать, что возможно образование нефтяной оторочки вследствие выделения конденсата в новом месте из газа, мигрировавшего в процессе образования залежи из областей с более высокими давлениями и температурами.

8.4. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей

Количественные характеристики углеводородных смесей и их изменение при различных термобарических условиях имеют важное значение при обосновании технологии разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей, а также при проектировании режимов работы технологических промышленных установок при подготовке газа и конденсата. Для этого проводится комплексное исследование свойств пластовой углеводородной смеси, в результате которого устанавливаются следующие газоконденсатные характеристики залежи:

- 1) состав пластового газа и содержание в нем конденсата;
- 2) давление начала конденсации углеводородов в пласте и давление максимальной конденсации;
- 3) фазовое состояние газоконденсатной системы в пластовых условиях;
- 4) изотермы конденсации пластового газа;
- 5) количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа при различных давлениях и температурах;
- 6) потери конденсата (углеводородов, остающихся в пласте) при разработке залежи без поддержания пластового давления в зависимости от степени падения его в процессе и за весь срок эксплуатации залежи;
- 7) количество конденсата (и его состав), извлекаемого из газа по мере падения давления в залежи в процессе ее эксплуатации.

Подлежат исследованию также фазовые превращения и свойства газоконденсатных смесей как в условиях скважин, так и газосепараторов и газопроводов. Процессы фазовых превращений углеводородных смесей ис-

следуются в лабораторных условиях, на которые требуется много времени, наличия точной аппаратуры на высокое давление, а также непрерывности процесса отбора и анализа проб. Однако, например, при разработке первых месторождений Краснодарского края было установлено, что добыча конденсата по отдельным месторождениям на 30÷40% ниже рассчитанной по лабораторным данным. Тем не менее, лабораторные исследования являлись основным методом прогнозирования фазовых превращений при разработке ГКЗ.

Вместе с тем развитию расчетных методов уделялось и уделяется большое внимание, однако из-за многообразия составов ГК-смесей, в которых компоненты "кипят" в широком диапазоне температур, создать аналитически строгие расчетные методы сложно, поэтому чаще используют в расчетах приближенные методы.

Приближенные расчеты. Расчетные методы оценки фазового состояния углеводородов основаны на законе Дальтона-Рауля:

$$Py_i = x_i Q_i, \quad (8.2)$$

где P – общее давление смеси;

y_i и x_i – молярные концентрации компонентов, соответственно, в паровой и жидкой фазах;

Q_i – давление насыщения паров индивидуальных компонентов смеси.

Левая часть уравнения (8.2) – парциальное давление i -го компонента в паровой фазе; правая – парциальное давление того же компонента в жидкой фазе.

$$y_i = \frac{n_i^{11}}{\sum_{i=1}^m n_i^{11}}; \quad x_i = \frac{n_i^1}{\sum_{i=1}^m n_i^1} \quad (8.3)$$

где n_i^1 и n_i^{11} – число молей i -го компонента соответственно в газовой и жидкой фазах;

m – общее число компонентов.

Уравнение (8.2) описывает условие равновесия системы. При нарушении его вследствие влияния температуры или давления в системе начинается перераспределение углеводородов между фазами. Это продолжается до тех пор, пока парциальные давления каждого компонента в газе и жидкости не станут одинаковыми.

Углеводороды, имеющие при данной температуре большее давление насыщенных паров, чем общее давление в системе, будут иметь и более высокую концентрацию углеводородов в паровой фазе, чем в жидкой, и наоборот.

Используя (8.2), при заданных P и Q можно рассчитать концентрацию любого компонента в одной из сосуществующих в равновесии фаз, если известна его концентрация в противоположной фазе.

1. **Пусть задан состав жидкой фазы.** Это означает, что сумма молярных долей всех компонентов должна составлять единицу:

$$x_1 + x_2 + \dots + x_m = 1. \quad (8.4)$$

При известных значениях давления насыщающих паров при данной температуре для каждого компонента Q_1, Q_2, \dots, Q_m давление паров смеси по закону Рауля составит

$$P = \sum_{i=1}^m x_i \cdot Q_i. \quad (8.5)$$

Уравнение (8.5) называют уравнением начала однократного (контактного) испарения. Оно характеризует давление, при котором смесь вскипает при данной температуре (температура в данном уравнении учитывается в скрытом виде, так как она влияет на давление насыщенных паров компонентов Q_i). Таким образом, для данного состава смеси: P и T – давление и температура кипения (парообразования).

Для каждого компонента в равновесном состоянии фаз по закону Дальтона-Рауля справедлива формула (8.2), то есть после определения давления паров жидкой смеси P можно определить концентрацию всех компонентов в равновесной паровой фазе:

$$y_i = \frac{x_i Q_i}{P}, \quad (8.6)$$

2. **Пусть дан состав паровой фазы смеси:** $y_1 + y_2 + \dots + y_m = 1$.

Определить общее давление в системе, как в первом случае, нельзя, т.к. неизвестен состав жидкой фазы. Давление паров смеси для данного состава паровой фазы можно найти, записав уравнения для каждого компонента смеси:

$$\left. \begin{aligned} y_1 \cdot P &= x_1 \cdot Q_1; & x_1 &= \frac{y_1 \cdot P}{Q_1}; \\ y_2 \cdot P &= x_2 \cdot Q_2; & x_2 &= \frac{y_2 \cdot P}{Q_2}; \\ & & & \dots \text{и т.д.} \end{aligned} \right\} \quad (8.7)$$

Суммируя концентрации компонентов в жидкой фазе, получаем

$$x_1 + x_2 + \dots + x_m = 1 = \left(\frac{y_1}{Q_1} + \frac{y_2}{Q_2} + \dots + \frac{y_m}{Q_m} \right) \cdot P. \quad (8.8)$$

Тогда общее давление паров в смеси составит:

$$P = \frac{1}{\frac{y_1}{Q_1} + \frac{y_2}{Q_2} + \dots + \frac{y_m}{Q_m}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{y_i}{Q_i}}. \quad (8.9)$$

Это уравнение характеризует давление насыщенных паров углеводородной смеси при данной температуре.

Определив по этой формуле давление паров смеси P , концентрацию компонентов в жидкой фазе можно рассчитать по зависимости

$$x_i = \frac{y_i Q_i}{P}, \quad (8.10)$$

Уравнения (8.5) и (8.9) описывают поведение лишь простых углеводородных смесей при низких давлениях (до $0,4 \div 0,5$ МПа). В практическом применении их использовать затруднительно, т.к. они не учитывают влияние давления и состава смеси на давление паров углеводородов, находящихся в смеси. Поэтому при практических расчетах используются константы фазовых равновесий или коэффициенты распределения.

Константы фазовых равновесий. Константой фазового равновесия или коэффициентом распределения любого i -го компонента в паровой и жидкой фазах называется отношение

$$K_i = \frac{y_i}{x_i}, \quad (8.11)$$

где y_i и x_i объяснены выше.

Понятие «константа фазового равновесия» нельзя признать точным, т.к. соотношение y_i / x_i , действительно постоянно при фиксированных значениях P и T лишь для идеальных растворов (когда это соотношение не зависит от состава сосуществующих фаз), и тогда константы равновесия следует называть идеальными константами.

В общем случае константы равновесия определяют двумя методами:

- 1) экспериментально;
- 2) расчетным способом.

Суть первого приема заключается в том, что в сосуд высокого давления помещается исследуемая газоконденсатная смесь и в нем создаются определенные P и T (термодинамическое равновесие фаз). При постоянных P и T специальными пробоотборниками отбираются пробы паровой (газовой) и жидкой фаз и на хроматографах любого типа определяют компонентные составы фаз (обычно в молярных долях, возможно и в объемных процентах). Результаты от деления полученных величин в паровой и жидкой фазах дают для данных P и T значения константы фазовых равновесий. Затем изменяют P и T в установке и снова вычисляют результаты и т.д. Удобнее при этом фиксировать для системы T , так как разработка ГКЗ протекает в виде изотермического понижения давления в залежи.

При низких P и T константы равновесия углеводородов мало зависят от состава смеси. При высоких P и T они могут быть найдены экстраполяцией их действительных значений, если известно давление схождения, значение которого определено составом смеси.

Экспериментальное определение K_i – весьма длительная и сложная процедура, так как моделирование в аппаратах высокого давления (автоклевек РVT) не учитывает влияния пористой среды (т.е. капиллярных, поверхностных сил и возможного выпадения твердой фазы из растворов). Определенные экспериментально значения K_i нельзя использовать для других составов исходной смеси.

Следовательно, при эксплуатации газоконденсатной залежи (ГКЗ), газонефтяной (ГНЗ) и нефтяной (НЗ), когда составы продукции скважины изменяются непрерывно, эксперименты необходимо вести тоже непрерывно, что практически невозможно. Таким образом, объективно необходим аналитический вариант оценки K .

С физической точки зрения “летучесть” – это “исправленная” упругость насыщенных паров компонентов идеальных растворов или “исправленное” парциальное давление компонентов идеальных газовых смесей. “Летучесть” f_i – «исправленное» давление, после подстановки значения которого в уравнение идеальных газов или растворов они становятся пригодными для описания свойств реальных газов и растворов. При этом “летучесть” при различных P и T должна определяться экспериментально для каждого реального газа.

Для идеального однокомпонентного газа “летучесть” f равна общему давлению P , а для смеси идеальных газов – парциальному давлению компонентов, т.е. $f_i = Y_i \cdot P$.

При термодинамическом равновесии паровой и жидкой фаз имеет место равенство давлений, температур и химических потенциалов компонентов в фазах. При равенстве фазовых давлений и температур химические потенциалы компонентов численно равны летучестям компонентов смеси в фазах.

В расчетах фазовых равновесий используются также уравнения фазовых концентраций, методика определения констант фазового равновесия по давлению схождения и др. [1].

8.5. Компонентоотдача газовых и газоконденсатных месторождений

Технологии газоизвлечения в первые годы освоения газовых месторождений были ориентированы на использование газовых смесей как источника топлива, и эффективность разработки залежей оценивалась по выходу сухого газа ($\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{следы } \text{C}_3\text{H}_8 \text{ и } \text{C}_4\text{H}_{10}$) и конденсата (C_{5+}). В настоящее время пластовый газ рассматривается как сырье для нефтехимической промышленности и источника энергии, в связи с чем появилось понятие компонентоотдачи.

Коэффициентом объемной компонентоотдачи называется отношение объема Q_{qi} извлеченного из пласта компонента к его геологическим запасам Q_{zi} (Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский, 1982 г.):

$$K_i = \frac{Q_{qi}}{Q_{zi}}. \quad (8.12)$$

Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи тогда выразятся следующим образом:

$$K_g = \frac{\sum_{i=1}^4 Q_{qi}}{4}; \quad K_k = \frac{Q_{q_{C_{5+}}}}{Q_{z_{C_{5+}}}}. \quad (8.13)$$

Практика разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85-95 %, в то время как коэффициент конденсатоотдачи изменяется от 30 % до 75 %.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи, являются:

- 1) режим эксплуатации залежи;
- 2) средневзвешенное по объему резервуара конечное давление в залежи;
- 3) послойная и зональная неоднородность пород пласта;
- 4) тип залежи (структурная, литологического или массивного типа);
- 5) темп отбора газа.

В общем случае объем остаточного газа в пласте в конце периода разработки можно выразить следующим равенством [1]:

$$Q_o = \Omega_k \cdot \frac{\bar{P}_k}{\bar{Z}_k} + (\Omega_n - \Omega_k) \frac{\bar{P}_e}{\bar{Z}_e} \cdot \alpha \cdot \left(\bar{P}_e \cdot \frac{Q(t)}{Q_3 \cdot \rho_n} \right), \quad (8.14)$$

где Ω_n и Ω_k - начальный и конечный газонасыщенные объемы порового пространства пласта, м³;

$$\frac{\bar{P}_k}{\bar{Z}_k} \quad \frac{\bar{P}_e}{\bar{Z}_e}$$

– соответственно, конечные и средневзвешенные по газонасыщенному и обводненному объемам порового пласта безразмерные (то есть отнесенные к атмосферному давлению) приведенные (то есть деленные на соответствующие коэффициенты сверхсжимаемости Z) давления;

α – коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной зоны объемом $(\Omega_n - \Omega_k)$, доли единицы;

$Q(t)$ – текущий извлеченный объем газа;

ρ_n – начальная газонасыщенность пласта;

Q_3 – запасы газа.

Для случаев проявления различных режимов при разработке газовых залежей коэффициенты газоотдачи рассчитываются по соответствующим зависимостям:

1) при газовом режиме эксплуатации

$$K_e = \left(1 - \frac{\bar{P}_k / \bar{Z}_k}{\bar{P}_n / \bar{Z}_n} \right) \quad (8.15)$$

при $\Omega_n = \Omega_k = \text{const}$; $Q_3 = \Omega_n \cdot (P_n / Z_n)$; $\alpha = 0$;

2) при жестком водонапорном режиме

$$K_e = \left[(1 - \alpha_0) \left(1 - \frac{\Omega_k}{\Omega_n} \right) \right], \quad (8.16)$$

при $\Omega_n > \Omega_k$; $\bar{P}_e / \bar{Z}_e \approx \bar{P}_k / \bar{Z}_k \approx \bar{P}_n / \bar{Z}_n$; $\alpha > 0,4$;

3) при упруговодонапорном режиме

$$K_y = \left[\left(1 - \alpha \cdot \frac{\bar{P}_e \cdot \bar{Z}_n}{\bar{Z}_e \cdot \bar{P}_n} \right) - \frac{\Omega_k}{\Omega_n} \left(\frac{\bar{P}_k \cdot \bar{Z}_n}{\bar{Z}_k \cdot \bar{P}_n} - \alpha \cdot \frac{\bar{P}_e \cdot \bar{Z}_n}{\bar{Z}_e \cdot \bar{P}_n} \right) \right], \quad (8.17)$$

где $\alpha = \alpha_0 \cdot f(\bar{P}_e, Q(t) / Q_3)$;

$Q(t)$ – годовой отбор газа из залежи; α зависит также от литологии пласта (это учитывается в эмпирических формулах для песков, песчаников и карбонатных пластов).

На коэффициент газоотдачи влияют:

- 1) размещение скважин на залежи;
- 2) охват пласта вытеснением;
- 3) глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).

На коэффициент конденсатоотдачи влияет следующее:

- 1) способ разработки залежи (с ППД или без ППД);
- 2) потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в газе;
- 3) удельная поверхность пористой среды;
- 4) групповой состав и физические свойства конденсата (молекулярная масса и плотность);
- 5) начальное давление и температура;
- 6) темп отбора газа.

Поддержание пластового давления с помощью газообразного агента может увеличить конденсатоотдачу до 85 %, с помощью воды - до 75 %.

8.6. Основные принципы проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Анализ разработки газовых и газоконденсатных месторождений на основе эволюционного моделирования. Разработка газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных месторождений сопровождается фазовыми переходами (конденсация, испарение и т.д.), в результате чего могут существенно изменяться емкостные и фильтрационные параметры пласта. Последнее, в свою очередь, отражается на конечной и текущей углеводородоотдаче залежи [3,4,5,6,7,20,21,22,24,45,46,47,48].

В такой ситуации важна возможность раннего диагностирования состояния системы в пласте (выпадение и начало движения конденсата, вторжение нефти в газовую зону и т.д.), которое является определяющим при выборе оптимальных вариантов разработки и доработки месторождения. Традиционные методы анализа процессов, протекающих в залежи, сводятся, например, к обработке в соответствующих координатах промысловых данных об изменении средневзвешенного пластового давления и суммарных количеств добытого газа. Однако в промысловых условиях данные о пластовом давлении чаще всего недостаточно надежны, а иногда и вовсе отсутствуют. В этом случае для решения указанной задачи практический интерес представляет умение использовать легкодоступную информацию, которой являются значения (динамические ряды) добычи из месторождения, и обра-

батывать ее методами, позволяющими не только диагностировать состояние пласта, но и прогнозировать углеводородоотдачу.

Как известно, прогнозирующая модель (система), применяемая для описания реальных процессов, должна удовлетворять некоторым общим требованиям. Так, для прогнозирующей системы очень важна ее способность гибко реагировать на изменения, происходящие в объекте прогнозирования при одновременном осуществлении фильтрации помех. Другое не менее важное требование - достаточная для использования на практике точность прогноза. Модель в зависимости от ее вида обычно реагирует на изменения в объекте скачком, сменой знака показателей степени, изменением коэффициентов. Скачок (разрыв первого рода) неразрывно связан с производной и трактуется как резкий переход от стадии эволюционного изменения старого качества системы к новому, после которого полностью меняется характер развития процесса; изменение знака показателя степени истолковывается как переход от роста системы к ее деградации (и наоборот), а изменение величины показателя степени без изменения знака - как изменение темпов роста системы и т.д.

Одним из способов улучшения надежности прогнозов может явиться применение математических моделей с гибкой структурой, основывающихся на общих закономерностях изменений рядов динамики, характеризующих процесс эксплуатации залежи, в частности, моделей, описывающих процесс роста общей добычи месторождения: $Q^* = \int Q(t)dt$. Преимущество такого моделирования может проявиться в том, что линия $Q(t)$, качественно одинаково изменяясь для любой залежи, несет в себе информацию о конечной отдаче пласта: монотонно возрастая во времени, выполаживаясь, стремится к конечному значению извлекаемых запасов Q_0 , равному извлекаемым запасам.

Кривая указанного типа качественно описывается выражениями, определяемыми решением эволюционного дифференциального уравнения для нахождения конечного значения извлекаемых запасов углеводородов:

$$\frac{dQ^*}{dt} = A[Q_0 - Q(t)]^\alpha. \quad (8.18)$$

В этих уравнениях A , a – коэффициенты; C – постоянная интегрирования; t – текущее время.

Для $\alpha < 1$, $\alpha > 1$, $\alpha = 1$, соответственно, возникает параболическое, гиперболическое или экспоненциальное конечное значение извлекаемых запасов $Q(t)$ до своего значения Q_0 .

Уравнение (8.18) и его решения в какой-то степени отвечают указанным требованиям и могут применяться при анализе разработки. Для этого

последовательным логарифмированием, дифференцированием и в последующем интегрировании для фильтрации помех выражение (8.18) приводится к виду

$$\frac{\sum_{i=1}^t \left(\sum_{j=1}^i Q_j(t) \Delta t \right) \Delta t}{t} = Q_0 + \alpha \frac{\sum_{i=1}^t \left(\frac{Q^2}{Q'} \right)}{t} \quad \text{или} \quad \varphi = Q_0 + \alpha z, \quad (8.19)$$

где Q – первая производная добычи, рассчитываемая методом статистического дифференцирования. Здесь же в связи с дискретностью замеров добычи интегралы заменены суммами.

По уравнению (8.19) были обработаны данные по добыче газа, конденсата и нефти газоконденсатно-нефтяного месторождения Карадаг. Результаты расчетов представлены на рис. 8.4.

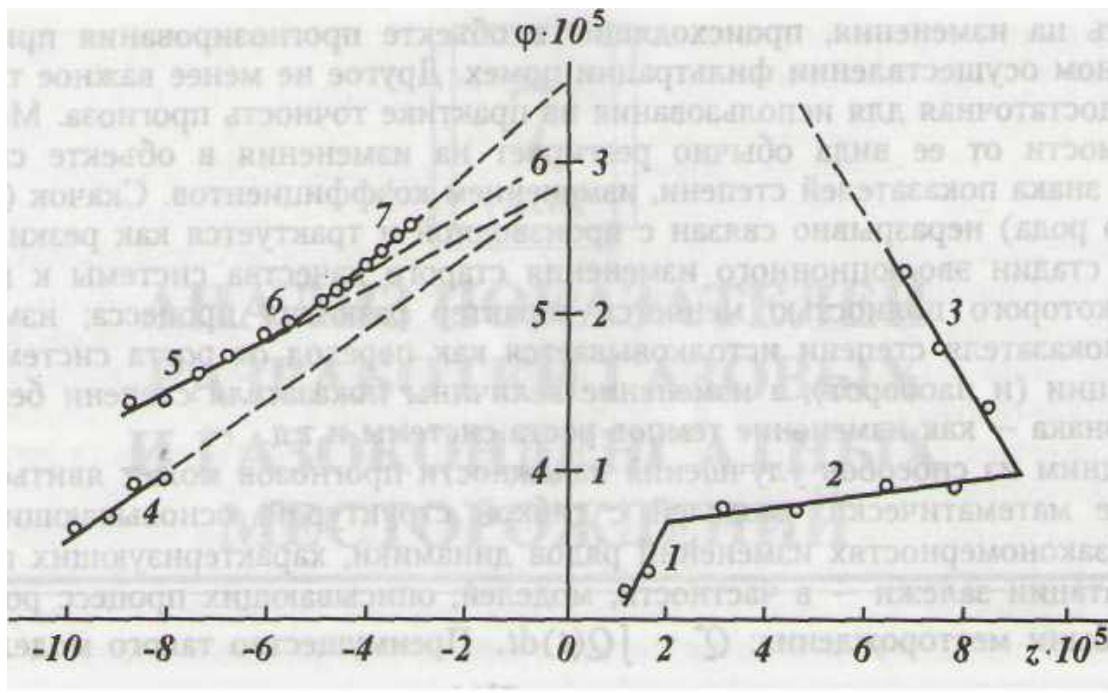


Рис. 8.4. Зависимость φ от z для месторождения Карадаг (добыча нефти)

В первой четверти располагаются линии, относящиеся к периоду нарастающей, а во второй – к периоду падающей добычи. Сопоставление характера полученных линий с анализом разработки месторождения позволило сделать выводы о влиянии процессов, проходящих в залежи, на формирование углеводородоотдачи пласта и, начиная с некоторого момента разработки, определять ее величины. Процесс нарастающей добычи можно описать и моделью Бертоланфи в виде

$$\frac{dQ^*}{dt} = A(Q^*)^l [Q_0' - (Q^*)^l], \quad (8.20)$$

решение которой $Q^* = Q_0 (1 - e^{-At})^{\frac{1}{l}}$, удобно представить в следующем виде (рис. 8.5):

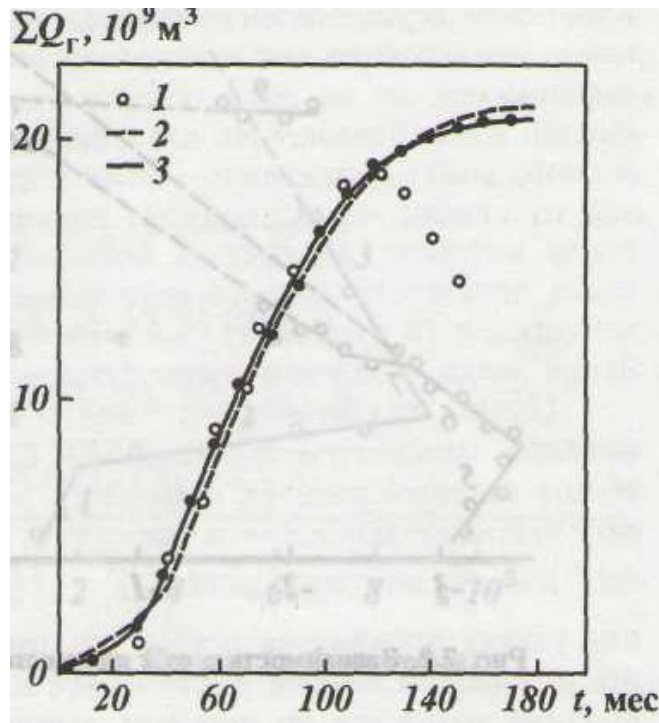


Рис. 8.5. Сравнение фактической и расчетной суммарной добычи газа месторождения Карадаг

1-2 - расчетная добыча по формулам (8.18) и (8.20); 3 - фактическая добыча:

$$\ln Q^* = \ln Q_0 + \frac{1}{l} \ln(1 - e^{-At}). \quad (8.21)$$

Последнее выражение преобразовывается к виду

$$\frac{\sum_{i=1}^t \frac{Q_i^* Q_i}{Q_i^2}}{t} = K - Al \frac{\sum_{i=1}^t \frac{Q_i^*}{Q_i}}{t}$$

$$(K > 0; l < 1; K + l = 1).$$

(8.22)

По формуле (8.22), обрабатывая промысловые данные по добыче газа, вычисляют коэффициенты A , I , K и, используя их значения, по уравнению (8.20) графически определяют Q_0 . По этому же уравнению составляют прогнозы Q_0 .

8.7. Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений

В настоящее время в СНГ все газовые и газоконденсатные месторождения разрабатываются на режиме истощения, что обуславливает:

- низкие коэффициенты конденсатоотдачи из-за ретроградных потерь конденсата в пластах;
- большие затраты на подготовку газа к дальнему транспорту из-за необходимости строительства ДКС;
- ограниченность периода постоянной добычи газа.

Потери конденсата при газовом режиме разработки увеличиваются с ростом его начального содержания (более $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$) и плотности. При прочих равных условиях коэффициент конденсатоотдачи η_k возрастает при увеличении различия между начальным пластовым давлением и давлением начала конденсации, а также при повышенных температурах в пластах. Однако и в наиболее благоприятных условиях в большинстве случаев $\eta_k < 60 \%$. Проявление естественного упруговодонапорного режима при избирательном обводнении приводит к увеличению потерь конденсата. Эксплуатация газоконденсатных месторождений в режиме истощения обуславливает и другие недостатки. Остановимся на некоторых из них.

Коэффициент газоотдачи при эксплуатации месторождений в режиме истощения существенно зависит от геологических особенностей месторождений и прежде всего от активности контурных вод, а также от экономико-географических факторов. Опыт эксплуатации газовых месторождений в США показывает, что средний коэффициент газоотдачи η_r при газовом режиме разработки равен 0,85. Следует отметить, что эти данные получены для мелких месторождений, расположенных вблизи потребителя, и поэтому они близки к предельным. Из факторов, влияющих на η_r , особенно следует отметить удаленность месторождения от потребителя, что обуславливает давление забрасывания.

В условиях проявления водонапорного режима коэффициент газоотдачи обычно понижается: есть данные, что минимальные значения его в гранулярных пластах могут составить около 0,45, т.е. быть на уровне доли активного газа ПХГ. В СНГ имеется ряд месторождений с активной водонапорной системой, в которых конечные значения η_r находятся на уровне 0,5 (некоторые месторождения Краснодарского края, Волгоградской облас-

ти) или близки к нему. Вместе с тем, есть месторождения, на которых при проявлении упруговодонапорного режима, судя по литературным данным, получены или планируются значения η_r на уровне 0,8 и выше. В пластах с вторичной пористостью и прежде всего в трещиноватых η_r в среднем ниже.

Однако приводимые в литературе высокие значения коэффициентов газоотдачи при проявлении водонапорного режима часто обусловлены тем, что расчет η_r проводят по отношению к промышленным запасам газа, рассчитанным объемным методом. Последние же, как показал специальный анализ 122 залежей, для которых запасы были с высокой надежностью определены по падению давления, систематически занижены примерно на 15 % по отношению к фактическим и характеризуются случайной погрешностью на уровне 30 %.

Анализ разработки газовых месторождений, эксплуатирующихся в условиях активного естественного упруговодонапорного режима, показывает, что основная причина снижения газоотдачи – нерегулируемое избирательное обводнение.

Разработка месторождений в режиме истощения обуславливает необходимость уменьшения темпа отбора газа при извлечении примерно 50 % начальных запасов. Длительность периода постоянной добычи и коэффициент газоотдачи определяются начальным пластовым давлением, продуктивностью скважин, запасами, темпом отбора газа, а также активностью водонапорной системы. В среднем на конец периода постоянной добычи коэффициент извлечения газа при газовом режиме практически не превышает 60 % геологических запасов газа. Примерами могут служить данные по месторождениям Северо-Ставропольскому, Газли, Шебелинскому, Некрасовскому, Майкопскому, Джар-как, Карабаир, Северный Мубарек, Волгоградского и Астраханского Поволжья и другим и плановые показатели по месторождениям Уч-Кыр, Шахпатых, Урта-Булак, Кандым и др. Если учесть, что в период нарастающей добычи в ряде случаев извлекается примерно 10 % начальных запасов газа и более, то в период постоянной добычи газа даже при газовом режиме извлекается не более 50 % начальных запасов газа.

При проявлении активного водонапорного режима с нерегулируемым избирательным обводнением объем добычи при постоянном темпе отбора сокращается. Так, на Ленинградском месторождении в период постоянной добычи было извлечено примерно 40 % начальных запасов газа.

При проявлении естественного водонапорного режима практически невозможен долгосрочный прогноз показателей разработки, что особенно недопустимо при эксплуатации крупных газоконденсатных месторождений. Так, например, по Ленинградскому месторождению согласно проекту разработки предполагалось сохранить до 1973 г. годовую добычу газа на уровне не менее 3 % начальных запасов газа, но в 1972 г. фактическая добыча была менее 1 %, а в 1973 г. – менее 0,5 %, т.е. соответственно в 3 и 6 раз ниже про-

ектной. Следует отметить, что столь существенное расхождение обусловлено трудностями прогноза, а не случайными ошибками в проекте, который полностью соответствовал уровню развития теории эксплуатации газовых залежей на период его составления.

Таким образом, при проектировании классической системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений на режиме истощения практически можно планировать режим постоянной добычи не более чем на $\eta_r = 50-60\%$ геологических запасов газа. Для уникальных и одиночных месторождений это обуславливает необходимость ориентироваться при технико-экономических расчетах на оценку максимальной годовой добычи в период постоянной добычи практически также лишь 50% от геологических запасов газа, поскольку недозагрузка магистральных газопроводов большой протяженности в проектный срок их эксплуатации приведет к резкому повышению приведенных затрат на газ, добываемый из таких месторождений. В связи с этим, с одной стороны, возникает проблема доразработки месторождений на режиме падающей добычи; эта проблема будет особенно существенной для наиболее удаленных и крупных месторождений, с другой стороны, создаются объективные предпосылки к длительной консервации газа и установлению годовых отборов на уровне, не превышающем 3% начальных. Такие отборы не всегда оптимальны и для получения высокого коэффициента газоотдачи.

Падение пластового давления в залежах в большинстве случаев вызывает снижение продуктивности скважин при рабочих депрессиях. Это приводит к необходимости вести большой объем дополнительного эксплуатационного бурения, что весьма сложно в труднодоступных районах. Опережающее эксплуатационное бурение не всегда оправдано в случае проявления активного водонапорного режима и при малой изученности эксплуатационных объектов, так как может привести к заложению скважин в зонах, отбор из которых будет затруднен при избирательном обводнении залежи. Одним из факторов, обуславливающих уменьшение продуктивности скважин, является уменьшение проницаемости пластов с падением давления, что наиболее существенно для пластов, проницаемость которых низка при начальном давлении. В пластах с глинистым цементом проницаемость может уменьшаться в 10 раз и более.

К важным факторам, обуславливающим снижение газоотдачи при разработке газовых месторождений на любом режиме, относится нелинейность фильтрации газа при малых градиентах давления, которая в предельном случае эквивалентна наличию начального градиента давления v . Иначе говоря, фильтрация происходит таким образом, что при градиентах давления, меньших по абсолютной величине, чем v , движение практически отсутствует. Проявление начального градиента давления при фильтрации неньютоновских нефтей в пластах, а также воды в глинистых породах и грунтах известно уже довольно давно. В последние годы была обнаружена нелинейность фильтрации не

только воды, но и газа в глинистых породах, содержащих большое количество связанной (остаточной) воды. Эта вода, образуя с глинистыми частицами коллоидный раствор, перекрывает поровые каналы, увеличивая сопротивление фильтрации газа. С ростом градиента давления происходит перестройка коллоидных слоев около частиц глины, и скорость фильтрации возрастает непропорционально быстро, т.е. закон фильтрации имеет вид, характерный для псевдопластичных жидкостей. При большом количестве связанной воды возможно проявление начального градиента давления. Имеются промышленные наблюдения, подтверждающие наличие этого эффекта в реальных условиях разработки газовых месторождений и ПХГ. Например, продуктивный горизонт X месторождения Газли состоит из отдельных пачек, разделенных прослоями глины. Пачка 6 отделена от пачек 1-5, составляющих единую гидродинамическую систему, слоем глинистых пород с минимальной толщиной 3 м. Газонасыщенность этого прослоя составляет около 20 %. Начальные пластовые давления составляли в 1 - 5-й пачках 8,2 МПа, в 6-й - 9,6 МПа. Пачка 1 интенсивно разрабатывалась, а пачка 6 была вскрыта лишь одной скважиной. При этом падение пластового давления в пачках 1-5 и 6 было одинаковым, хотя разность давлений сохранялась. Это заставляет предположить, что гидродинамическая связь между пачками установилась лишь после снижения давления в пачках 1-5 на некоторую величину, т.е. в прошлое между ними фильтрация газа происходит с начальным градиентом, составляющим $n=0,1$ МПа/м.

Наличие начального градиента при фильтрации газа приводит к снижению как газо- и конденсатоотдачи, так и дебитов скважин вследствие образования застойных зон, иногда очень обширных, где газ неподвижен из-за недостаточного градиента давления. Влияние начального градиента давления в ходе разработки газовых и газоконденсатных месторождений осложняется тем, что начальный градиент в значительной степени зависит от водонасыщенности и эффективного давления, т.е. от разности между горным и внутривпоровым давлением. С ростом водонасыщенности начальный градиент давления при фильтрации газа через глинизированную породу значительно возрастает. Он отличен от нуля только при водонасыщенности больше некоторой предельной.

Отмеченные зависимости необходимо учитывать при оценке влияния режима разработки на газоотдачу в связи с нелинейностью закона фильтрации и начальным градиентом. Разработка месторождений в режиме истощения происходит при больших градиентах, чем в случае внутриконтурного заводнения, в связи с чем часть застойных зон по мере снижения пластового давления и роста градиента начинает дренироваться. Однако, с другой стороны, при снижении пластового давления возрастает эффективное давление, действующее на пласт, что, как уже отмечалось, приводит к росту начального градиента в малопроницаемых прослоях. Рост начального градиента

для газа в ходе разработки может привести к тому, что малопроницаемые прослои превратятся в непроницаемые и будет отключаться и перестанет дренироваться часть коллектора.

При нерегулируемом или плохо регулируемом обводнении часть малопроницаемых прослоев может преждевременно обводниться и в них возникнет начальный градиент для газа. Такая опасность существует как при естественном, так и при искусственном обводнении и указывает на необходимость тщательного изучения разреза для контроля за разработкой.

Проявление естественного водонапорного режима при избирательном обводнении на фоне указанных явлений приводит к еще большему снижению коэффициента газоотдачи в результате образования недренируемых целиков газа по площади залежи, специальное разбуривание которых в большинстве случаев малоэффективно, так как вновь пробуренные скважины быстро обводняются. Последнее проявилось и при разработке месторождений Краснодарского края (например Ленинградское месторождение). Все это вызывает необходимость повышения эффективности системы эксплуатации газовых и особенно газоконденсатных месторождений.

В мировой практике при эксплуатации газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более $25 \text{ см}^3/\text{м}^3$ наряду с эксплуатацией их на режиме истощения применяется сайклинг-процесс, позволяющий существенно повысить коэффициент конденсатоотдачи. Сайклинг-процесс широко применяется на месторождениях с содержанием конденсата более $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и при запасах газа от 10 млрд м^3 и более при близости начального пластового давления и давления начала конденсации. Недостатки применения сайклинг-процесса широко известны, из них к основным относятся следующие:

- большие капитальные вложения и необходимость создания специального оборудования при эксплуатации месторождений с высокими пластовыми давлениями;
- большие эксплуатационные затраты;
- понижение надежности промышленного оборудования (скважинного и наземного) в связи с увеличением срока эксплуатации, особенно при наличии агрессивных компонентов в добываемой продукции.

Однако принципиально поддержание пластового давления при эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей весьма целесообразно. Одним из приемлемых методов поддержания пластового давления можно считать закачку воды. Возможность закачки воды в газовые и газоконденсатные залежи многократно обсуждалась, но не была реализована на практике, так как результаты ранее выполненных лабораторных и промышленных исследований показывали, что вытеснение газа водой сопровождается интенсивным защемлением газа. При этом считалось, что коэффициент извлечения газа не превысит 50 %, т.е. будет примерно соответствовать реально достигае-

мым значениям нефтеотдачи залежей, разрабатываемых при искусственном водонапорном режиме. При этом не учитывался ряд принципиально важных факторов, различающих механизмы вытеснения водой нефти и газа. Газ благодаря относительно малой вязкости в меньшей мере подвержен блокированию водой как в масштабе пор, так и макронеоднородностей пласта. В результате коэффициенты вытеснения и охвата при регулируемом заводнении должны быть значительно выше, чем для нефтяных залежей. Большая подвижность газа упрощает и проблему регулирования продвижения воды. Известно также, что при проявлении начального градиента фильтрации для воды даже в нефтяных пластах коэффициент отдачи возрастает. Это обстоятельство благоприятствует возможности контроля за распределением закачиваемой воды, которую можно селективно направлять в зоны газового пласта, заранее выбранные для заводнения.

Проведенные в последние годы экспериментальные, теоретические и в небольшом объеме промысловые исследования показали, что при искусственно регулируемом заводнении не крупных газовых и газоконденсатных залежей имеется принципиальная возможность обеспечить более высокие коэффициенты газо- и тем более конденсатоотдачи, чем при эксплуатации месторождений на режиме истощения, даже при газовом режиме за счет регулирования процесса заводнения.

8.8. Прогнозирование добычи газа и конденсата

Современный этап разработки газовых и газоконденсатных месторождений требует совершенствования методов оценки конечной газо- и конденсатоотдачи. Особую актуальность эти проблемы приобретают при долгосрочном планировании добычи газа и конденсата, находящейся в определенной зависимости от разведанных запасов. А точный прогноз извлекаемых запасов обеспечит эффективность разработки газоконденсатных месторождений.

Прогноз можно использовать как на этапе проектирования схемы разработки новых объектов (выбор рациональной схемы разработки), так и на этапе эксплуатации. В частности, в начальный период падающей добычи можно прогнозировать конечный коэффициент газоконденсатоотдачи. Решение данной задачи рассмотрим на примере месторождения Южный Мубарек для горизонтов XII и XIII, которые находятся на поздней стадии разработки, и, следовательно, когда имеется достаточное количество информации для прогнозирования конечной газо- и конденсатоотдачи. Здесь приводятся несколько методов прогнозирования, поскольку они дают различные результаты в зависимости от количества и характера исходной информации.

Наиболее распространенный и простой путь выявления тенденции развития - сглаживание (выравнивание) динамического ряда. Данный метод основан

на применении взвешенных скользящих средних. При этом каждому уровню в пределах интервала сглаживания приписывается вес, зависящий от расстояния, измеряемого от данного уровня до середины интервала сглаживания. Пусть для m последовательных уровней ряда со сдвигом во времени на один шаг подбирают полиномы вида

$$y_i = a_i + b_i i + c_i i^2 + \dots \quad (8.23)$$

Тогда средневзвешенные скользящие будут определяться по формуле

$$y_i = 0,1(2y_{i+2} + y_{i+1} - y_{i-1} - 2y_{i-2}). \quad (8.24)$$

Расчет по этой формуле приводит к тому, что сглаженная кривая в значительной мере сохраняет различные изгибы кривой тренда. Иногда при анализе динамики возникает необходимость определения не самого тренда, а средней скорости изменения среднего прироста. Такая задача возникает при выборе функции для аналитического выравнивания динамического ряда. Формула для вычисления среднего прироста при $m = 5$ такова:

$$\overline{U(t)} = (-2y_{i-2} + y_{i-1} - y_{i+1} - 2y_{i+2}) / 10. \quad (8.25)$$

Остановимся теперь на вопросе выравнивания динамических рядов с оценкой кривой роста. Для выравнивания наиболее часто применяются многочлены, экспоненты и другие кривые. Многочлены имеют следующий вид:

$$\left. \begin{array}{l} I \text{ степени } y_t = a_0 + a_1 t; \\ II \text{ степени } y_t = a_0 + a_1 t + a_2 t^2; \\ III \text{ степени } y_t = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + a_3 t^3; \\ n\text{-й степени } y_t = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + a_3 t^3 + \dots + a_n t^n, \end{array} \right\} \quad (8.26)$$

где a_i ($i = 1, 2, \dots$) – параметры многочленов;
 t – независимая переменная (время).

Многочлен I степени характеризуется постоянством прироста ординат и поэтому применяется для описания равномерно развивающихся во времени процессов. Многочлен II степени (парабола II степени) описывает движение с равномерным изменением приростов, причем приросты больше нуля для одной ветки и меньше нуля для другой. Из всех экспонент самый простой

вид имеет кривая $y = ab$, характеризующаяся постоянным темпом прироста. Логарифмируя последнее выражение, получаем

$$\lg y_t = \alpha + \beta t. \quad (8.27)$$

Расчет по этой формуле приводит к тому, что сглаженная кривая в значительной мере сохраняет различные изгибы кривой тренда. При выравнивании динамических рядов широко применяются законы роста функции. Для этого наиболее часто используются многочлены, различного рода экспоненты и логистические кривые.

Был проведен прогноз газо- и конденсатоотдачи по промысловым данным для XII и XIII горизонтов, которые эксплуатируются с 1977 г. С данными по газо- и конденсатоотдаче для обоих горизонтов было проведено выравнивание уровней по прямой и по параболе второго порядка:

$$\alpha = \alpha_0 + a_1 t; \quad \alpha = a + a_1 t + a_1 t^2. \quad (8.25)$$

Результаты расчетов данных для XII горизонта Южного Мубарека приводятся на рис. 8.6 и 8.7. Сравнения газо- и конденсатоотдачи промысловых и прогнозных данных по XII горизонту показали, что наибольшее расхождение сглаженных кривых по прямой и по параболе с исходными данными имело место в пятой и десятой точках, что обусловлено колебанием отборов газа и конденсата.

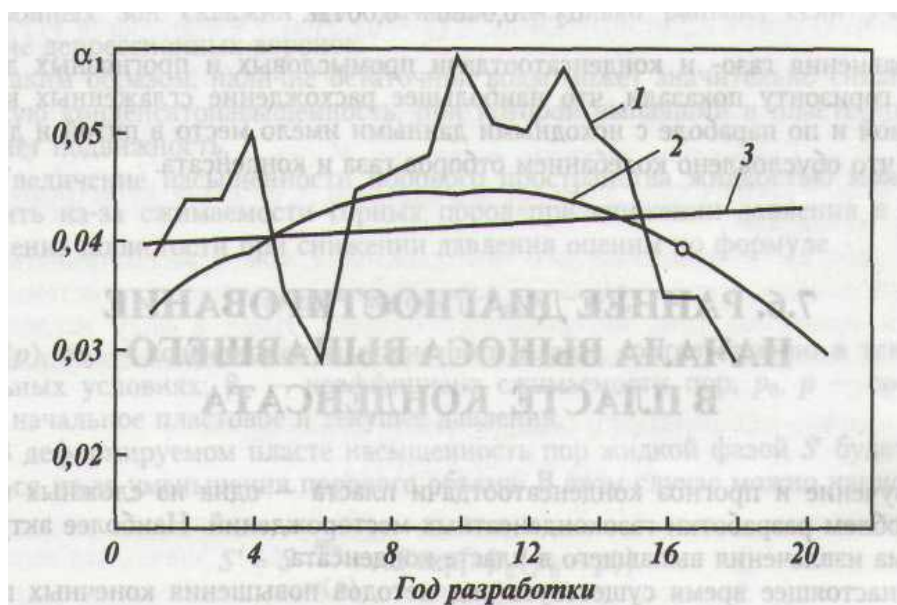


Рис. 8.6. Кривые изменения газоотдачи во времени для месторождения Южный Мубарек (XII горизонт):
1 - практические данные; 2~3 - сглаженные значения коэффициента газоотдачи:
2 - по параболе; 3 - по прямой

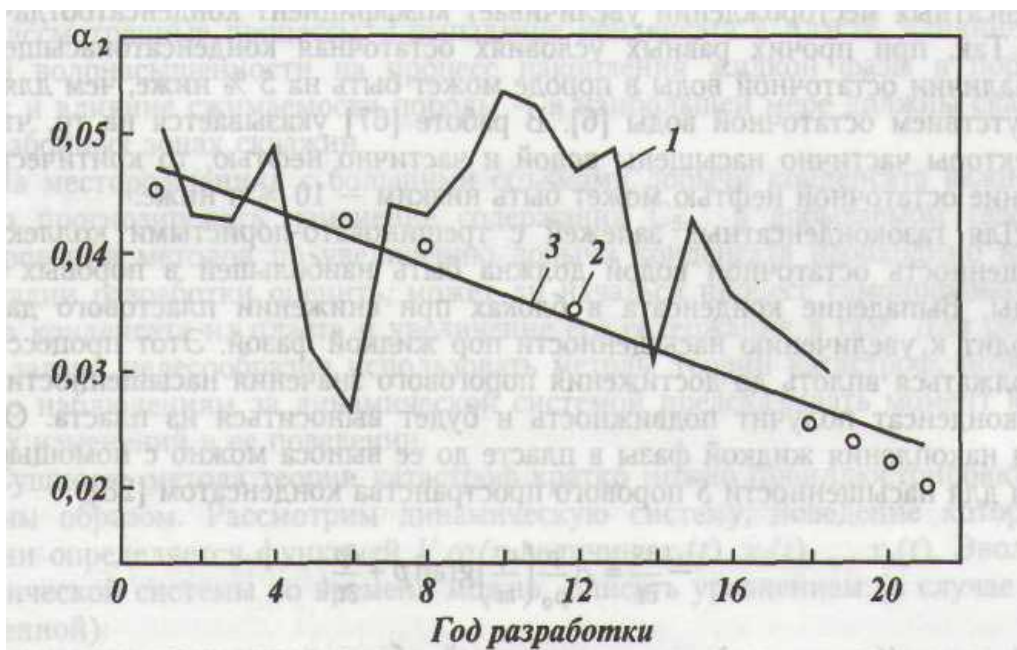


Рис. 8.7. Кривые изменения конденсатоотдачи во времени для месторождения Южный Мубарек (XII горизонт) (усл. обозначения см. на рис. 8.6)

8.9. Повышение конденсатоотдачи нефтегазоконденсатных залежей

Известно несколько вариантов разработки нефтегазоконденсатных месторождений, из которых наиболее правильным с точки зрения разработки и охраны недр является метод с процессом рециркуляции газа в газоконденсатной части залежи. После извлечения основных запасов нефти и конденсата рециркуляция газа прекращается, и залежь разрабатывается как газовая. Основной недостаток этого варианта – длительная консервация промышленных запасов газа и дополнительные капитальные вложения, связанные с организацией обратной закачки.

В целях рациональной разработки нефтяной оторочки в зону ее распространения осуществляется закачивание предварительно осушенного газа. При этом может быть достигнута цель не только поддержания пластового давления на уровне точки росы, но и дополнительного извлечения легких углеводородов из нефти за счет их ретроградного растворения в газе высокого давления. Экспериментальное моделирование подобного процесса проводилось на нефтегазоконденсатной системе с параметрами, близкими к пластовым, для горизонтов I и II месторождения Восточный Котуртепе. В этих горизонтах отношение запасов конденсатного газа и нефти составляет

примерно 1000:1 (по объему), начальное пластовое давление – 30 МПа, температура – 70 °С.

Методика экспериментов заключалась в следующем. В бомбе высокого давления УГК-3 составлялась рекомбинированная проба нефти и газа в соотношении 1:1000, т.е. на 1 м³ нефти загружалось 1000 м³ газа (в эксперименте на 562 см³ нефти - 559 л газа). Затем нефтегазовая смесь доводилась до 70 °С и 30 МПа. После установления термодинамического равновесия систему выдерживали в состоянии покоя в течение длительного времени – имитировался отбор газа из газоконденсатной части пласта. Газ с постоянной скоростью, равной 40 л/ч, выпускался из верхней части бомбы и, проходя сепаратор, где при давлении 5 МПа и температуре 20 °С от него отделялся конденсат, затем поступал в поршневой контейнер или компрессор КН-4, в котором доводился до давления 30 МПа, и через нижний вентиль бомбы закачивался в нефтяную часть пласта. После приведения системы в равновесие было рассчитано количество насыщенного пластового газа: оно оказалось равным 420 л; в нефти при 30 МПа и 70 °С растворилось 189 л газа. Определив выход конденсата из пластового газа (105 см³/м), можно рассчитать потенциальное содержание его по всей массе пластового газа: $0,420 \cdot 105 = 44 \text{ см}^3$.

Если бы газоконденсатная часть залежи разрабатывалась на истощение, то коэффициент извлечения конденсата по многочисленным экспериментальным данным составил бы около 50 %. Из приведенных данных видно, что осуществление рециркуляции сухого газа через нефтенасыщенные зоны позволяет увеличить извлечение конденсата более чем в 3 раза, но при этом необходимо осуществлять многократную прокачку, поэтому конкретную эффективность предлагаемого метода можно установить лишь на базе детальных технико-экономических расчетов. Если принять за оптимальный вариант с полным циклом возврата отобранного из газоконденсатной залежи газа, то за весь этап рециркуляции будем иметь 100%-ное извлечение конденсата, при этом пластовое давление остается на уровне начального, и разработка нефтяной части пласта происходит без осложнений. В дальнейшем целесообразно эксплуатировать совместно газоконденсатную и нефтяную зоны на истощение, дополнительно извлеченный при этом конденсат также будет способствовать повышению эффективности процесса.

8.10. Методы изучения газоконденсатной характеристики месторождения

Применение различных методов классификации для прогнозирования свойств газоконденсатных систем. Особенности многокомпонентных углеводородных систем, какими являются газоконденсатные месторождения,

требуют их термодинамического исследования. На основе информации, полученной в результате этих исследований, определяются количество конденсата, выделяющегося из пластового газа, пластовые потери конденсата, а также углеводородный состав жидкой и газовой фаз при условиях сепарации и стабилизации газоконденсатных систем. При большом числе вводимых в эксплуатацию газоконденсатных месторождений желательно не прибегать к сложным и трудоемким экспериментам, а иметь достаточно точный расчетный метод, который позволил бы определить фазовые соотношения в широком диапазоне изменения компонентного состава системы, давления и температуры.

Существующие расчетные методы определения фазовых соотношений по уравнениям концентрации и константам фазового равновесия, получившие широкое применение для термодинамических исследований и анализа различных процессов, сопряжены с процедурой определения констант равновесия группы углеводородов C_{6+} . Методы непосредственного определения фазовых соотношений отсутствуют.

В СНГ накоплен достаточно обширный материал по изотермам конденсации, полученным как экспериментальным, так и расчетным путем. Здесь предлагается использовать эти сведения для определения фазовых соотношений газоконденсатных систем в сепарационных установках.

Сделана попытка такого обобщения и дана эмпирическая зависимость молярного содержания C_{5+} от давления, температуры и начального содержания C_{5+} в пластовой системе. Однако известно, что на выход конденсата из пластового газа влияет весь углеводородный состав газа, а также характеристика конденсата. Таким образом, использование только молярного содержания C_{5+} в пластовом газе для оценки конденсатного фактора в ряде случаев приводит к значительным погрешностям, превышающим допустимые. Поэтому для обобщения данных по выходу конденсата из пластового газа использовался метод главных компонент, дающий возможность учесть все признаки, характеризующие газоконденсатную систему, поступающую в сепарационное устройство.

Расчет по методу главных компонент проведен для 61 месторождения Азербайджана, Тюменской области, Узбекистана и Туркмении, из которых 47 были взяты для «обучения», а 14 - для «экзамена» с использованием семи признаков, характеризующих рассматриваемые объекты. В результате расчета получены следующие собственные значения матрицы, а также доли каждой компоненты в общей дисперсии.

Собственное значение матрицы:

0,0158	0,412	4,2071	0,6423	1,5530	0,3969	0,1436
--------	-------	--------	--------	--------	--------	--------

Доля каждой компоненты в общей дисперсии, %:

0,2300	0,5900	60,100	9,1800	22,200	5,6700	2,0500
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Как видно из приводимых данных, на долю первой главной компоненты приходится 60 % общей дисперсии, на долю второй главной компоненты - 22 %. В дальнейшем использовались линейные комбинации двух главных компонент, на долю которых приходится 82 % общей дисперсии:

$$Z_1 = -0,1215 C_1 + 0,2023C_2 + 0,5033C_3 + 0,8248 C_4 + 0,195C_{5+\text{высшие}} - 0,0076\mu_k/p_k - 0,0264 C_1/C_{5+\text{высшие}} + 9,9836;$$

$$Z_2 = -0,0069 C_1 - 0,1489C_2 + 0,2448C_3 + 0,2061C_4 + 0,3996 C_{5+\text{высшие}} - 0,0253\mu_k/p_k - 0,0324 C_1/C_{5+\text{высшие}} - 2,503,$$

где C_1, C_2 и т.д. - истинные значения исходных признаков.

Все рассматриваемые месторождения по двум главным компонентам Z_1 и Z_2 можно разбить на четыре класса. В дальнейшем обработка изотерм конденсации была проведена для каждого класса в отдельности. Были определены границы указанных классов месторождений по двум главным компонентам методом дискриминантных функций.

Для каждого класса месторождений с помощью стандартной программы на ЭВМ были получены уравнения регрессии для следующих зависимостей:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\text{г}} = f(z_1, p, t); G_{\text{к.ст}}/V_{\text{г}} = f(z_1, p, t); p_{\text{г.ст}} = f(z_1, p, t).$$

Эти уравнения позволяют определять любой из указанных выходных параметров для систем с различным содержанием конденсата в широком интервале давлений и температур.

Определение выхода конденсата при различных условиях сепарации.
Для определения выхода насыщенного конденсата предлагаются следующие уравнения:

I класс:

$$G_{\text{к.и}}/G_{\text{г}} = 332,239 - 15,012z_1^2 - 0,0098p^2 - 0,014 t^2 - 0,7555tz - 0,04869p z_1 + 0,00163pt + 48,71 z_1 + 0,08733p - 1,3847t;$$

II класс:

$$G_{\text{к.и}}/G_{\text{г}} = 188,3516 - 5,16728z_2^2 - 0,006037p^2 - 0,0066t^2 + 0,0038496 p z_1 + 0,04005t z_1 - 0,00234pt + 10,343 z_1 + 0,5565p - 0,292t;$$

III класс:

$$G_{\text{к.и}}/G_{\text{г}} = 139,8064 - 6,921 z_1^2 - 0,00422p^2 - 0,008369t^2 - 0,0533 p z_1 - 0,23344.2 z_1 t + 0,003169pt - 1,48366 z_1 + 0,2495p - 1,108A5t;$$

IV класс:

$$G_{\text{к.и}}/G_{\text{г}} = 73,8442 - 1,162 z_1^2 - 0,00365p^2 - 0,00478t^2 - 0,0096962 p z_1 - 0,194662 t z_1 + 0,001656pt + 2,164552 z_1 + 0,33519p - 1,5533t.$$

Выходы стабильного конденсата $G_{\text{к.ст}}/G_{\text{г}}$ можно определить по следующим уравнениям:

I класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 446,5 + 64,37 z_1 - 2,1 t + 1,1p - 41,448 z_1^2 - 0,1 p z_1 - 1,0672 t z_1 - 0,01137p^2 - 0,01165 t^2;$$

II класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 244,7 + 17,7272z_1 - 0,843t + 0,377p - 4,23 z_1^2 - 0,004438p^2 - 0,0171t^2;$$

III класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 159,915 - 16,792 z_1 + 0,713t - 1,729p - 11,92 z_1^2 - 0,0073p^2 - 0,01t^2 - 0,468 t z_1 - 0,0262 p z_1;$$

IV класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 84,78 - 8,557 z_1 + 0,711p - 2,12t - 3,26 z_1^2 - 0,00713p^2 - 0,0056 t^2 - 0,452 t z_1 + 0,00218pt;$$

Уравнения для определения $G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma}$ имеют следующий вид:

I класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 332,239 + 0,873p - 1,384t + 48,711 z_1 - 0,0486 p z_1 - 0,755 t z_1 + 0,0016 p t - 0,0091p^2 - 0,014t^2 - 15,012 z_1^2;$$

II класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 188,352 + 0,556p - 0,292t + 10,343 z_1 - 0,00234pt + 0,04 t z_1 - 0,006p^2 - 0,0066t^2 - 5,167;$$

III класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 139,8 + 0,249p - 1,108t - 1,483 z_1 + 0,0032pt - 0,0553p z_1 - 0,2332/ - 0,042p^2 - 0,0084t^2 - 6,92 z_1^2;$$

IV класс:

$$G_{\text{к.ст}}/G_{\Gamma} = 71,811 + 0,359 p - 1,5535t + 1,583 z_1 - 0,001656 p t - 0,1947 t z_1 - 0,003653p^2 - 0,004783t^2 - 1,1621z_1^2.$$

На основании полученных уравнений составлены номограммы для определения выхода конденсата для месторождений всех четырех классов.

Определение плотности газа сепарации при различных условиях сепарации. Уравнение регрессии для определения плотности газа сепарации в зависимости от p , t , z имеют следующий вид:

I класс:

$$p_{\Gamma} = 0,775 - 0,0006p + 0,0009t + 0,025 z_1 + 0,00000418p^2 - 0,0000764p z_1 + 0,00022 t z_1 + 0,0131;$$

II класс:

$$p_{\Gamma} = 0,778 - 0,000624p + 0,000757t + 0,0140 z_1 + 0,0000045p^2 + 0,00000191pt - 0,0000265p z_1 + 0,00000279 t^2 + 0,000166 t z_1 + 0,0025 z_1^2;$$

III класс:

$$p_{\Gamma} = 0,8209 - 0,00125p + 0,001335t + 0,02892 z_1 + 0,0000093p^2 -$$

$$- 0,0007p z_1 + 0,00000673t^2 + 0,00033 t z_1 + 0,00487 z_1^2;$$

IV класс:

$$p_{\cdot} = 0,8209 - 0,00486p + 0,001332t + 0,00000421 p^2 + 0,00000335t + + 0,003698 z_1^2 + 0,034505 z_1 + 0,00000306pt + 0,000227 t z_1.$$

8.11. Оценка начальных и текущих запасов газа по материалам анализа разработки

Учет объемных и динамических характеристик залежи при уточнении запасов газа. Сопоставление различных методов подсчета начальных запасов газа показывает, что часто их результаты не совпадают. Очевидно, это связано с наличием систематических ошибок при применении того или иного метода. Например, результаты пересчета начальных запасов газа сеноманской залежи Вынгапуровского месторождения, проведенного объемным методом и методом материального баланса, представленные ГКЗ СССР в 1987 г., различались на 25-30 %. При правильном применении различных методов и полном учете факторов, определяющих величину запасов газа, оценки, проведенные различными способами, должны совпадать.

В условиях разрабатываемых газовых залежей на севере Тюменской области особое значение приобретает вопрос о количестве воды, внедрившейся в продуктивные отложения. При этом объем обводнения может быть рассчитан двумя способами – объемным методом и методом материального баланса. Но для того и другого способа необходимо достаточно достоверно знать емкостные параметры залежи.

Первым способом объем внедрившейся воды вычисляется следующим образом:

$$Q_{\epsilon_1} = Fh_{ГВК} K_{ПЕС} K_{П} (K_{ГН} - K_{ГО}), \quad (8.29)$$

где Q_{ϵ_1} – объем внедрившейся воды, подсчитанный объемным методом;

F – площадь залежи;

$K_{ПЕС}$ – коэффициент песчанности в обводненной зоне;

$K_{П}$ – коэффициент пористости;

$K_{ГН}, K_{ГО}$ – коэффициенты начальной и конечной газонасыщенности соответственно.

Вторым способом:

$$Q_{\epsilon_2} = \frac{Q_D(t) - \Omega_H [\bar{P}_n - \bar{P}(t)]}{\bar{P}(t)}, \quad (8.30)$$

где Q_{ϵ_2} – объем внедрившейся воды, подсчитанный методом материального

баланса;

$Q_D(t)$ – накопленная добыча газа к моменту времени;

Ω_H – начальный эффективный поровый объем залежи;

$\bar{P}_H, \bar{P}(t)$ – начальное и текущее приведенные пластовые давления соответственно.

Выразим Q_{e_1} и Q_{e_2} через величину начальных запасов газа. Учитывая, что

$$Q_3 = F h_{об} K_{ПЕС} K_{П} K_{ГН} \bar{P}_H, \quad (8.31)$$

где $h_{об}$ – средняя общая толщина залежи, и принимая равенство параметров в газовой и обводненной частях залежи, получим

$$Q_{B_1} = Q_3 \frac{h_{ГВК}}{h_{об} \bar{P}_H} \left(1 - \frac{K_{ГО}}{K_{ГН}} \right), \quad (8.32)$$

Из (8.32) имеем

$$Q_{e_2} = \frac{Q_D(t)}{\bar{P}(t)} - Q_3 \left[\frac{1}{\bar{P}(t)} - \frac{1}{\bar{P}_H} \right]. \quad (8.33)$$

Из анализа приведенных формул следует, что чем большая величина запасов газа получена объемным методом, тем больше (при прочих равных условиях) рассчитанный объем внедрившейся в залежь воды. В случае применения метода материального баланса эта зависимость имеет обратный вид. Иными словами, увеличение запасов газа (завышение емкостных параметров) объемным методом ведет к увеличению объема внедрившейся воды, что, в свою очередь, снижает рассчитанную величину начальных запасов газа по методу материального баланса. В такой постановке задача подсчета начальных запасов свободного газа должна решаться как оптимизационная.

Решая систему уравнений (8.32) и (8.33), получим величины начальных запасов газа и объемов внедрившейся воды, удовлетворяющие одновременно условиям объемного метода и метода материального баланса:

$$Q_3 = \frac{\bar{P}_H Q_{B_1}(t)}{\bar{P}(t) \frac{h_{ГВК}}{h_{об}} \left(1 - \frac{K_{ГО}}{K_{ГН}} \right) + \bar{P}_H - \bar{P}(t)}. \quad (8.34)$$

Полученная формула справедлива в случае, если объем залежи в процессе разработки дренируется полностью. В результате расчетов получена ве-

личина начальных запасов свободного газа на 13-17 % ниже утвержденных ГКЗ в 1987 г. Такой величине запасов газа соответствует объем обводнения на дату подсчета около 10 % залежи.

Как следует из расчетов, метод материального баланса менее чувствителен к обводнению залежи, чем объемный метод. Так, изменение объема обводнения на 20 усл. ед. ведет к изменению запасов на 0,25 % при расчете по материальному балансу и почти на 1 % – объемным.

Предложенная методика достаточно эффективна и проста в использовании, но требует знания таких параметров обводненной зоны, как средняя высота подъема ГВК и величина остаточной газонасыщенности. Но в условиях сеноманских газовых месторождений определение именно этих параметров вызывает затруднения, поскольку система контроля за обводнением залежей обладает рядом недостатков: малое количество «глухих» наблюдательных скважин, низкая разрешающая способность геофизических методов определения текущей газонасыщенности и др.

8.12. Разработка новых методов геолого-гидродинамического моделирования газовых залежей

Системный подход к стратегии эффективной разработки газовых залежей. Рассмотрим процесс разработки газовой залежи с позиций системного подхода. При этом под *системой* понимается множество элементов, находящихся в отношениях и связях друг с другом, которые образуют единое целое.

Максимальная степень упрощения описания сложного объекта достигается с применением принципа иерархичности, означающего существование естественной иерархической структуры сложного объекта, которая вскрывается путем *декомпозиции*. Барьер сложности описания объекта, когда аналитику трудно мысленно охватить все многообразие взаимосвязей в состояниях объекта, может быть обойден расчленением последнего на достаточно простые части. Вследствие чрезмерной сложности реальных объектов такая стратегия позволяет упростить их информационное описание.

Декомпозиция структуры объекта приводит к представлению объекта в виде многоуровневой модели, составленной из подсистем, которые являются компонентами объекта. На рис. 8.8 схематично изображен принцип декомпозиции объекта исследования – системы разработки газовой залежи массивного типа. Система представляет собой взаимосвязь двух противоположных по своей сущности компонентов – природного (газовая залежь) и технического (добывающие скважины, система транспорта газа и т. д.). Кроме своей сути, компоненты системы отличаются также и физикой про-

исходящих в них процессов при нарушении естественного состояния системы. Область взаимодействия добывающих скважин и продуктивного пласта объединяет свойства обоих компонентов.

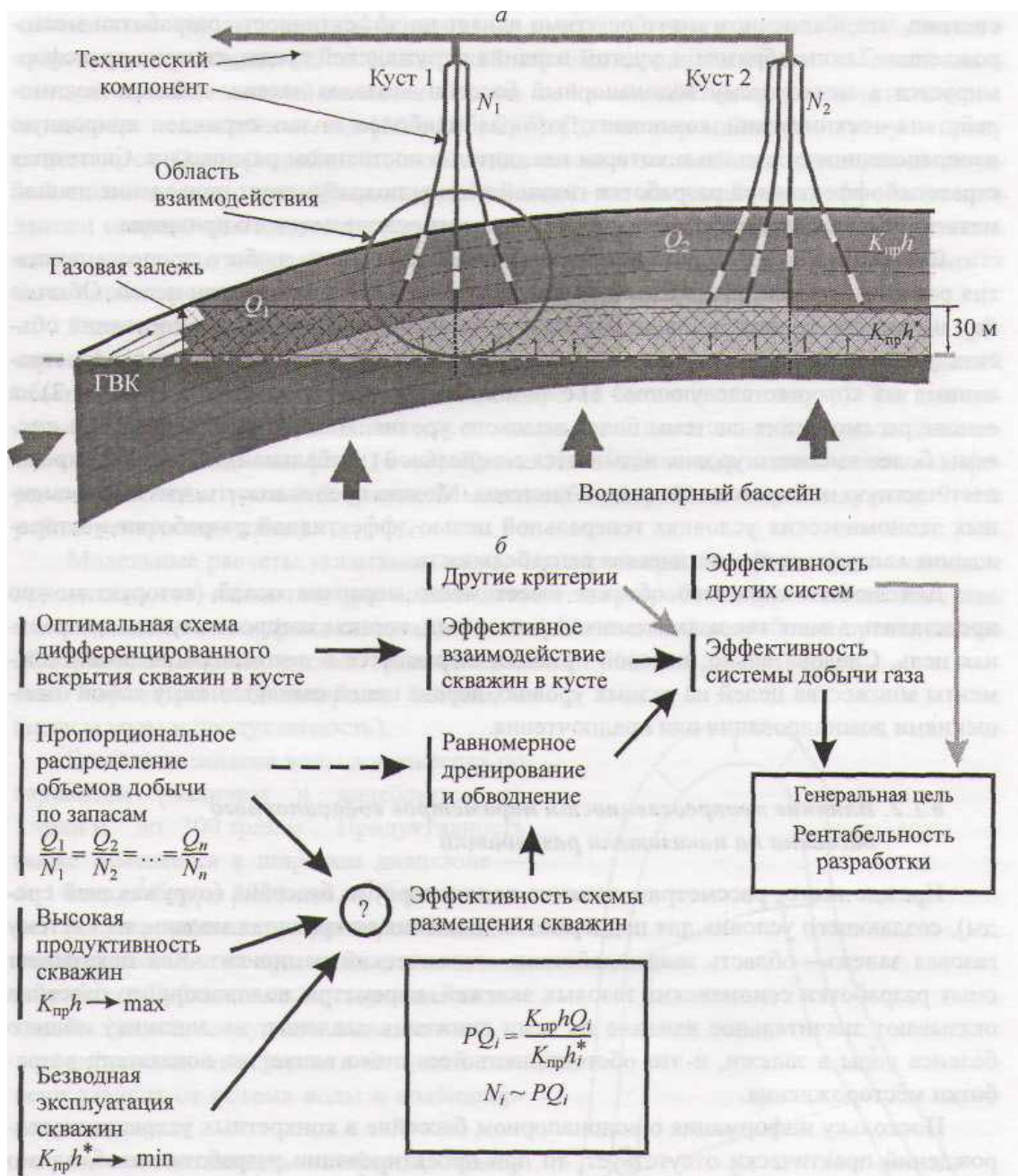


Рис. 8.8. Системная стратегия эффективной разработки газовой залежи массивного типа.

а - декомпозиция метасистемы «водонапорный бассейн - газовая залежь - область взаимодействия - технический компонент»; Q_i - запасы газа, активно дренируемые кустом; N_i - число скважин в кусте; *б* - фрагмент дерева целей

Изучение области взаимодействия газовой залежи и элементов технического компонента – наиболее актуальная задача в процессе моделирования

и управления разработкой. Синтез новых методов оптимизации добычи газа в рассматриваемой подсистеме является ключом для решения многих проблем эффективной разработки газовых залежей.

Реальная динамика системы «газовая залежь – область взаимодействия – технический компонент» будет нарушена без учета ее взаимодействия с окружающей средой. Взаимосвязанная совокупность рассматриваемой системы и окружающей среды называется *метасистемой*. Одной из важнейших задач системного анализа является определение границы, разделяющей метасистему на систему и окружающую среду, а также определение границы, отделяющей среду от остального мира. Окружающая среда имеет существенные связи с системой, а связи между метасистемой и остальным миром несущественны.

Как показывает опыт разработки сеноманских газовых залежей, водонапорный бассейн является внешним источником пластовой энергии, оказывающим доминирующее влияние на энергоемкость в залежи и на динамику общего баланса воды в системе, что, в конечном итоге, ощутимо влияет на эффективность разработки месторождения. Таким образом, с учетом влияния окружающей среды, система трансформируется в метасистему водонапорный бассейн – газовая залежь – область взаимодействия – технический компонент, которая наиболее полно отражает природную неопределенность модели и которая находится в постоянном равновесии. Системная стратегия эффективной разработки газовой залежи подразумевает приведение данной метасистемы в желаемое финальное состояние на основе целевого принципа.

Сущность *целевого принципа* состоит в том, что анализ любого процесса принятия решения должен начинаться с выявления и четкой формулировки целей. Обычно под целью понимается желаемый результат деятельности, желаемое состояние объекта управления. Цель определяется различными способами, наиболее распространенные из которых следующие: 1) с помощью экспертной оценки ситуации; 2) на основе рассмотрения системы более высокого уровня. В последнем случае цель системы более высокого уровня называется *генеральной* (глобальной), которая и определяет частную цель рассматриваемой системы. Можно предположить, что в современных экономических условиях генеральной целью эффективной разработки месторождения является ее экономическая рентабельность.

Для любого сложного объекта имеет место иерархия целей, которую можно представить в виде так называемого *дерева целей*, корнем которого служит генеральная цель. Следовательно, целевой принцип выражается в декомпозиции целей: элементы множества целей на разных уровнях дерева целей связаны между собой отношениями доминирования или предпочтения.

Влияние неопределенности параметров водонапорного бассейна на показатели разработки. Прежде всего, рассмотрим влияние водонапорного бассейна (окружающей среды), создающего условия для поддержания дав-

ления на границах модели, на систему «газовая залежь-область взаимодействия-технический компонент». Как показывает опыт разработки сеноманских газовых залежей, параметры водонапорного бассейна оказывают значительное влияние на темп снижения давления, на динамику общего баланса воды в залежи, и это обстоятельство ощутимо влияет на показатели разработки месторождения.

Поскольку информация о водонапорном бассейне в конкретных условиях месторождений практически отсутствует, то при проектировании разработки необходимо учитывать ту степень неопределенности, с которой приходится принимать проектные решения и осуществлять гидродинамическое моделирование. На примере сеноманской залежи Губкинского месторождения с нашим участием проведен анализ влияния неопределенности параметров водонапорного бассейна на показатели разработки газовых залежей.

При расчетах показателей разработки с использованием комплексов трехмерного газогидродинамического моделирования для регулирования темпа снижения давления в модели и внедрения воды к модели подключается несколько аквиферов. Под аквиферами понимаются модели водоносных пластов, имеющие конечные размеры и соединенные с блоками трехмерной гидродинамической модели. Аквиферы учитывают влияние водонапорного бассейна и создают условия для поддержания давления на границах модели и общего баланса воды. В зависимости от вида залежи и наличия информации о водонапорном комплексе выбираются тип и количество аквиферов: численных или аналитических (модель Фетковича, Картера – Трейси и др.). Так как сеноманские газовые залежи приурочены к верхней части апт-альб-сеноманского водонапорного комплекса, отличительной чертой гидродинамических моделей сеноманских газовых залежей является *наличие подошвенных аквиферов*, учитывающих активность подошвенных вод. До сих пор мнения по этому вопросу разделяются. Опыт разработки сеноманских газовых залежей, находящихся на поздней стадии эксплуатации (Вынгапур, Медвежье), все же доказывает, что обводнение залежи сопровождается внедрением как краевой, так и подошвенной воды, а степень влияния того или иного фактора на обводнение зависит от многих причин и может быть смоделировано.

Рассмотрим схему подключения аквиферов к блокам трехмерной модели Губкинского месторождения подробнее. К моделям сеноманских залежей обычно подключаются пять аквиферов (четыре по бокам и один снизу). Так как модель Губкинского месторождения имеет выклинивающиеся слои, для них подключены индивидуальные аквиферы (6 - 8). Кроме этого, заданы два подошвенных аквифера, соединенных с нижней границей модели (5 - в районе южного купола, 9 - в районе северного купола).

Модельные расчеты указывают на то, что параметры аквиферов (запасы воды и продуктивность) влияют на прогнозные показатели разработки (уровень добычи газа, пластовое давление и фонд скважин). Расчеты показателей

разработки проведены по 20 вариантам, в каждом из которых изменялись параметры водонапорных бассейнов (запасы воды и продуктивность).

Величины запасов воды в аквиферах по вариантам различны и колеблются от 1 трлн м³ до 300 трлн м³. Продуктивность также изменяется в широком диапазоне – от 1 тыс. м³/бар до 2000 тыс. м³/бар.

Анализ влияния параметров водонапорного бассейна на прогнозные показатели разработки Губкинского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- активность аквиферов в большой степени зависит от объема воды в водонапорном комплексе;
- высокая активность аквиферов, с одной стороны, обеспечивает частичное поддержание пластового давления, а с другой, является причиной быстрого обводнения скважин;
- при проектировании разработки крупных газовых залежей необходимо дополнительно рассматривать варианты с различной активностью водонапорного бассейна и оценивать степень риска и эффективности разработки при высокой активности;
- для эффективного контроля за обводнением залежи и достоверного прогнозирования активности водонапорного комплекса необходимо постоянное отслеживание информации о текущем подъеме ГВК и пластовом давлении на периферийных и законтурных участках залежи.

Таким образом, результаты исследования процесса обводнения сеноманских залежей на трехмерных газогидродинамических моделях в очередной раз доказывают, что разработка газовых месторождений севера Тюменской области ведется в условиях активного внедрения подошвенной воды и влияние окружающей среды оказывает определяющее воздействие на динамику всей метасистемы. Это обстоятельство необходимо учитывать еще на этапе первичного проектирования, используя максимальный объем геолого-промысловой информации для решения задач оптимизации разработки газовых залежей с учетом их обводнения.

8.13. Критерии оптимизации размещения кустов эксплуатационных скважин

Результаты исследований, направленных на изучение региональной проблемы обводнения газовых залежей, а именно, на анализ влияния активности водонапорного бассейна на динамику технологических показателей разработки газовых залежей, показали, что решение проблемы следует искать в более детальном рассмотрении объектов, с которыми взаимодействует окружающая среда. В рамках системы «газовая залежь – область взаимодействия – технический компонент» в качестве таких объектов выступают облас-

ти взаимодействия элементов технического компонента с газовой залежью – участки залежи с максимальной концентрацией добывающих скважин (районы кустов), которые являются источниками возмущений во всей метасистеме. В условиях однозначной реакции окружающей среды (водонапорного комплекса) на истощение газовой залежи можно сформулировать основную цель эффективной разработки последней – минимальное и равномерное воздействие технического компонента на водонапорный бассейн посредством энергии самой газовой залежи.

В тех случаях, когда неясны либо неизвестны способы достижения цели, можно говорить о проблеме, понимая ее как потенциальную цель. Такой взгляд на проблему позволяет иначе определить проблемную область системы как совокупность описаний всех возможных ситуаций, связанных с решением различных прикладных задач, направленных на достижение целей системы. Поэтому сначала сформулируем проблемы разработки газовых залежей (в рамках области взаимодействия геологического и технического компонентов):

- неравномерное дренирование залежи;
- низкая продуктивность скважин;
- обводнение добывающих скважин.

Перечисленные проблемы можно решить одновременно в рамках одной задачи, оптимально разместив добывающие скважины по площади залежи, соблюдая следующие условия:

- для обеспечения равномерного дренирования залежи величины отборов газа по кустам должны быть пропорциональны запасам, дренируемым кустами;
- продуктивные характеристики перфорированной части залежи и фильтрационные параметры пласта в районах кустов скважин должны быть максимально высокими;
- темп продвижения подошвенной воды в районах расположения кустов должен быть минимальным.

С использованием технологий трехмерного моделирования и современных возможностей вычислительной техники для обработки значительных объемов информации, сконцентрированной в цифровых геологических моделях, появляется возможность количественно оценить степень выполнения перечисленных условий в уже имеющихся схемах размещения скважин. В соответствии с принципом осуществимости целей обозначим основные критерии, численно характеризующие степень осуществимости поставленных целей.

1. Равномерность дренирования. Для выполнения этого условия величины отборов газа по кустам эксплуатационных скважин должны быть пропорциональны запасам, дренируемым кустами. В свою очередь, величина

на отбора газа по кустам пропорциональна числу скважин в кустах при условии равенства продуктивных характеристик скважин, пробуренных в разных районах месторождения.

От равномерного дренирования залежи зависят многие показатели эффективности системы добычи газа. К ним относятся: пропорциональное снижение пластового давления в зоне отбора и, как следствие, близкие технологические режимы работы скважин (дебиты и устьевые давления); равномерное обводнение залежи без образования локальных конусов воды и др.

Анализ материалов разработки Ямбургского, Уренгойского, Комсомольского и других месторождений показал наличие связи между величиной дренируемых запасов и числом скважин в кусте. По сеноманской залежи Уренгойского месторождения дренируемые запасы колеблются от 26 до 41 млрд м³ для кустов из трех скважин, от 16 до 48 млрд м³ для кустов из четырех скважин, а для кустов из пяти скважин дренируемые запасы газа достигают более 50 млрд м³.

Объем дренируемых запасов определяется графически, методом падения пластового давления либо объемным методом с использованием гидродинамического моделирования (например, расчетами «трубок тока»). Газогидродинамические расчеты показывают, что активно дренируемые запасы, как правило, сосредоточены в эксплуатационном поле. За пределами эксплуатационного поля (приблизительно 1,5 - 2 км) кусты газовых скважин обрабатывают залежь совместно. Можно предположить, что число скважин в кустах должно быть пропорционально объемам газа, которые распределяются между кустами так, как если бы залежь находилась в состоянии покоя.

2. Высокая продуктивность скважин. Результаты моделирования разработки газовых залежей кустами различной суммарной производительностью показали, что для коллекторов с проницаемостью более 0,5 мкм² количество скважин в кустах может достигать семи–девяти единиц, при этом сохраняется тенденция к росту дренируемых кустами запасов. Для коллекторов с проницаемостью 0,3-0,4 мкм² их число ограничивается четырьмя – пятью единицами.

Таким образом, можно сделать вывод, что в районах залежи, имеющих высокие продуктивные характеристики вскрываемых отложений, выгодно сгущать сетку добывающих скважин и увеличивать число скважин в кустах. Численное выражение потенциальной продуктивности скважин во вскрываемой части залежи хорошо отражается в параметре $kh_{эфф}$ (произведение проницаемости и эффективной газонасыщенной мощности пласта). За значение параметра можно принять суммарную величину $kh_{эфф}$ по ячейкам геологической модели, расположенным вдоль вертикальной оси куста от кровли до забоев скважин. При размещении кустов для обеспечения высокой продуктивности добывающих скважин необходимо выполнение условия $kh \longrightarrow \max$.

3. Низкий темп продвижения подошвенной воды. Как оказывает опыт разработки сеноманских залежей, коллекторы сеноманских толщ отличаются очень высокими продуктивными характеристиками. Проницаемость достигает значений 2,4-2,8 мкм², в среднем составляя 0,6-1,0 мкм². Это обстоятельство является причиной не только высокой продуктивности газовых скважин, но также их быстрого обводнения.

Для предотвращения преждевременного обводнения при разбуривании сеноманских залежей с большим этажом газоносности в эксплуатационных скважинах обычно оставляют невскрытым слой толщиной 25-30 м выше начального ГВК. В условиях высокой активности подошвенных вод этот слой обводняется первым и может являться как литологическим окном для прорыва воды к скважинам куста, так и экраном, в зависимости от его литологического состава. Таким образом, можно предположить, что ухудшенные фильтрационные характеристики данного слоя в районе расположения куста (особенно проводимость по вертикали) способствуют большему периоду безводной эксплуатации скважин. В качестве численного выражения критерия безводной эксплуатации, как и для предыдущего пункта, можно принять суммарную величину $kh_{эфф}$ по ячейкам геологической модели, расположенным вдоль вертикальной оси куста в 30-метровом слое от забоев скважин до ГВК. Однако, в отличие от предыдущего критерия, для обеспечения низкого темпа внедрения подошвенной воды необходимо выполнение условия $kh^* \rightarrow \min$.

Использование трехмерных цифровых геологических моделей сеноманских залежей, методов системного анализа и обработки информации приводит к необходимости пересмотра сложившихся взглядов на размещение кустов и обоснование числа скважин в них. Так, например, для решения проблемы обоснования количества скважин в кустах все три перечисленные критерия оптимальности можно учесть в специально введенном параметре – *приведенные запасы куста (PQ)*.

Как следует из физического определения параметра PQ , эффективно работающим будет куст с самым высоким значением этого параметра, поэтому число скважин в таком кусте может быть максимальным. При этом скважины куста имеют высокие фильтрационные характеристики перфорированной части разреза и высокие значения активно дренируемых запасов одновременно с ухудшенными коллекторскими свойствами между забоями и ГВК и, следовательно, низкий прогнозируемый темп внедрения подошвенной воды.

Для проверки предложенного подхода с нашим участием проведен анализ эффективности размещения кустов эксплуатационных скважин на Заплярном месторождении с позиций их потенциальной продуктивности и обводнения.

Проектирование разработки сеноманской газовой залежи Заполярного месторождения проводилось с использованием двумерной сеточной модели, недостатком которой является отсутствие возможности моделирования строения залежи по вертикали. Трехмерная геолого-газогидродинамическая модель сеноманской залежи позволяет более обоснованно подойти к решению вопросов ее разработки.

Для расчета значений активно дренируемых запасов по кустам (критерий 1) эксплуатационное поле Заполярного месторождения разделено на кустовые блоки (рис. 8.9). Каждый блок состоит из 10-24 слоев от кровли до ГВК с распределенными коэффициентами пористости, проницаемости и песчаности.

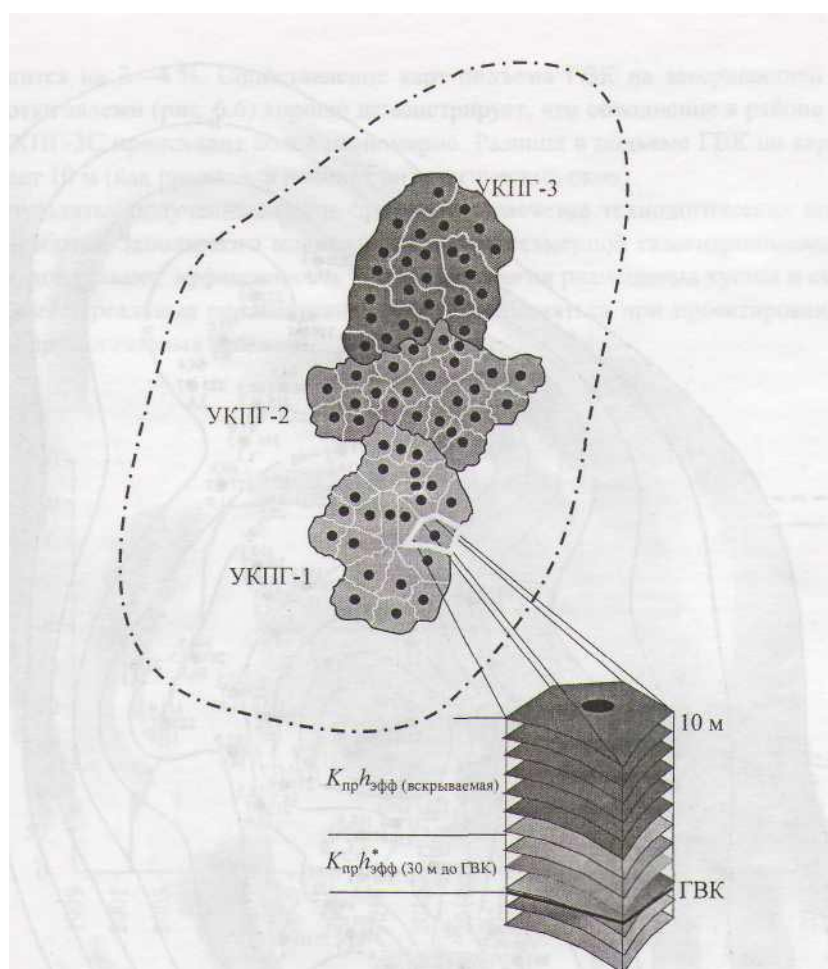


Рис. 8.9. Разбиение эксплуатационного поля Заполярного месторождения на блоки, активно дренируемые кустами скважин

Для определения числовых значений критериев и на основе трехмерной геологической модели Заполярного месторождения были построены карта распределения $K_{пр} h_{эфф}^*$ вскрываемой части пласта и карта распределения средней проницаемости 30-метрового слоя от ГВК до забоев скважин. На

основе этих цифровых карт получены значения $K_{np}h$ и $K_p h^*$ для проектных кустов эксплуатационных скважин.

Оказалось, что многие кусты расположены в зонах потенциального обводнения, а анализ значений PQ показывает несоответствие числа скважин значению этого параметра по некоторым кустам. В связи с этим была выдвинута гипотеза о возможности улучшения показателей разработки Заполярного месторождения корректировкой количества скважин в кустах на УКПГ-2С и УКПГ-3С пропорционально параметру PQ , оставляя общий фонд скважин неизменным.

При перераспределении скважин их число в кустах, расположенных в зонах потенциального обводнения, уменьшилось, а в зонах литологических экранов - увеличилось. Необходимо заметить, что при этом увеличилось и число скважин в кустах на краях эксплуатационной зоны.

Эффективность откорректированной схемы размещения скважин доказана расчетами на трехмерной газогидродинамической модели. Прогнозные расчеты по первому варианту предусматривали разработку сеноманской залежи схемой кустования, принятой в последнем проекте разработки. Вторым вариантом предусматривается перераспределение скважин в кустах УКПГ-2С и УКПГ-3С при неизменном общем фонде и расположении кустовых площадок. Для проверки устойчивости прогнозных показателей разработки в условиях интенсивного обводнения задана максимальная активность водонапорного бассейна.

Сопоставление прогнозной динамики фонда скважин и внедрения воды по вариантам (рис. 8.10) показывает улучшение показателей разработки в варианте оптимизации по сравнению с ранее принятым числом скважин в кустах. Как показали расчеты, снизится общий темп выбытия скважин по причине обводнения. На 2019 г. (начало периода падающей добычи) по варианту оптимизации действующий фонд скважин составит 323 ед. против 303 ед. по ранее принятой схеме. Суммарный объем внедрившейся воды в эксплуатационные зоны УКПГ-2С и 3С на конец разработки уменьшится на 3-4 %. Сопоставление карт подъема ГВК на завершающей стадии разработки залежи хорошо демонстрирует, что обводнение в районе УКПГ-2С и УКПГ-3С происходит более равномерно. Разница в подъеме ГВК по вариантам достигает 10 м (как правило, в районах литологических окон).

Результаты, полученные после проведения расчетов технологических показателей разработки Заполярного месторождения на трехмерной газогидродинамической модели, доказывают эффективность новой технологии размещения кустов и скважин. Метод имеет реальные перспективы и может применяться при проектировании разработки других газовых залежей.

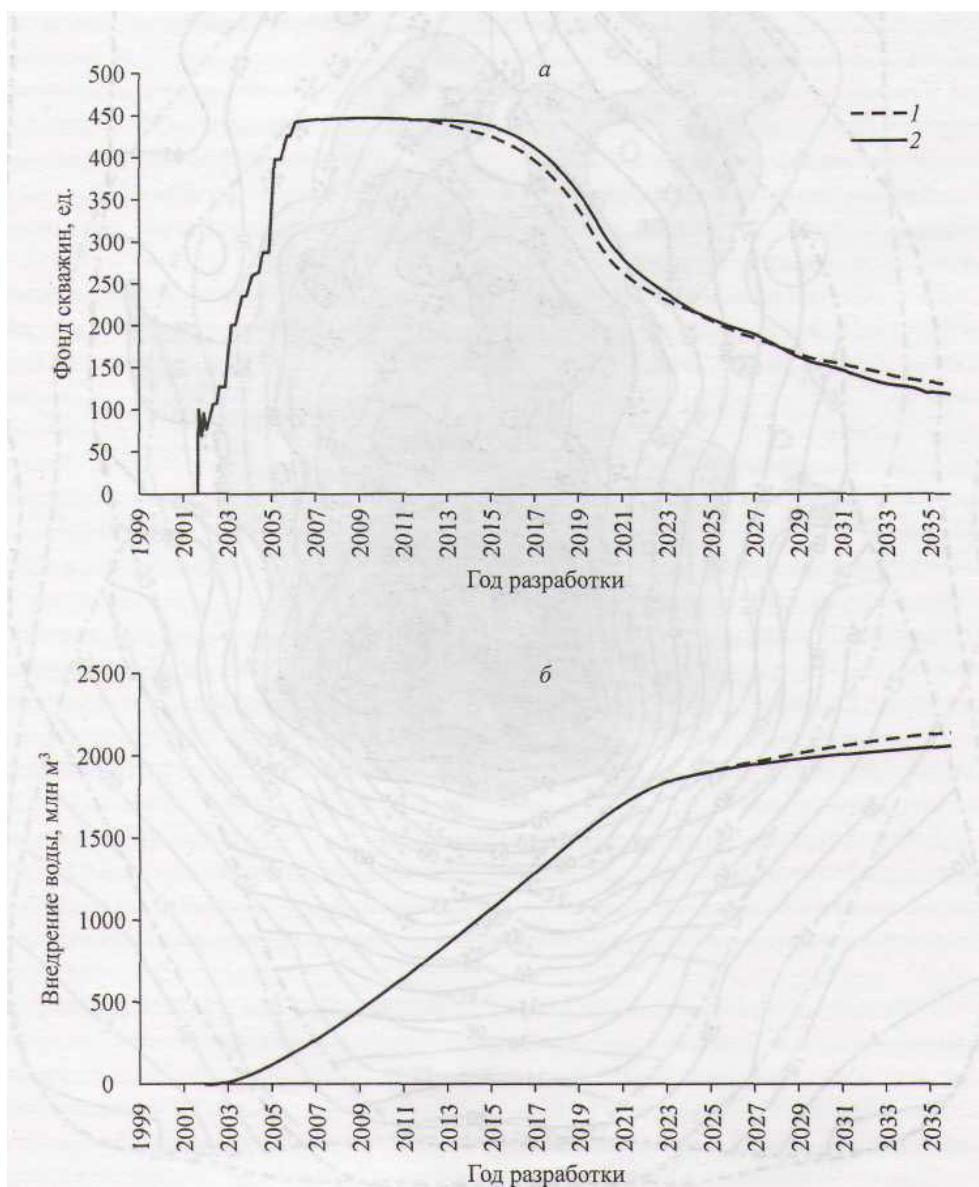


Рис. 8.10. Прогнозная динамика показателей обводнения Заполярного месторождения (на январь соответствующего года):
 а - общий фонд скважин месторождения; б - объем внедрения воды в эксплуатационные зоны УКПГ-2С и УКПГ-3С; 1 - проектный вариант; 2 - вариант оптимизации

Оптимизация схемы дифференцированного размещения газовых скважин в кусте. В результате последовательной декомпозиции выявляется множество свойств элементов предметной области и взаимосвязей между ними. Однако, исходя из целей решаемых задач и требований прикладного программирования, необходимо из указанного множества свойств и взаимосвязей отобрать лишь существенные, наиболее важные.

Отличительной особенностью систем разработки газовых месторождений севера Тюменской области является использование кустового размеще-

ния скважин и дифференцированное вскрытие продуктивного горизонта. В настоящее время большинство скважин кустов сеноманских газовых залежей проводятся наклонно направленным способом, с отклонением от устья 150-300 м и с входом в продуктивный пласт под углом 20-45°. Количество скважин в кусте изменяется от двух-трех (Вынгапуровское, Губкинское) до семи-восьми (Заполярье, Ямбургское). Величина интервала перфорации в каждой эксплуатационной скважине составляет 20-30 % от общей вскрываемой мощности газонасыщенного разреза, что обеспечивает равномерную выработку запасов газа по разрезу.

Анализ дерева целей показывает, что эффективность системы добычи газа зависит не только от оптимального размещения кустов эксплуатационных скважин по площади залежи, но и от эффективного взаимодействия самих скважин в кусте. Как показывает опыт разработки сеноманских газовых залежей, имеющих значительную газонасыщенную толщину (до 250 м), взаимодействие скважин в кусте во многом определяется выбранной схемой дифференцированного вскрытия скважин. Таким образом, в результате системного анализа эффективности добычи газа выявляется еще один аспект функционирования системы «газовая залежь-область взаимодействия-технический компонент», а именно, вопрос о динамике и эффективности процессов, происходящих внутри самой области взаимодействия.

На первом этапе разработки газовых месторождений к системе вскрытия предъявлялось два основных требования: обеспечение равномерности дренирования продуктивного разреза и максимально продолжительной безводной эксплуатации скважин. Как показывает опыт эксплуатации скважин Уренгойского и Медвежьего месторождений, рациональная схема вскрытия скважин в кусте должна удовлетворять следующим условиям:

1. Распределение интервалов перфорации вдоль стволов скважин должно соответствовать распределению запасов по слоям залежи. Анализ существующих схем на ряде газовых месторождений показал, что вскрытие верхней, средней и нижней частей газонасыщенного разреза по скважинам кустов распределено в пропорции 3 : 2 : 1.

2. Контроль за снижением пластового давления. В ряде случаев чрезмерно большие интервалы перфорации эксплуатационных скважин исключают возможность контроля за распределением пластового давления по разрезу, в результате чего в случае неравномерной отработки залежи невозможно своевременно принять необходимые меры. При газонасыщенной толщине 100-200 м достаточно перфорировать 30-40 м продуктивного разреза для обеспечения проектной продуктивности скважины, при этом интервал перфорации распределяется равномерно вдоль ствола, соблюдая пропорции п. 1.

3. Обеспечение минимума потерь пластового давления за счет взаимодействия скважин. На ряде кустов избыточное количество скважин, вскрывающих отдельные участки продуктивного разреза в непосредственной близости друг от друга, приводит к повышенному падению пластового давления в зоне расположения интервалов перфораций этих скважин.

4. Эффективная работа скважин в один шлейф. Практика показала, что при работе нескольких эксплуатационных скважин в один шлейф отдельные эксплуатационные скважины работают с дебитами, существенно отличающимися от оптимальных. Результаты исследований скважин на стационарных режимах фильтрации показывают, что при одной и той же депрессии на пласт дебиты скважин некоторых кустов отличаются в несколько раз. Таким образом, скважины в кусте должны иметь приблизительно одинаковую продуктивность, которая определяется фильтрационными характеристиками перфорируемых пластов.

Схема дифференцированного вскрытия считается оптимальной при выполнении каждого из четырех условий. Предложенная методика - аналитический подход к решению проблемы эффективности взаимодействия скважин в кусте. На практике многие факторы, характеризующие совместную работу скважин, не поддаются ни количественному, ни качественному описанию. Влияние взаимодействия скважин на динамику всей системы с определенной долей условности может продемонстрировать анализ газогидродинамических расчетов на трехмерной модели, а окончательный выбор дифференцированной схемы вскрытия определяется опытным специалистом.

8.14. Совершенствование методов газогидродинамического моделирования режимов работы газовых скважин

Теоретические аспекты моделирования газогидродинамических систем. Основной целью проведения газогидродинамических расчетов является прогнозирование технологических показателей разработки и режимов работы скважин (дебитов скважин, пластовых и устьевых давлений и т. д.), а также получение картины распределения давления и насыщенностей в объеме залежи. Задачи такой сложности решаются на высокопроизводительных компьютерах с использованием методов дискретной математики. Значительное время расчета занимает решение систем уравнений для блоков газогидродинамической сетки, из которых состоит модель. При этом дифференциальные уравнения фильтрации многофазного флюида преобразуются в конечно-разностные аналоги, дискретно описывающие энерго- и массообмен

между блоками. «Возмутителями» в системе являются блоки, в которых находятся скважины.

Известны два способа решения уравнений фильтрации, применяемых при моделировании. Это метод, при котором используется явная разностная схема для расчета насыщенности (метод, неявный по давлениям - явный по насыщенностям), и другой метод, при котором используется неявная разностная схема как для расчета давления, так и для определения насыщенностей (метод, неявный по давлениям - неявный по насыщенностям). Эти методы различаются конечно-разностными уравнениями и степенью сложности.

В программном комплексе Eclipse 100 [48] имеется возможность использовать полностью неявный (Fully implicit) [48], неявный по давлению - явный по насыщенностям (IMPES - Implicit Pressure Explicit Saturation) и адаптивный неявный (AIM - Adaptive Implicit Method) методы решения систем дифференциальных уравнений фильтрации в ячейках модели. Полностью неявный метод потенциально устойчив и может использоваться для решения сложных задач. IMPES-метод, наоборот, потенциально неустойчив, имеет меньшую сходимость и иногда работает быстрее, чем полностью неявный метод. Он может быть использован для решения «легких» задач, таких как настройка истории, в которых временные шаги обычно короткие.

Полностью неявный метод эффективно применяется для запуска задач «модели черной нефти» (одно-, двух- и трехфазные системы), обычно с разбиением на относительно большие временные шаги. Как полностью неявный, так и IMPES-метод могут переключаться между собой в процессе одного расчета.

Процедура расчета остатка в методе, неявном по давлению - явном по насыщенностям, аналогична процедуре, используемой в полностью неявном методе, кроме того, что все потоки и отборы из скважин рассчитываются с использованием насыщенностей (или R_s , R_v) в начале каждого временного шага:

$$R = \frac{M_{t+dt} - M_t}{dt} + F(P_{t+dt} \cdot S_t) + Q(P_{t+dt} \cdot S_t). \quad (8.35)$$

Значения массы M_{t+dt} оцениваются с использованием и давлений, и насыщенностей в конце каждого временного шага. При этом уравнение нелинейного остатка ($R = 0$) решается легче, потому что в данном случае нелинейность не возникает из относительной фазовой проницаемости, которая остается постоянной на протяжении временного шага.

Линейное уравнение решается проще, так как векторы потоков относительно насыщенностей равны нулю. Уравнения решаются последовательно: сначала для давлений, затем для изменения насыщенностей. В этом заклю-

чается отличие данного метода от полностью неявного метода, где линейные уравнения решаются одновременно.

Величина временного шага выбирается автоматически, при этом величина насыщенности должна изменяться не более чем на 5 %. Кроме того, сходимость временного шага принимается, если максимальное значение изменения насыщенности меньше, чем 10 %, и максимальное изменение давления меньше 1,37 МПа.

Моделирование вскрытия пласта. Добывающие скважины являются первым звеном технического компонента, взаимодействующего с геологическим компонентом системы разработки залежи. Именно за счет отбора нефти или газа из залежи приводится в движение вся система. Работа скважин является источником возмущений.

Степень влияния отдельной скважины на распределение и темп падения пластового давления зависит как от фильтрационно-емкостных характеристик пласта в районе скважины, так и от индивидуального уравнения притока. Большинство программных комплексов трехмерного моделирования (Eclipse, VIP) позволяют точно моделировать работу скважины в соответствии с ее уравнением притока, полученным при обработке результатов исследований, а также учесть эффекты высокоскоростной фильтрации флюидов и нарушение закона Дарси вблизи призабойной зоны. Методы, применяемые в комплексах трехмерного газогидродинамического моделирования, позволяют моделировать ситуации, такие как наклонные и горизонтальные скважины, частично проникающие скважины и множественные вскрытия в пределах одной ячейки.

Скважина моделируется ячейками, которые она пересекает [48]. Фильтрационная модель является некоторой схематизацией геологической модели, причем ее слои могут вскрываться не полностью. В процессе расчетов используются центры вскрываемых ячеек, а несовершенство по степени и характеру вскрытия учитывается коэффициентами, входящими в формулу расчета проводимости «соединения». Применительно к ячейке трехмерной газогидродинамической модели (с учетом скин-эффекта и эквивалентного радиуса ячейки) уравнение притока к «соединению» записывается в следующем виде [48]:

$$q_{\phi l, j} = T_j \times M(p)_{\phi l} \times (P_{nl, j} - P_{заб, j}), \quad (8.36)$$

где $T_j = \frac{c\theta_j K_{np} h_j}{\ln(r_{o, j} / r_c) + S_j}$ – коэффициент проводимости для i -го соединения;
 $r_{o, j}$ – эквивалентный радиус ячейки, вскрываемой скважиной.

$$r_{0,j} = 0,28 \frac{\left[D_x^2 \left(\frac{K_y}{K_x} \right)^{1/2} + D_y^2 \left(\frac{K_x}{K_y} \right)^{1/2} \right]^{1/2}}{\left(\frac{K_y}{K_x} \right)^{1/4} + \left(\frac{K_x}{K_y} \right)^{1/4}}; \quad (8.37)$$

$c = 0,008527$ – постоянная для пересчета в метрическую систему единиц;

$r_{0,j}$ – коэффициент, учитывающий расположение траектории скважины в ячейке модели;

$K_{np} h_j$ – проводимость ячейки модели;

r_c – радиус скважины;

S_j – скин-фактор для j -го соединения;

$M(p)_{\phi n}$ – подвижность флюида;

$P_{nl}, P_{заб}$ – давления пластовое и забойное соответственно.

Каждое «соединение» имеет индивидуальный набор значений T_j (или $S_j, r_{o,j}, K_{np} h_j$).

Физический смысл проводимости «соединения» основывается на трехчленной формуле Писмана (8.37) и принимает во внимание следующие факторы:

- ориентацию скважины в пространстве;
- проницаемость блоков сетки;
- вскрываемую часть блока сетки;
- эффективный диаметр забоя скважины.

Скин-фактор S – величина, учитывающая несовершенство скважины по характеру вскрытия, и может принимать как положительные, так и отрицательные значения. Как дополнение к скин-фактору обычно понимают аргумент DQ_z , зависящий от величины дебита. Этим учитывается эффект высокоскоростной фильтрации газа вблизи призабойной зоны и отклонение ее характера от закона Дарси. Для задания параметров правильной работы модельной скважины необходимо определить скин-фактор S и высокоскоростной скин D по каждому «соединению».

Аналитическая модель водонапорного комплекса. В газогидродинамическом моделировании процесса разработки залежей нефти и газа вводится понятие «аквифер». Численные аквиферы целесообразно применять в условиях хорошей изученности водонапорного комплекса. Модели таких аквиферов представляют собой укрупненные блоки (соизмеримые с размерами модели), имеющие индивидуальные ФЕС и соединенные с ячейками модели. Уравнения фильтрации и материального баланса для блоков решаются численными методами.

Модели аналитических аквиферов применяют в условиях отсутствия информации о водонапорном комплексе. Кроме того, аналитические аквиферы удобно использовать для настройки модели, так как параметры водонапорного бассейна легко задаются и оказывают значительное влияние на динамику внедрения воды и темп снижения давления в залежи.

При моделировании аквиферов в сеноманских газовых залежах применялась аналитическая модель Фетковича [48]. В ней используется упрощенный метод, основанный на теории установившейся фильтрации воды, коэффициенте продуктивности аквифера и уравнении материального баланса между давлением в водоносном пласте и суммарным притоком воды.

Приток воды на границе модели описывается уравнением

$$Q_{ai} = \frac{d}{dt}(W_{ai}) = ja_i [P_a - P_i + \rho g(d_i - d_a)], \quad (8.38)$$

где Q_{ai} – приток воды из водоносного пласта к блоку сетки;

W_{ai} – суммарный приток воды из водоносного пласта к блоку сетки;

J – коэффициент продуктивности водоносного пласта;

α – площадь связи аквифера с сеткой трехмерной модели;

P_a – давление воды в водоносном пласте во время t ;

P_i – давление воды в соединительном блоке сетки;

ρ – плотность воды в водоносном пласте;

d_i – глубина блока сетки;

d_a – опорная глубина водоносного пласта.

Если аквифер соединяется с вертикальной стороной ячейки модели, тогда площади умножаются на коэффициент песчаности блока.

Снижение давления в водоносном пласте определяется уравнением материального баланса:

$$W_a = C_t V_{w0} (P_{a0} - P_a), \quad (8.39)$$

где W_a – суммарный приток воды из водоносного пласта;

C_t – суммарная сжимаемость водоносного пласта (вода + порода);

V_{w0} – начальный объем воды в водоносном пласте;

P_{a0} – начальное давление воды в водоносном пласте.

Характер притока воды из водоносного пласта по существу зависит от двух параметров - функции безразмерного времени и коэффициента продуктивности водоносного пласта.

Исходя из предположения, что давление в залежи равно давлению в соединительных блоках модели, и интегрируя уравнения (8.36) и (8.37),

средний объем внедрившейся воды в интервал времени Δt рассчитывают следующим образом:

$$\bar{Q}_{ai} = \alpha_i j (P_a - P_i + \rho g (d_i - d_a)) \left[\frac{1 - \exp(-\Delta t / T_c)}{\Delta t / T_c} \right]. \quad (8.40)$$

В конце каждого временного шага суммарный приток воды увеличивается, а давление пересчитывается по формуле (6.3).

Изменяя объем водоносного пласта и коэффициент продуктивности, модель Фетковича может описать любой темп внедрения воды из водоносного пласта - от стабильного до падающего. Если начальное давление в водоносном пласте нарушено, оно будет вычислено из (8.40) так, что водоносный пласт будет находиться в равновесии с залежью.

Принципы построения и инициализации газогидродинамических моделей сеноманских залежей. В условиях сложности геологического строения, больших размеров и значительного числа добывающих скважин имеется ряд особенностей создания газогидродинамических моделей сеноманских залежей. Основой для создания фильтрационной модели является геологическая модель залежи. При этом структурные поверхности и ФЕС пластов, слагающих залежь, переносятся на гидродинамический каркас. С одной стороны, фильтрационная модель должна отвечать требованиям ресурсов вычислительной техники, а с другой, - реально отражать геологическое строение залежи.

Построение модели начинается с создания сетки - геометрии трехмерных сеточных блоков [47,48]. Главным требованием для корректного ведения расчетов на модели является условие: между ячейками, в которых расположены скважины, должна быть как минимум одна ячейка. Для сокращения общего числа ячеек используется локальное измельчение сетки. При этом локальные измельчения целесообразнее располагать в районах кустов скважин [48].

Когда готова геометрическая основа модели, на нее переносятся ФЕС: пористость, проницаемость, песчанистость. Преимуществом локальных измельчений является высокая плотность сетки в районах кустов скважин. Это позволяет с высокой точностью учесть геологическое строение залежи в этих районах и, как следствие, подробнее отразить характер работы скважин в кусте и процесс обводнения.

После построения фильтрационной модели начинается этап *инициализации* - расчет проводимостей блоков модели, насыщение фильтрационной модели пластовыми флюидами (газом и водой), установление начальных условий в залежи (давление, температура, свойства газа и воды), установление

начального равновесия (положение ГВК, «переходная зона») и расчет запасов газа.

Основным недостатком трехмерных моделей сеноманских залежей до сих пор остается недостаточное экспериментальное обоснование свойств пластовой воды (сжимаемости и капиллярного давления). Нет достаточно точных данных и по фазовым проницаемостям в системе «газ-вода» [48]. Поэтому при адаптации моделей эти параметры наиболее часто подвержены изменениям.

С целью максимального приближения к реальным процессам, происходящим в залежи, особое внимание должно уделяться водонапорному комплексу.

В результате инициализации модели рассчитываются запасы газа и воды. Поскольку сеноманские газовые залежи имеют значительные размеры и их разработка ведется несколькими УКПГ (например, Медвежье, Уренгойское, Заполярное, Губкинское месторождения), вводятся несколько зон для отдельного подсчета запасов.

8.15. Промысловая подготовка газа

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат **тяжелых** углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов. Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение. Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов - снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании, большем, чем 0,01 мг в 1л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования. Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования. Поэтому его целесообразно отделить на промыслах. Задачами промысловой подготовки газа являются его очистка от мехпримесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа.

Очистка газа от механических примесей. Для очистки природного газа от мехпримесей используются аппараты 2-х типов: работающие по принци-

пу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители) и по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители).

Конструкция вертикального масляного пылеуловителя следующая. Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций: промывочной, в которой все время поддерживается постоянный уровень масла; осадительной, где газ освобождается от крупных частиц масла, и отбойной (скрубберной) секции, где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

Пылеуловитель работает следующим образом. Очищаемый газ входит в аппарат. Натекая на специальный козырек, он меняет направление своего движения. Крупные же частицы мехпримесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится и под действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее газ направляется в контактные трубки, увлекая за собой масло, которое обволакивает взвешенные частицы пыли.

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам стекают вниз. Наиболее легкие частицы из осадительной секции увлекаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Проходя через лабиринт перегородок, газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по дренажным трубкам в нижнюю часть пылеуловителя. Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок.

Наряду с «мокрым» для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и «сухое» пылеулавливание. Наибольшее распространение получили циклонные пылеуловители. Циклонный пылеуловитель работает следующим образом. Газ входит в аппарат и попадает в батарею циклонов. Под действием центробежной силы твердые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают в нижнюю часть аппарата, откуда выводятся через специальный патрубок. А очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок.

В товарном газе содержание мехпримесей не должно превышать $0,05 \text{ мг/м}^3$.

Осушка газа. Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе, газ охлаждают, дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля-Томсона охлаждается.

Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации. Эти установки очень сложны и дороги.

Технологическая схема абсорбционной осушки газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ) приведена на рис. 8.11. Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

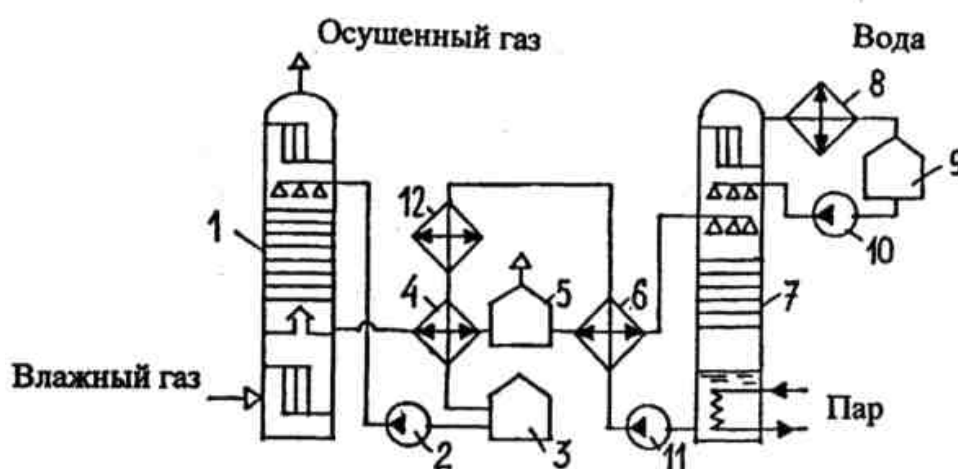


Рис. 8.11. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции:

1 - абсорбер; 2,10,11 - насосы; 3,9 - емкости; 4,6 - теплообменники; 5 - выветриватель; 7 - десорбер; 8 - конденсатор - холодильник; 12-холодильник

Работа десорбера основана на различной температуре кипения воды и абсорбента: для ДЭГ она равна $244,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, а для триэтиленгликоля (ТЭГ) $287,4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Технологическая схема осушки газа методом адсорбции приведена на рис. 8.12. Влажный газ поступает в адсорбер, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента – твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12 ... 16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер, а адсорбер отключают и выводят на регенерацию. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и др.

Очистка газа от сероводорода. Очистка газа от сероводорода осуществляется методами адсорбции и абсорбции. Принципиальная схема очистки

газа от H_2S методом адсорбции аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь. Принципиальная схема очистки газа от H_2S методом абсорбции приведена на рисунке 8.13. Очищаемый газ поступает в абсорбер и поднимается вверх через систему тарелок. Навстречу газу движется концентрированный раствор абсорбента. Роль жидкого поглотителя в данном случае выполняют водные растворы этаноламинов: моно-этанолamina (МЭА), диэтанолamina (ДЭА) и триэтанолamina. Температура кипения при атмосферном давлении составляет соответственно МЭА - 172 °С, ДЭА - 268 °С, ТЭА - 277 °С. Абсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через скрубберную секцию, в которой задерживаются капли абсорбента. Из полученного сероводорода вырабатывают серу.

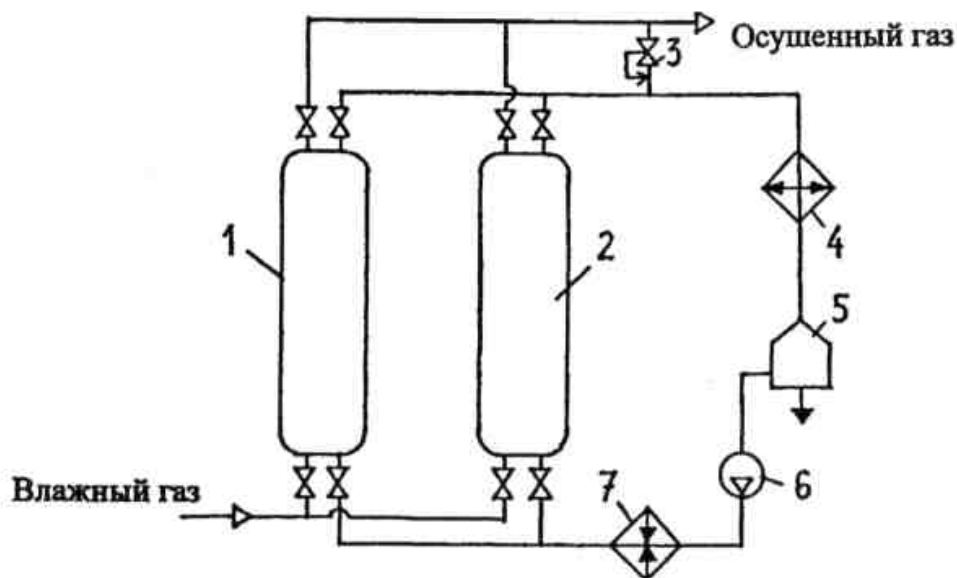


Рис. 8.12. Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции:
1,2 - адсорберы; 3-регулятор давления типа «после себя»; 4 - холодильник;
5 - емкость; 6 - газодувка; 7 - подогреватель газа

Работа этаноламиновых газоочистных установок автоматизирована. Степень очистки газа составляет 99 % и выше. Недостатком процесса является относительно большой расход абсорбента.

Очистка газа от углекислого газа. Обычно очистка газа от CO_2 проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами (рис. 8.13).

При высоком содержании CO_2 (до 12...15 %) и незначительной концентрации сероводорода применяют очистку газа водой под давлением (рис. 8.14). Газ, содержащий CO_2 , подается в реактор 1, заполненный желез-

ными или керамическими кольцами Рашига, которые орошаются водой под давлением. Очищенный газ проходит затем водоотделитель 2 и идет по назначению.

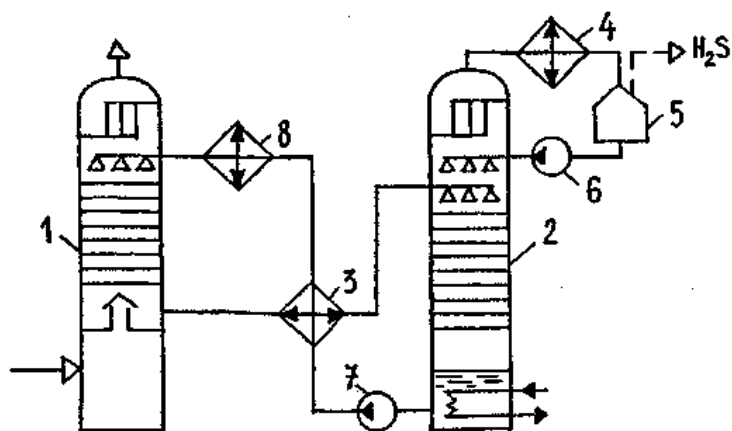


Рис. 8.13. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода:
1 - абсорбер; 2 - выпарная колонна (десорбер); 3 - теплообменник;
4, 8 - холодильник; 5 - емкость-сепаратор; 6, 7 - насосы

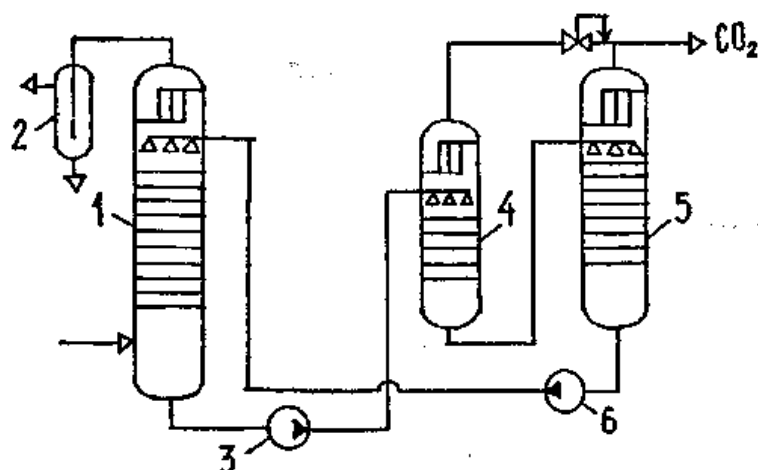


Рис. 8.14. Принципиальная схема очистки газа от двуокиси углерода водой под давлением:
1 - реактор; 2 - водоотделитель; 3, 6 - насосы;
4 - экспансер; 5 - дегазационная колонна

Вода, насыщенная углекислым газом, насосом 3 подается в экспансер 4 для отделения CO_2 методом разбрызгивания. Для полного удаления CO_2 вода подается в дегазационную градирню 5, откуда насосом 6 возвращается в емкость 1.

Выделяемый углекислый газ используется для производства соды, сухого льда и т. п.

9. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗА ВОДОЙ ПРИ УПРУГОВОДОПОРНОМ РЕЖИМЕ

При проектировании разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей при наличии активных пластовых вод одним из основных вопросов является прогнозирование продвижения контуров газоносности и нефтеносности и времени подхода краевых вод к внешнему ряду добывающих скважин. Для этого приходится решать задачи с подвижными границами, меняющимися во времени, форма которых также подлежит определению [46]. Точных решений задач о стягивании контуров газоносности и нефтеносности не имеется. Известны приближенные решения В.Н. Щелкачева [26], И.А. Парного, И.А. Чарного и М.В. Филинова и др. В простейшей постановке эти задачи решены А.И. Сафрончиком, который рассмотрел вытеснение нефти и газа водой при прямолинейном движении и вытеснение нефти и газа водой при плоскорадиальном движении. Ниже приведены эти решения.

Одномерная задача о вытеснении газа водой. Задача решается в следующей постановке: газ полностью вытесняется водой, пласт однородный, водоносная область не ограничена, вязкостью газа следует пренебречь (давление в газоносной области всюду одинаковое и равно давлению на контакте «газ-вода»).

Решается уравнение

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \text{ при } \{-\infty < x < l(t), t > 0\} \quad (9.1)$$

при начальном и граничном условиях

$$\left. \begin{aligned} P(x, 0) &= P_0 \text{ при } \{-\infty < x < 0\}; \\ P(-\infty, t) &= P_0; \\ P(x, t) &= P_r(t) \text{ при } t \geq 0; \end{aligned} \right\} \quad (9.2)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -\frac{m\mu\sigma}{k} \text{ при } x=l(t), l(0)=0, \quad (9.3)$$

где α – коэффициент пьезопроводности водоносной части;

P_0 – начальное пластовое давление;

$P_r(t)$ – давление на подвижной границе $l(t)$, равное средневзвешенному давлению в газоносной области;

σ – средняя газонасыщенность пласта;

m – эффективная пористость;

k – абсолютная проницаемость, газоносность пласта;

μ – вязкость воды;

$l(t)$ – расстояние от начального до текущего положения газоводяного контура.

Решение строится методом Колоднера и представляется сложным интегро-дифференциальным уравнением, в котором закон движения контакта “газ-вода” должен быть задан. Если принять движение контакта по линейному закону

$$l(t) = Ut, \quad U = \frac{V}{m\sigma} = 2\beta\sqrt{\frac{\alpha}{t}}, \quad (9.4)$$

то скорость продвижения его V или скорость фильтрации V определится из уравнения

$$\Delta P^*(t) = 2\beta^2 + (1 + 2\beta^2) \operatorname{erf}(\beta) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\beta^2}, \quad (9.5)$$

где

$$\Delta P^*(t) = \frac{\Delta P(t)}{m\mu\sigma \frac{\alpha}{k}}, \quad \beta = \frac{U}{2} \sqrt{\frac{t}{\alpha}}. \quad (9.6)$$

Таким образом, построив графическую зависимость безразмерной депрессии $\Delta P^* = f(\beta)$ в широком диапазоне параметра β и, зная $\Delta P(t)$ из промысловых данных, по формулам (9.5) и (9.6) можно определить скорость передвижения контакта $U(t)$ и его положение $l(t)$. Приведенное решение, очевидно, можно использовать и в случае вытеснения газа нефтью при большой площади нефтеносности оторочки по сравнению с объемом газовой шапки, когда, например, для поддержания пластового давления закачивается вода по контуру «нефть-вода» (барьерное заводнение) и контур движется вверх по поднятию пласта. В этом случае все параметры, характеризующие водоносную область, следует заменить на параметры для нефтеносной области.

10. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ СИСТЕМНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

10.1. Понятие системного контроля

Обобщая методологические разработки Масленникова В.В., Ремизова В.В. (1993 г.), Коноплева Ю.В. (1996 г.) и др., под системностью контроля за разработкой месторождений можно понимать восприятие объекта изучения как целостной системы, состоящей из комплекса элементов разной сложности (иерархичности), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии [49].

Таким образом, системность подхода в изучении сложно организованной технической структуры залежи в первую очередь подразумевает необходимость широкого использования научно обоснованных качественных и количественных комплексных повторяющихся промысловых и геофизических исследований, позволяющих своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения [49].

Другое назначение системного контроля разработки месторождений состоит в информационном обеспечении управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными постоянно действующих моделей залежей (ПДГТМ). Системный контроль объединяет возможности промыслового (технологические исследования – ТИ), гидродинамического (ГДИС) и геофизического контроля (ПГИ-ГИС). ПГИ-ГИС вместе с ГДИС вместе составляют *предмет ГИС-контроля* [49].

Принципы контроля разработки могут быть определены в соответствии с поставленными задачами и обеспеченностью их решения средствами промыслово-геофизического контроля или геомоделирования; с особенностями геологического строения и принятой системой эксплуатации месторождения, стадией его разработки и обводнения; с полнотой и достоверностью уже полученного информационного обеспечения.

Системный промысловый и геофизический контроль разработки месторождений преследует глобальные цели [48]:

1. Детализацию геологического строения (включая оценки гидродинамической связи между пластами и скважинами), оценку запасов углеводородов.
2. Прогноз добычных возможностей продуктивных пластов с учетом планируемой динамики изменения физико-химических свойств пластовых флюидов.

3. Мониторинг добычи продукции на устье (индивидуально для каждого лицензионного участка).

4. Оценку характера выработки нефти (газа) при заводнении пластов, выявление направления фильтрационных потоков, поиск целиков.

5. Оценку текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности в отдельных частях залежи и в пластах.

6. Контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки.

7. Контроль энергетического состояния пластов, расчет гидродинамических параметров резервуара.

8. Контроль за технологическими параметрами эксплуатационных скважин и их технического состояния (профилями притока-поглощения, перетоками, интервалами обводнения).

9. Контроль эффективности проводимых ГТМ, РИР.

Таким образом, системный контроль подразумевает систему мер по исследованию скважин и пластов с целью изучения процессов эксплуатации и выработки для своевременной корректировки схем и проектов разработки, принятия мер по ее регулированию.

Основные проблемы, связанные с недостаточной для проектирования и оптимизации разработки месторождений информацией ПГИ и ГДИС, состоят в низком охвате месторождения данными ПГИ-ГДИС и результатами опробования (включая проведенные на стадии разведки); в низком качестве результатов исследований, выполненных до широкого внедрения цифрового способа регистрации (нарушения технологии исследований и обработки); в отсутствии на месторождении опорных сетей для ПГИ-ГДИС и наблюдательных скважин (невозможность прямой оценки динамики изменения $K_{из}$ пласта); в дефиците «базовых» (полноценных) исследований ПГИ-ГДИС; в проблемах с документированием материалов ПГИ-ГДИС; в неточности промысловых оценок продуктивности, скин-фактора S , т.п; в проблемах детализации геологической модели по ГИС и сейсмике.

В настоящее время оценки системного ПГК удастся проводить только на крупных месторождениях, обладающих продолжительной историей разработки и значительным охватом исследований скважин. Информационное обеспечение значительно выигрывает, если на месторождениях имеется достаточное количество специальных объектов наблюдений – наблюдательных (контрольных) скважин. Отсутствие системного ГИС-контроля на отдельных месторождениях (особенно на сложных и крупных) существенным образом снижает на них эффективность проводимых мероприятий по разработке.

Таким образом, в основе системного ПГК эксплуатационных объектов лежит организация определенных циклов и уровней движения геофизичес-

кой и геолого-промысловой информации. Схемы движения этой информации отражают принцип естественного усложнения процесса познания, связанного с накоплением все большего числа информационных параметров на последующих уровнях интерпретации; с усложнением моделей взаимодействия вследствие необходимости учета пространственно-временных факторов; с необходимостью учета условий в работе скважины, пластов и залежи.

10.2. Этапность и периодичность исследований и их комплексирование

Контролирующими процесс разработки органами установлены необходимые для соблюдения условия системности ПГК требования по охвату и периодичности исследований объектов различными видами промысловых и геофизических исследований. В прямой зависимости от этих требований находятся правила комплексирования методов и технологий ПГИ-ГДИС (или ГИС-контроля).

Условия проведения исследований определяются геологическими особенностями залежи, назначением скважины, ее конструкцией, техническим состоянием, физическими свойствами флюидов в стволе скважины, состоянием и поведением пластов, вскрытых скважиной. Глубины производства скважинных измерений могут варьировать от сотен до 5000-6000 м, а максимальные температуры и давления могут достигать соответственно 170°C и более 60 МПа. Скважины, находящиеся под давлением, при производстве замеров требуют применения на устье специального шлюзового оборудования (лубрикатор, сальники).

Комплексирование методов ГИС-контроля также зависит от решаемой задачи и существующих условий в скважине или пласте в процессе измерений. При составлении программы исследований в конкретной скважине в зависимости от цели исследования и с учетом ожидаемых во время исследования в скважине условий должны оптимальным образом комбинироваться методы и технологии (в том числе и с учетом информации предшествующих исследований и исследований соседних скважин). Ниже (табл. 10.1) приведены принципы комплексирования методов и технологий ГИС-контроля, рекомендуемые при решении основных задач контроля разработки месторождений нефти и газа. Более подробно эти требования изложены авторами в регламентных документах, в частности, в федеральном РД 153-39.0-109-01.

**Комплексирование ПГИ-ГДИС при контроле разработки
месторождений нефти и газа**

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
I. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ЗОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ		
1.1 Уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины		
1. Границы продуктивных толщин при опробовании*	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробователей пласта	Разведочные скважины. Поэтапное опробование путем установки пакеров для разобщения отдельных пластов (пропластков). На этапе опробования
2. Границы продуктивных толщин при дополнительном использовании неэлектрических методов оценки насыщения*	Методы открытого ствола вместе с методами НК, ИНК, УКК, ВАК, МНА	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые ПГИ в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения
3. Границы продуктивных толщин при обсадке продуктивного интервала стекло-пластиковыми трубами*	ИК, ДК, ВИКИЗ, ТМ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны. В статике или динамике. На этапе освоения
4. Привязка методов ГИС-контроля к терригенному разрезу скважины *	ГК.ЛМ	Все скважины с терригенным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении ГИС-контроля
5. Привязка методов ГИС-контроля к карбонатному разрезу скважины*	нк, лм	Все скважины с карбонатным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении исследований ГИС-контроля
6. Геотермический градиент в долго простаивающих скважинах, интервалы залегания много мерзлых пород*	ТМ	Наблюдательные (глухие) или долго простаивающие скважины. Фоновая съемка Повторные (временные) исследования геотермии нецелесообразны
I. II Определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве		
1. Профильная или объемная корреляция границ продуктивных толщин при использовании данных опробования***	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробователями пластов	Разведочные и осваиваемые эксплуатационные скважины. Опробование при установке пакеров для разобщения отдельных пластов. На этапе опробования

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
2. Геологические неоднородности и нарушения в межскважинном пространстве**	ВСП, ГДП межскважинное прозвучивание, метод пассивной геоакустики	Любые группы скважин, включающие задающие (при ГДП - работающие в циклическом режиме) и реагирующие (при ГДП - простаивающие). Исследования по специальной программе
II. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЛИ ГАЗА		
II.1. Определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока		
1. Профиль (интервалы) притока жидкости*	PM_Ж, ТА, ТМ	Добывающие нефтяные, водо-заборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват - 10% ДФ (20% - в начальной стадии заводнения), периодичность - 1 год
	ТМ, ТА, замеры уровней	Насосные ДФ - по необходимости
2. Профиль (интервалы) притока газа*	PM_Г, ТА, ТМ, ШИ	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват - 20%ДФ, периодичность - 1 год
3. Дебиты (интервальные) притока жидкости*	PM_Ж Многокомпонентная смесь (нефть+вода) ухудшает точность количественных оценок	Добывающие нефтяные, водо-заборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват - до 10%, периодичность - от 1 года
	ТА, замеры уровней по ВЛ	Насосные ДФ, СФ при КРС
4. Дебиты (интервальные) притока газа	PM_Г Наличие жидкости в потоке снижает точность количественных оценок	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват - 20% ДФ, периодичность - 1 год
5. Состав интервального притока смеси жидкости (нефти с водой), включая ее обводненность*	ТА, ВЛ, БМ, ПЛ, РИ, ШС	Добывающие нефтяные скважины. Скважины в процессе освоения *. Замеры в динамике. Охват - 10% ДФ, периодичность - 1 год

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
6. Состав интервального притока газожидкостной смеси, включая ее обводненность*	РИ, БМ, ВЛ, ТА, ШС	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват - до 10% ДФ, периодичность - 1 год
7. Структура газожидкостного потока в интервале оценки состава притока*	PM_Г, БМ, ВЛ, ТА	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват - до 10% ДФ, периодичность - по обстановке
8. Гидравлические потери в лифте при потоке газожидкостной смеси в интервале оценки состава притока*	PM_Г, БМ	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Охват - до 10% ДФ, периодичность - по обстановке
9. Профиль (интервалы) приемистости воды*	PM,_Ж, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины. Охват - 30% (50% - в начале закачки) НФ, периодичность - 1 год
10. Профиль (интервалы) приемистости газа*	PM_Г, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины по газу. Охват -30% (50% - в начале закачки) НФ, периодичность - 1 год
11. Расходы (интервальные) приемистости воды*	PM_Ж, ТА	Нагнетательные скважины. Охват - 30% НФ, периодичность - 1 год
12. Расходы (интервальные) приемистости газа*	PM_Г, ТА	Нагнетательные скважины по газу. Охват -30% НФ, периодичность - 1 год
II. II. Определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта		
1. Начальное ВНК*	ГИС, НК, ИНК, УКК, ВАК	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные, транзитные скважины. Фоновые в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
2. Начальное ГВК*	ГИС, НК, временные ТМ	
3. Начальное ГНК*		
4. Начальная нефтегазонасыщенность*	НК, ИНК, УКК, ВАК	
5. Начальная нефтенасыщенность*		
6. Начальная газонасыщенность*	НК	

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
7. Положение ВНК*	НК, ИНК, УКК, ВАК	Контрольные (наблюдательные) глухие скважины (100% КФ), ТФ - по необходимости, разведочные. Периодичность 3-6 мес. (при прослеживании фронта обводнения) до 2 лет (на завершающем этапе разработки). Строящиеся эксплуатационные скважины. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
8. Положение ГВК*	временные НК	
9. Положение ГНК*		
10. Текущая нефтегазонасыщенность*	НК, ИНК, УКК, ВАК	
11 Текущая нефтенасыщенность**	То же, плюс ИНК с закачкой МВ и последующей очисткой пласта при отработке	То же, плюс добывающие нефтяные скважины (технология ИНК с закачкой МВ и прослеживанием темпа и степени очистки у отдельных толщин) - охват ДФ 3%, периодичность - по необходимости
12. Текущая газонасыщенность*	НК,ИНК(ИННК),ВАК	
13. Изменение нефтегазонасыщенности за период времени***	Временные замеры НК, ИНК	То же (100% КФ), плюс эксплуатационный фонд скважин. Охват 5%, по необходимости - ТФ
14. Изменение водонасыщенности во времени***	Тоже	
15 Обводнение продуктивных толщин при обсадке стеклопластиковыми трубами, количественные оценки текущей нефтегазонасыщенности и ее изменений*	ик,дк,викиз	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны (ОФ -100%). Периодичность 3 месяца (прослеживание фронта обводнения) до 1 раз/2 года (оценки остаточной нефтегазонасыщенности)
П.Ш Работающие толщины пласта		
1. Работающие толщины пласта при притоке	Серия ТМ, ШС, РМ, ТА	Добывающий фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Охват— 10% ДФ, периодичность-1 год
2. Работающие толщины пласта при поглощении		Нагнетательный фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Охват-до 30% НФ, периодичность -1 год

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
3. Действующие толщины пласта, затронутые процессами выработки		ЭФ свыше 10%, периодичность 1 год
4. Обводненные (обводняющиеся) толщины неперфорированного пласта	Серия ТМ, ГК (по радиогеохимическому эффекту РГЭ), ШС (ШИ), ВАК, ИНК (УКК)	То же, применение методов РК, АК - по необходимости
5. Обводненные (обводняющиеся) толщины перфорированного пласта	То же и методы оценки состава (ВЛ, ПЛ, РИ, БМ)	
6. Коэффициент вытеснения вырабатываемых толщин**	ИННК с закачкой МВ, УКК	Добывающие скважины. Фоновые замеры, замеры при закачке МВ, при очистке пласта от МВ на режимах отбора. По программе спец. исследований
	Трассирование фильтрационных потоков	По спец. программе закачивание трассеров через НФ (ДФ - реагирующие)
III. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ СВОЙСТВ ПЛАСТА		
III. I. Оценка параметров режима работы скважины и энергетических свойств пласта		
1. Устьевые: давление (буферное, затрубное и в меж-трубье), температура*	Замеры во времени на замерной установке или на устьевых БМ, ТМ	Эксплуатационный фонд скважин. Ежедневные наблюдения (в том числе, автономными датчиками под ЭЦН)
2. Забойное давление*	Замеры во времени БМ, в отдельных случаях - перерасчеты по устьевым давлениям или по динамическим уровням (ЭХ), замеры ГГК в НКТ с целью отбивки уровней раздела фаз в межтрубье(спец. программа)	Эксплуатационный фонд скважин. В процессе проведения ГДИС или ПГИ. Охват ЭФ - до 50% (расчетами - до 100%). Периодичность: ЭФ - 3 мес., сеть ОФ - ежемесячно
3. Пластовое давление*	Замеры во времени БМ, РМ_Ж,Г + БМ Пересчитывается с отметки замера на ВНК (а.о.)	Охват ДФ - 10%, НФ - 50% (периодичность 0.5 лет), ОС - ежеквартально, ПФ - до 100%.

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
4. Депрессия (репрессия) на пласт(ы) ***	То же	То же
5. Фактическая продуктивность пласта (удельная) по жидкости ***	Замеры во времени в кровле пласта БМ, РМ Ж,Г	То же для нефтяных и нагнетательных скважин
6. Фактическая фазовая (по нефти, по газу) удельная продуктивность пласта ***	То же, плюс уточненная информация о фазовых дебитах	То же для нефтяных или газовых добывающих скважин
7. Динамические изменения фактической фазовой продуктивности в скважине (во времени) ***	Динамический (временной) анализ всех результатов ГДИС-ПГИ по отдельной скважине, ФХИ	Эксплуатационная скважина. Временные исследования (любая периодичность).
8. Изменения фактической фазовой продуктивности по площади (объему) залежи***	Площадной (пространственный) анализ результата! ГДИС-ПГИ для всех скважин, эксплуатирующихся объект (пласт, залежь)	Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ не менее 20-30 %, периодичность порядка 0,5-1 года
9. Коэффициент потенциальной продуктивности пласта по жидкости***	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания	Опорная сеть эксплуатационных скважин, равномерно охватывающая залежь. Охват ЭФ не менее 20-30 %, периодичность порядка 0.5-1 года
10. Коэффициент потенциальной фазовой (по нефти, по газу) продуктивности ***	То же, плюс текущая информация о вытеснении нефти (газа) из пласта	То же
11. Прогноз изменения потенциальной продуктивности пласта при последующей разработке месторождения***	То же, плюс гидродинамическая (фильтрационная) модель месторождения, обобщающая данные по истории разработки, ФХИ	
12. Динамика изменения температуры пласта*	ТМ в статике	ЭФ (выборочно при ПГИ), КФ - периодичность 2 раза в год
III. II. Оценки фильтрационных свойств пласта		
1. Гидропроводность дальней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ДФ 10 %, НФ 20%, периодичность порядка 0.5-1 года

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
2. Проницаемость дальней зоны пласта (с учетом работающей (по ПГИ) эффективной толщины) *	Замеры во времени на забое БМ	То же, охват ЭФ 10-20%, периодичность 1 год, для опорной сети базовых ГДИС - 0.5 лет
3. Гидродинамические связи продуктивных толщин по вертикали в дальней зоне пласта**	ГДП, поточечное испытание (БМ), трассирование фильтрационных потоков	Эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины. По программе спец. исследований (ГДП, трассирования)
III. III. Оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне		
1. Гидропроводность ближней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины. Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ до 20 %, периодичность порядка 0.5-1 года
2. Коэффициент призабойной закупоренности*		
3. Скин-фактор*		
4. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины*		
IV. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ		
IV. I. Оценки работы элементов подземного оборудования (по необходимости)		
1. Срабатывание пусковых муфт (при компрессировании) *	Устьевые давления на замерной установке, или ТМ, БМ	Добывающие малодобитные скважины. Исследования в процессе пуска в работу (осваиваемые, малодобитные, с КРС)
2. Герметичность пакера (способом контроля уровней над пакером) *	Устьевые давления на замерной установке, эко-локация, ШИ в динамике	Добывающие скважины (газовые или с отдельной эксплуатацией объектов). В процессе других исследований ПГИ-ГДИС или по спецпрограмме
3. Эффективность работы насосов ЭЦН*	Дебиты по замерной установке, динамическим уровням (ЭХ), методам оценки динамических уровней в стволе (ВЛ, БМ, др.)	Добывающие нефонтанирующие скважины, оборудованные ЭЦН. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и технологических измерений ГДИС

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
IV. II. Оценки состояния продукции в стволе работающей скважины		
1. Уровень жидкости в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)*	ЭХ (уровни) или замеры ВЛ,РИ,БМ,ПЛ,ТА	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см.п. П.Т)
2. Уровни жидкости в межколонном пространстве(ЗТ)*	ЭХ, ГТК (ПЛ по рассеиванию гамма квантов)	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. ПЛ) при отсутствии пакера
3. Фазовые уровни в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)*	ВЛ,РИ,БМ,ПЛ,ТИ	Добывающие скважины с многокомпонентной продукцией. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см.п. П.П)
4. Состав смеси на забое в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	БМ(ГШ),ВЛ,РИ,ТМ	То же
5. Динамика изменения уровней жидкости (работа ЭЦН) *	ЭХ	Добывающие нефтенирующие скважины, оборудованные электроцентробежным насосом. Периодичность определяется мероприятиями промышленного мониторинга и ГДИС
6. Интервалы разгазирования нефти в стволе при снижении забойного давления ниже давления насыщения	БМ, ПЛ, ТМ	Добывающие нефтяные и газоконденсатные скважины. Периодичность - по необходимости (при создании условий для разгазирования продукции)
IV. III. Определение межпластовых перетоков (по стволу)		
1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Прямые замеры РМ совместно с БМ(ПЛ), ВЛ. РИ (с закачкой солевых МВ). Серия ТМ на переходных режимах с выходом на стабилизацию процесса, ШЙ, КНАМ, ИНГК с применением гидрофильных (гидрофобных) МВ.	Эксплуатационные скважины, в процессе освоения, простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см. охват и периодичность в соответствии с п.П)
2. Направления межпластовых перетоков*		
3. Тип флюида в межпластовом перетоке) **		
4. Дебиты межпластовых перетоков		

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
IV.IV. Определение суммарных фазовых расходов скважины		
1. Суммарный расход стабильно работающей скважины по жидкости *	Замерные установки или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), дополнительно - ФХИ (анализ проб)	Добывающие нефтяные или водозаборные скважины. В процессе ПГИ с определением приток-состава (см. п.П.1)
2. Суммарный расход скважины по газу*	Замерные установки или РМ_Г, дополнительно -ФХИ (анализ проб продукции)	Добывающие газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см. п.И.1)
3. Суммарные фазовые дебиты газожидкостной продукции для стабильно работающей скважины (включая ее обводненность) *	Замерные установки или РМ_Г, БМ, ТМ или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), ПЛ (БМ), ВЛ, ФХИ дополнительно	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. ПЛ)
4. Суммарный расход нестабильно работающей малодебитной скважины по жидкости*	ЭХ (уровни) или ПЛ (ВЛ, БМ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п.П.1)
5. Суммарные фазовые дебиты газожидкостной продукции для нестабильно работающей малодебитной скважины (включая ее обводненность) *	ЭХ (уровни) или БМ (ВЛ, ПЛ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см.п. П.1)
V. ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ		
V. I. Уточнение положения элементов конструкции (по необходимости)		
1. Муфты обсадных и лифтовых колонн*	ЛМ, ГГДТ, ЭМД	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
2. Траектория ствола скважины*	Инклинометрия гигроскопическая	Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
3. Искусственный забой*	Шаблонирование, ЛМ, ГК	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
4. Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)*	ЛМ, МК, ЭМД, ГГДТ или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ или по спец. программе
5. Определение мест прихвата НКТ, др. оборудования *	Прихватоопределитель ПХ, ЛМ	Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварий (КРС)
6. Определение герметичности искусственного забоя (моста) *	Методы оценки притока в динамике на различных режимах	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
У.П. Оценки состояния внутриколонного пространства труб (вне продуктивных интервалов) - (по необходимости или с периодичностью 1 раз/2 года)		
1. Сальники (гидратные пробки, солевые отложения)	Шаблонирование, МК или методами оценки притока, ШИ в динамике	Обсаженные добывающие скважины. В процессе ликвидации причин непрохождения приборов (шаблонов)
2. Коррозия элементов конструкции скважины *	МК, ЭМД, ГГДТ, САТ, скважинное видео	Фонд эксплуатационных скважин. Охват - до 10% в процессе других мероприятий технического контроля. Старый фонд эксплуатационных скважин и скважины в КРС. Охват - до 100%
У.Ш. Выявление негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра (по необходимости или при КРС)		
1. Перфорация (интервалы), отдельные негерметичности лифтовой и эксплуатационной обсадной колонны *, **	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК, а также активные способы: серия ГК, РИ с закачкой МВ; ТМ с закачкой, контрастной по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин. После первичной или повторной перфорации, при подозрениях на негерметичность колонн

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
2. Негерметичность муфтовых соединений *, **	ТМ, ШИ и методы притока в динамике, РИ с закачкой МВ; ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин при подозрениях на негерметичность колонн
3. Выявление дефектов тела труб через колонну (НКТ, ЭК) *	ЭМД	Фонд эксплуатационных скважин. При подозрениях на аварийное техническое состояние
У.У. Контроль качества цементации - (по необходимости или при КРС)		
1. Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве*	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ	Фонд обсаженных скважин. Охват 100%. После выполнения цементации
2. Содержание цемента по направлениям*	ГГЦ, АКЦ, ВАК	То же
3. Сцепление цемента с породой и колонной*	АКЦ, ВАК	Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность ЦК и заколонные перетоки
4. Качество цементации колонны*	ВАК	То же
5. Негерметичности цементного кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов*	В динамике методами ТМ, ШИ, ШС	То же и в процессе ПГИ на оценку «приток-состава»
У.И. КОНТРОЛЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ		
У.И.1. Оценки эффективности очистки забоя (при ГТМ, КРС)		
1. Удаление с забоя жидкости (воды) *	ВЛ, БМ, РИ, ПЛ, ТА	Эксплуатационные скважины после проведения ГТМ
2. Удаление с забоя грязи (буровой жидкости) *	То же	То же
3. Удаление с забоя механических примесей*	Шаблонирование	
У.И.2. Оценки эффективности вскрытия пласта (по необходимости)		
1. Охват продуктивного пласта перфорацией (качество и степень вскрытия пласта) *	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК и дополнительно - методы оценки притока в динамике	Эксплуатационные скважины. После проведения перфорационных работ, РИР

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
2. Интервал установки изолирующего элемента (кольцевой пакер, «пластырь», «летучка» и т.п.) *	ЛМ, МК, ЭМД	Эксплуатационные скважины. После проведения изоляционных работ службой капитального ремонта скважин (КРС)
3. Эффективность изоляции пласта после КРС (герметичность «пластыря» в месте бывшего фильтра)	Активные способы (ГК с закачкой МВ) или методы оценки насыщения в ближней зоне (ИНК, ВАК) или ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике	
4. Эффективность закачки в пласт (или его часть) полимерных герметиков*	ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике, технологии МВ	Нагнетательные скважины. По программе спец. мероприятий по коррекции профиля приемистости (изоляция высокопроницаемых толщин)
УІ.ІІІ. Оценки эффективности очистки призабойной зоны		
1. Эффективность свабирования (компрессирования) *	Серия ТМ, БМ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2. Эффективность кислотной обработки*	НК, ТМ, методы оценки притока, ГК	То же после проведения С КО
3. Эффективность АВ воздействия на пласт(акустического) или др. *	ТМ, методы оценки притока, ШС	То же после проведения ГТМ
УІ.ІУ. Оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта		
1. Эффективность гидро-разрыва пласта*	ТМ, БМ, методы оценки притока, ВАК	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий (ГРП)
2. Эффективность термогидрохимических воздействий*	ТМ, методы оценки притока	То же после проведения ТГХВ
УІ.У. Оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины		
1. Эффективность торпедирования (обрыва) колонны*	ПО, МК, ТМ, ГДТ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий

Продолжение табл. 10.1

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
2. Эффективность установки цементного моста*	ТМ, методы оценки притока	
3. Эффективность установки взрыв-пакеров*	ТМ, методы оценки притока, ЛМ, МК, ГГДТ	
4. Эффективность ликвидации парафино-гидратных образований с помощью электроннагревательных или индукционных нагревателей, механических скребков*	ЛМ, МК, ТМ, ТИ	То же
УП. ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ		
1. Интервалы (кровля-подшва) межпластовых перетоков*	Серия ТМ (на переходных режимах), ШИ, ШС, а также активные способы: ГК (с закачкой ИР или при РГЭ), ИНК (с закачкой МВ), КНАМ	Эксплуатационные, в процессе освоения (КРС), простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см. п. П. I, II, III) или в процессе технического контроля (см. п. У. III)
2. Пространство межпластовых перетоков**	То же. Дополнительно методы оценки профиля притока (приемистости) в стволе и оценки качества цементажа (АКЦ, ГГДТ, ВАК)	То же
3. Направления межпластовых перетоков**	Серия ТМ, МНА, КНАМ, ШС, а также активные способы: ГК, ИНК (с закачкой МВ)	
4. Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение источника поступления воды через перфорированные интервалы)*	ШС, МНА, НК или ИНК -для газа, КНАМ дополнительно к информации ГИС по открытому стволу	

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. - для отдельной задачи)
5. Дебиты межпластовых перетоков снизу (для жидкости свыше 0.5 м ³ /сут., газа 500 н.м ³ /сут.)*	Серия ТМ на переходных режимах при смене депрессии и в статике во времени - с момента остановки (спец. методики оценки)	
6. Дебиты межпластовых перетоков сверху (для жидкости свыше 3 м ³ /сут., газа 3000 н.м ³ /сут.)*		
* - задачи, решаемые геофизическими методами без активного управляемого воздействия на скважину или пласт; ** - задачи, решаемые на основе специальных технологий исследования при активном управляемом воздействии на объект исследований; *** - задачи, решаемые при анализе накопленной информации без проведения дополнительных исследований.		

Геологической службе при формировании конкретных программ ПГИ-ГДИС, когда требуется конкретизация комплекса и технологии измерений, необходимо знание конкретных типов объектов исследования и вероятных условий проведения исследований (с установившимися или переходными режимами работы каждого из объектов). Условия проведения измерений в первую очередь подразумевают использование информативных возможностей различных технологических приемов, применяемых в комплексных исследованиях в зависимости от режимов работы скважины на всех этапах проведения ГИС-контроля [49].

В длительно простаивающих скважинах (неработающих, наблюдательных) выполняют измерения, которые сопоставляют с фоновыми замерами с целью выявления локальных аномалий, связанных с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния ствола. Технология предусматривает выполнение замеров одиночными методами с периодичностью от нескольких недель до нескольких месяцев.

Есть особенности ПГИ скважин в стадии их освоения (не работавших ранее) и скважин КРС (длительно работавших ранее при насосной эксплуатации).

В эксплуатируемых скважинах проводят комплексы технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Для этой цели используют следующие технологии измерений. В скважинах, работающих со стабильным расходом (нагнетательных, фонтанных), последовательно проводят: а) измерения на технологическом режиме эксплуатации; б) серию измерений на установившихся режимах, отличающихся депрессией на пласт; в) серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации; г) регистрацию на фиксированной глубине во времени кри-

вых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации; д) серию разновременных измерений непосредственно после пуска или изменения дебита скважины; е) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых стабилизации давления и температуры после пуска или изменения дебита.

В скважинах, работающих с нестабильным расходом (компрессируемые, свабируемые, работающие в режиме накопления и др.), а также в осваиваемых низкодебитных скважинах, характеризующихся нестационарными условиями исследований, используют технологии: а) регистрацию серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока; б) регистрацию на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры при пуске или изменении режима работы скважины (в том числе кривых изменения давления на забое скважины при подъеме уровня жидкости в стволе); в) регистрацию кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое; г) фиксацию текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода-нефть») эхолотом или путем регистрации непрерывных диаграмм методами оценки состава флюидов в интервале перемещения уровней.

В скважинах, работающих в нестационарном режиме с нестабильным расходом (компрессируемых, свабируемых, работающих в режиме накопления и пр.), проводят весь комплекс измерений технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Основные элементы технологии измерений следующие: а) регистрация диаграмм изменений геофизических параметров по глубине на технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (при простое скважины 5-10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима скважины (температуры, давления, дебитов газа, нефти, воды); б) регистрация диаграмм изменений геофизических параметров во времени на серии установившихся режимов нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями на пласты (после стабилизации параметров на каждом режиме в течение 5-10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты флюидов); в) регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в простаивающей после эксплуатации скважине (через 0.5-2, 3-5, 7-10, 15-24 часов после прекращения эксплуатации); г) регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры в простаивающей после эксплуатации скважине (в период от 5-10 до 24 и более часов в зависимости от интенсивности предшествующей работы и фильтрационных характеристик пласта); д) регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно

редственно после пуска или изменения дебита скважины - через 0,5, 1, 2, 3, 5 часов; е) регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры после пуска или изменения режима работы скважины (в период от 1-2 до 5-10 часов в зависимости от дебита скважины).

В малодебитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения «приток-состава». Продолжительность цикла регистрации флуктуации составляет 10-20 минут. Измерения проводят в обособленных интервалах конструкции скважины (в НКТ, колонне выше продуктивной толщи, между основными совместно эксплуатируемыми объектами, в зумпфе при подозрении на его негерметичность) в перерывах между измерениями этих параметров в динамическом режиме в заданном интервале изучения скважины.

Дополнительные требования к условиям проведения и технологии ГИС-контроля обусловлены необходимостью получения данных разновременных измерений для их последующего сравнительного анализа и выявления на этой основе характеристик флюидов в стволе скважины, продуктивных пластов и эксплуатируемых залежей. Важны также требования, связанные с контролем качества первичных данных: а) получение начальных (фоновых) характеристик изучаемого объекта (естественной гамма-активности, нейтронных параметров, упругих свойств, естественного температурного поля, состояния обсадной колонны и цементного камня, эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород, характеризующих его до начала эксплуатации залежи); б) регистрацию при каждом исследовании положений муфт обсадной колонны, ГК или НК для привязки данных измерений; в) определение текущего состояния многолетнемерзлых пород и конструкций скважины в интервале их залегания; г) выполнение исследований полным комплексом методов, предназначенных для решения задачи; д) выполнение исследований в интервале, превышающем по протяженности изучаемый объект (с целью получения данных против опорных пластов и в интервалах глубин с невозмущенными характеристиками); е) выполнение повторного измерения по всему интервалу основной записи при условии постоянного режима работы скважины; ж) исследования в эксплуатационных и перфорированных наблюдательных скважинах, где существует опасность избыточного давления на устье (с применением лубрикаторов); з) согласование методики ПГИ с условиями и очередностью технологических операций в скважине.

Активные технологии применяют в скважинах, находящихся в эксплуатации, когда стандартные технологии оказываются неэффективными, и заключаются в проведении геофизических измерений в процессе активных

воздействий на пласты, которые включают воздействия: а) химические – обработка пород соляной, плавиковой и другими кислотами; б) термические – прогрев пласта либо закачивание в пласт воды с другой температурой; в) гидродинамические – снижение и повышение уровня флюидов в скважине, методика переменных давлений; г) закачка в исследуемые пласты меченых веществ (МВ), которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами (ИР) либо содержащие вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов; д) наведение искусственной гамма-активности пород.

Последовательность операций при активных технологиях включает проведение серии измерений: фоновых – до начала воздействия, в процессе воздействия, непосредственно после воздействия и в ходе расформирования эффектов, вызванных воздействием.

Наиболее простые и распространенные *комплексные задачи ПГИ* сводятся к следующим:

1. Определение интервалов и профиля притока.
2. Определение интервалов и источника обводнения.
3. Определение интервалов заколонной циркуляции, перетоков флюидов.
4. Определение технического состояния колонны.
5. Определение текущего насыщения эксплуатируемых пластов.

Однозначность решения задачи зависит от величины дебита и степени обводненности продукции (высокие значения первого фактора и низкие - второго способствуют однозначности решения задач). Другими негативно влияющими здесь факторами являются: низкая отработка скважины, несоблюдение технологии работ (например, компрессирования, если пласт оказывается задавлен заполняющей ствол жидкостью), эксплуатация одной скважиной сразу нескольких нефтяных пластов, замена технической воды на нефть при освоении скважины (трудности отбивки ВНК, если происходит перераспределение «чужой» нефти в затрубье и НКТ), сложная динамическая ситуация в распределении фаз продукции в интервалах ствола скважины и неготовность применяемого АО зафиксировать эти особенности потока.

Кроме того, в список практикуемых в ряде компаний задач входят работы по ликвидации гидратно-парафиновых отложений (ГПО) приборами с нагревателями на кабеле (характерных для газовых и газонефтяных месторождений Западной Сибири).

К сожалению, в большинстве нефтяных компаний сложилась ситуация, когда основной объем ПГИ (до 2/3) проводится в пробуренных скважинах на стадии их освоения или при проведении КРС. Еще около 30% объемов исследований – это ПГИ в нагнетательных скважинах. Удельная же доля исследований по контролю текущей насыщенности и оценкам динамики изме-

нения ГВК-ГНК составляет не более 1-2%. Причем среди последних обычно преобладают ПГИ (на основе методов РК) в неперфорированных интервалах с целью доразведки, а не оценки степени выработки эксплуатируемых пластов.

Во многих регионах России фонтанные скважины практически отсутствуют, а большинство добывающих характеризуется низкими дебитами (до 10 м³/сут). Поэтому здесь условием выполнения исследований является возбуждение скважин одним из существующих методов.

Современные научно-технические достижения в области ПГИ-ГДИС позволяют расширить список решаемых задач промыслово-геофизического контроля. Так, появилась принципиальная возможность некоторые методы ГИС открытого ствола распространить на условия обсаженных скважин: ИК и ДК - при обсадке забоя стеклопластиковыми хвостовиками; оценки УЭС пластов через металлические обсадные колонны (типа «CHFR»), хотя этот метод из-за слабой дифференциации глин и водонасыщенных пластов – проблематичен при выделении коллекторов с низкими УЭС=5-9 Ом•м); поточное опробование пласта через обсадную колонну с оценкой проницаемости отдельных толщин (типа «CHDT»). С приходом на российский рынок западных технологий появились надежные средства доставки на забой ГС приборов ПГИ (PLT), одновременно учитывающих особенности многофазных расслоенных потоков (типа «FlagShip»). Стандартные комплексы PLT могут теперь успешно решать проблемы оценок фазовых профилей притока даже в условиях сложного по структуре газожидкостного потока (на основе многодатчиковых систем оценки состава типа «FCIT-FloView», «GHOST», а также алгоритмов решения уравнений многофазных потоков). Широко применяются методы оценки текущей нефте- и газонасыщенности, не зависящие от степени минерализации пластовых вод (УКК (С/О), ВАК). В области изучения технического состояния скважин нормой становится применение магнитоимпульсных дефектомеров и сканеров внутренней поверхности труб. Апробированы спектральные модификации шумометрии, позволяющие разделять в скважине шумы фильтрации в поровом пространстве пластовых флюидов, определять работающие толщины пласта, оценивать состав заколонных перетоков [48].

Благодаря комбинированному сочетанию информативности прямых методов исследований ПГИ-ГДИС и методов математического геомоделирования в систему ПГК могут быть введены существенные корректировки как для опорных сетей скважин (что позволяет уменьшить число скважин в опорных сетях с десятков % до единиц %), так и для периодичности и комплексирования методов измерения. Такие корректировки должны быть предложены в рамках подготовки «Проекта разработки месторождения» и одобрены соответствующими государственными контролирующими ор-

ганами (ЦКР, ГКЗ и др.) при защите проектных документов. В отдельных случаях (при внедрении принципиально новых, более эффективных систем промыслового и геофизического мониторинга) стандартные требования по периодичности исследований скважин и их комплексированию должны быть пересмотрены в рамках подготовки новых редакций проектной документации.

На основании опыта организации ряда крупных добывающих компаний производственных систем промыслового и геофизического мониторинга разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири (таблица 10.2) представлены минимальные требования к опорным сетям ПГИ и ГДИС раздельно по решаемым задачам.

Таблица 10.2

Требования к организации опорных сетей на нефтяных месторождениях

Категория скважин	Решаемая задача	Оцениваемые параметры ПГИ-ГДИС	% от всего фонда скважин	% от фонда скважин по отдельной категории
Наблюдательные и контрольные (КФ) скважины (глухие)	Динамика изменения контактов и текущая нефтегазонасыщенность толщин продуктивного пласта	ВНК-ГВК, <i>Кн.Г-тек</i> скважины со стеклопластковым хвостовиком	0.5-1%	около 100% от КФ
		ВНК, <i>Кц-тек</i>	2-3%	
		ГВК, <i>Кз.тек</i>	3-5%	
Скважины -пьезометры (ПФ)	Изменения статического уровня	<i>Рт-тек</i> – если есть связь ствола с пластом	5-10%	около 100% от ПФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ПГИ	Профиль и состав притока, перетоки (фонтанный ДФ)	<i>Нраб, hade</i> , Суммарные фазовые Q_z , интервальные фазовые Q , интервал, направление, состав и интенсивность перетока, др. критерии		20-25% от фонтанного или газлифтного ДФ
	Профиль и состав притока, перетоки (насосный ДФ)			от 20% (начало разработки) до 10% от ДФ с ЭЦН
	Профиль приемистости, перетоки (НФ)			от 50% (начало разработки) до 30% от НФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ГДИС	Оценки ФЕС (фонтанный ДФ)	<i>k, s, AQ/AP, Pш</i> , другие гидродинамические параметры		40-50% от фонтанирующего ДФ

Категория скважин	Решаемая задача	Оцениваемые параметры ПГИ-ГДИС	% от всего фонда скважин	% от фонда скважин по отдельной категории
	Оценки ФЕС (насосный ДФ)			10-25% от ДФ (датчики под ЭЦН)
	Оценки ФЕС (НФ)			40-50% от НФ

С учетом вышесказанного авторами предлагаются (табл. 10.3) следующие *диапазоны критериев* по системности организации ПГИ-ГДИС-ФХИ на месторождениях.

Таблица 10.3

Диапазоны допустимых критериев по охвату и периодичности стандартных комплексов ПГИ

Категории скважин	Комплексы ПГИ							Сопутствующие	
	Профиль и состав притока	Источники обводнения, работающие толщины	Профили приемистости	Законные перетоки	Контроль ВНК, <i>Кн-тек</i>	Контроль ГВК, <i>КГ-тек</i>	Контроль технического состояния	Оценки энергетических параметров $P_{ю}$	Базовые ГДИС (k, s)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Вводимые ЭФ	«РВ»	«РВ»	«НЕ»	«РВ»	«НЕ»	«НЕ»	«НЕ»	«РВ»	«РВ»
<i>Системный промыслово-геофизический контроль и его комплексирование</i>									
2.1 ДФ - фонтанные	«ЗГ»	«ЗГ»		«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
2.2 ДФ - газлифтные	«ЗГ»	«ЗГ»		«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
2.3 ОС фонтанирующего ДФ	«Г»	«Г»		«Г»	«НЕ»	«Г»	«ЗГ»	«ПГ»	«ПГ»
2.4 ДФ с ЭЦН	«НЕ»	«НЕ»		«НЕ»			«НЕ»	«НЕ»	
2.5 ДФ ШГН	«НЕ»	«НЕ»		«НЕ»			«НЕ»	«НЕ»	
2.6 ОС насосного ДФ	«2Г»	«2Г»		«2Г»	«НЕ»		«ЗГ»	«2Г»	«2Г»

Окончание табл. 10.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3. СФ	«КР»	«КР»	«НЕ»	«КР»	«НЕ»	«НЕ»	«КР»	«КР»	«НЕ»
4.1 НФ			«ЗГ»	«ЗГ»			«НЕ»	«НЕ»	«2Г»
4.2 ОС НФ			«Г»	«Г»			«ЗГ»	«Г»	«Г»
5. КФ		«НЕ»			«ПГ»/ «Г»	«КВ»/ «Г»	«НЕ»		
6. ТФ					«Г»/ «ЗГ»	ПГ/ «ЗГ»	«НЕ»		
7. ПФ							«НЕ»	«КВ»	
8. РФ	«РВ»	«РВ»		«РВ»	«РВ»	«РВ»	«НЕ»	«РВ»	«РВ»
9. Водозабор- ные	«НЕ»		«НЕ»				«НЕ»	«Г»	«НЕ»

Периодичность ПГИ и сопутствующих ГДИС: «КВ» - раз в квартал, «ПГ» - раз в полгода, «Г» - раз в год, «п-Г» — раз в п лет, «КР» — при проведении КРС (после КРС, при необходимости — и до КРС), «НЕ» - по необходимости, «РВ» - разовые, -/- - до и после стабилизации обводнения.

Дополнительные требования по системности контроля вспомогательных для ГИС-контроля промысловых параметров:

- технологических измерений ТИ (замеров, выполняемых на устьэксплуатационных скважин) – табл. 10.4;
- физико-химических исследований ФХИ проб продукции - табл. 10.5.

Таблица 10.4

Периодичность вспомогательных технологических измерений (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин)

Категории скважин	Промысловые технологические замеры						ГДИС		
	Дебит (расход) жидкости		Дебит газа	Обводненность продукции		Газовый фактор		Устьевые Ту и Р _у (буферное, затрубное, межтрубн)	Динамические уровни, оценки Р заб
	до 5т/сут	более	по АР	до 2%	более	при Р _{пп} > Р _{нас}	при		
1.1 ДФ фонтанные		«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«Г»	«ЕМ»	«ЕЖ»	«КВ»
1.2 ДФ газлифтные		«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«Г»	«ЕМ»	«ЕЖ»	«КВ»
1.3 ДФ с ЭЦН		«ЕЖ»/ ЕН»		«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«КВ»	«ЕМ»	«ЕН»/КВ	«ЕЖ»/ «ЕМ»

Категории скважин	Промысловые технологические замеры						ГДИС		
	Дебит (расход) жидкости		Дебит газа	Обводненность продукции		Газовый фактор		Устьевые Ту и/л Ру (буферное, затрубное, межтрубн)	Динамические уровни, оценки Р заб
	до 5т/сут	более	по AP	до 2%	более	при R _{пп} > R _{нас}	при		
1.4 ДФ ШГН	«ЕН»/ 2М	«ЕЖ»/ «ЕН»		«ЕН»/ «ЕМ»	«ЕЖ»/ «ЕН»	«КВ»	«ЕМ»	«ЕН»/КВ	«ЕМ»
2. НФ		«ЕЖ»/ «ЕН»						«ЕЖ»/ «ЕН»	«КВ»
3. Водозаборные		«ЕМ»						«ЕН»	«ПГ»

Периодичность промысловых технологических измерений: «ЕЖ» - ежедневно, «ЕН» - еженедельно, «ЕМ» - ежемесячно, «2М» - 2 раза в месяц, «КВ» - раз в квартал, «Г» - раз в год, - / - - автоматизированный и ручной способы измерений.

Таблица 10.5

Периодичность вспомогательных физико-химических исследований проб продукции

Категории скважин	Отбор и химический анализ проб углеводородов		Отбор и химический анализ воды	
	поверхностных	глубинных	минерализация, плотность, химический состав	твердые вещества в закачиваемой воде
1.1 ДФ	«НЕ»	«СП»	«НЕ»	
1.2 ОС в ДФ	«ПГ»	«2Г»	«КВ»	
1.3 ОС в ДФ, эксплуатирующем многопластовую залежь	«КВ»	«СП»	«КВ»	
2. НФ				«РВ»
3. Водозаборные			«ПГ»	

Периодичность промысловых технологических измерений: «РВ» - разово, «НЕ» - по необходимости, «КВ» - раз в квартал, «ПГ» - раз в полгода, «2Г» - раз в 2 года, «СП» - по специальной программе.

10.3. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований

Объемы и методы промыслово-геофизических исследований определяются назначением скважины, способом и режимом ее эксплуатации, решаемыми задачами. Эффективность ПГИ определяется многократностью проведения замеров при смене условий (режимов) в скважине. Обычно для технологий ПГИ используют следующие режимы работы скважины [48].

1. Скважина работает со стабильным расходом, работает в режиме фонтанирования. Последовательно проводят измерения в технологическом режиме; серию замеров на установившемся режиме при различных депрессиях и непосредственно после прекращения эксплуатации; регистрацию на фиксированных глубинах КВД и температуры после прекращения эксплуатации; серию замеров после пуска или изменения дебита, запись на фиксированных глубинах во времени кривых стабилизации давления и температуры.

2. Скважина работает с нестабильным или низким дебитом в процессе освоения. Нестационарные условия исследований: регистрация разновременных диаграмм по глубине при изменении режима работы скважины или затухании притока; изменение во времени давления и температуры; регистрация кривых изменения давления на устье и на забое; фиксация текущего положения фазовых уровней.

3. Скважина работает в нестационарном режиме с нестабильным дебитом, измерения повторяют в технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (после 5-10 часов и более) с одновременной регистрацией устьевых температуры, давления, дебита газа, нефти, воды; на нескольких установившихся режимах нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями после их стабилизации; в простаивающих скважинах; замеры после пуска или изменения дебита через: 0.5, 1, 2, 3, 5 часов и т.д.

4. В малодебитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего потока, дополнительно проводят флуктуационные измерения.

Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемость. Из всех видов ПГИ системный подход наиболее важен для исследований, направленных на оценку параметров, позволяющих в итоге давать распределения в пластах остаточных запасов углеводородов [49].

Перед вводом месторождения в разработку производится подсчет и утверждение в ГКЗ запасов. Затем по мере разбуривания залежей запасы углеводородов обязательно уточняются (в том числе и поблочно) с учетом информации ГИС-ПГИ-ГДИС, полученной по более плотной сетке скважин (корректируются размеры залежи, положения контуров и значения петрофизических параметров). Также на этот момент времени оценивают наблю-

даемые тенденции по выработке пластов, включая данные по лабораторным исследованиям кернового материала, пластовых флюидов, результаты анализа истории разработки (накопленные отборы и закачки). В этой связи в процессе кустового разбуривания площади рекомендуется применять расширенные комплексы ГИС (максимально приближенные к комплексам разведочных скважин); поинтервальные испытания, отбор и анализ керна в скважинах с малыми углами наклона ствола (одна скважина на куст), чтобы можно было оперативно скорректировать петрофизические зависимости, уточнить ФЕС и потенциальную энергию пластов [49]. Угол наклона скважины должен позволять проводить исследования без применения специальных методов доставки приборов на забой. На поздней стадии разработки данная сеть скважин позволит составить более точную картину распределения остаточных запасов.

В основе оценок по выработке запасов, как правило, выбирают участок (объект), расположенный в зоне опытно-промышленной эксплуатации. Для такого участка по геолого-промысловым данным может быть образована гидродинамическая модель, настройка которой должна производиться с учетом всех имеющихся здесь результатов ПГИ-ГДИС. В комплексах ПГИ на этой стадии исследований должно быть предусмотрено максимальное возможное применение наиболее эффективных методов (ИННК с закачиванием МВ, С/О-каротаж, ВАК, механическая расходометрия в комплексе с ТМ и БМ на нескольких режимах отбора, опробователи пластов, др.).

Анализ выработки проводят комплексно (при настройке гидродинамической модели по результатам ГИС-ПГИ-ГДИС, данных керновых исследований). При необходимости могут быть проведены дополнительные межскважинные исследования (ВСП, ГДП, трассирования МВ) с целью выявления гидродинамической связи пластов и скважин, выявления непроницаемых барьеров и выклиниваний продуктивных толщин. Средствами анализа процессов выработки могут быть профили, карты, ЗБ-построения.

Также количественно оцениваются изменения положения контактов, коэффициенты вытеснения, текущей нефте- или газонасыщенности, охвата (выработкой, заводнением), нефте(газо)отдачи ($\eta_{тек} = Q_{Н.тек} / Q_{Н.нач} = (КН.нач - КН.тек) / UKн.нач$). Расхождения накопленных по объекту объемов добытой нефти, определенных методами материального баланса и по данным ГИС-ПГИ, не должны расходиться более, чем на 10-15% (иначе необходимо установить причину расхождения).

Для решения задачи о распределении остаточных запасов производят построения:

- профилей выработки запасов (для чего с учетом искривленности ствола скважины устанавливается соответствие разбивок продуктивных тол-

щин поГИС с результатами выполненных ПГИ, оценками ФЕС пласта по ГДИС и данными по накопленным отборам закачиванием);

- карт остаточных газо- и нефтенасыщенных толщин (учитываются только толщины, в которых $K_{н,тек} > K_{Ho}$);

- карт текущей (средневзвешенной по толщине пласта) нефте(газо)насыщенности (в нагнетательной скважине принимается $K_{Hтек} = K_{н.о}$);

- карт коэффициента вытеснения подвижной нефти (средневзвешенный по толщине параметр $r_{выт_п,} = (K_{Кнач} - K_{н.тек}) / (K_{Кнач} - K_{Ko})$).

Обеспечение оценок работающих толщин, состава и профиля притока, приемистости. Оценка работающих толщин пласта может быть выполнена при включении в комплекс ПГИ методов: ТМ, ШИ и ШС-А,Э, НК, ГК (при фиксации эффекта РГЭ) в сопоставлении с результатами РМ, ТА, опробователей. Обязательным условием такой технологии является запись параметров на технологическом (или близких к нему) режимах работы скважины [48].

Оценка профиля притока (приемистости) для пласта может быть получена на основании кривых методов РМ (лучше, если они при замере обеспечивают пакеровку пространства между прибором и обсадной колонной), реже ТА (только если поток гомогенный), а также с использованием поточечных опробователей пласта (типа «MDT», «CHDT»).

Состав притока в скважине, эксплуатирующей (опробующей) один пласт, интегрально может быть определен по устьевому дебиту. Дифференциально состав притока оценивают *косвенно* (распространяя измеряемые параметры состава в стволе с возможным распределением флюидов в пласте). В измерительный комплекс обычно входят методы: БМ (оценки по градиенту давления с учетом гидравлических потерь), ВЛ, РИ, ПЛ, ТА, а также ШС (по амплитудно-частотным характеристикам). Оценки состава флюида в стволе возможны также методами НК при использовании малых зондов (доинверсионных).

Фазовые профили притока (2-х и 3-х фазного потока) допускается оценивать только при использовании метрологически обеспеченных датчиков: РМ, МН, ТМ и состава (например, ПЛ, РИ, ВЛ, «GHOST»). Другим обязательным условием выполнения таких оценок является применение аппаратуры, оснащенной многодатчиковой измерительной системой (несколько датчиков состава распределены по сечению потока), что позволяет определить распределение состава потока в стволе наклонных и горизонтальных скважин (дополнительно здесь используются результаты инклинометрии). Наконец, программа интерпретации должна оценивать необходимые поправки за структуру потока смеси (а для технологии с БМ-РМ, и гидравлические потери). Таким образом, измеренные датчиками состава профили ис-

тинных объемных долей продукции в стволе должны быть преобразованы в профили расходных фазовых параметров с дальнейшим их пересчетом в профили фазовых дебитов.

Источник обводнения может быть оценен, если известны профили притока фаз в отсутствие в стволе скважины заколонных перетоков. Иначе необходимо использовать методы, способные определить направление перетока (ТМ, КНАМ) и состав перетока (ШС-А,Э).

Системный характер данных исследований заключается в необходимости оценки в околоскважинном пространстве характеристик работы пласта. Чем в большем количестве скважин будут изучены и сопоставлены с гидродинамической моделью характеристики работы продуктивных толщин, тем проще будет настроить модель и давать оптимальные рекомендации на проведение ГТМ или РИР в скважинах, работающих с нарушениями.

Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков. Основной способ выявления и оценки заколонных перетоков флюидов - серия замеров ТМ на режимах (включая статику). Оценивают как видимые изменения градиента термограмм, так и эффекты инверсии в локальном интервале при восстановлении теплового поля к геотермическому [49]. На качественном уровне относительно просто по форме термоаномалий определяют *направление перетока*.

Программы интерпретации таких данных, дающих количественные оценки *расхода перетока*, основаны на решении упрощенного уравнения теплопроводности в скважине, учитывающем как влияние тепловых свойств флюида, вмещающих пород и конструкции скважины, так и эффект теплопереноса, вызванный движением масс флюида при перетоке. Для заколонных перетоков снизу предел чувствительности данной методики с использованием многорежимных записей ТМ – для газа порядка 500 н.м³/сут, для жидкости порядка 0.5 м³/сут. Для заколонных перетоков сверху соответственно: для жидкости критический расход – свыше 3 м³/сут., а для газа - свыше 3000 н.м³/сут.) [49].

Количественные оценки *интенсивности и состава перетока* возможны также с помощью метода спектральной акустической и электромагнитной шумометрии. Обрабатываются амплитудно-частотные спектры обоих типов шумов, измеренные индивидуально для каждой точки глубинного профиля (исходный результат измерений – волновые картины). По пиковым частотам оценивают шумы, вызванные перетоком (с учетом возможного размера каналов в негерметичном цементном пространстве). По спектрам электромагнитной шумометрии (в сравнении с сигналами акустической спектральной шумометрии) разделяют шумы, вызванные заколонным движением воды, от шумов фильтрации нефти и газа. Кроме того, заколонные движения воды интенсивностью выше 5 м /сут могут быть разделены при использовании

прибора, имеющего прямой (50 см) и обратный (25 см) зонды метода наведенной активности по кислороду (типа КНАМ), а также при использовании МВ или ИР (по показаниям НК или ГК), если технологией исследований предусмотрено закачивание активированного флюида в скважину с негерметичным ЦК.

Системный характер данных исследований состоит в необходимости выявления заколонных циркуляций (особенно с большими расходами) как можно в большем количестве объектов, где они имеют место. Это позволит своевременно принять меры как по проведению РИР с целью ликвидации выявленных перетоков, так и учесть при гидродинамическом моделировании существующие между залежами массопереносы флюидов.

Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств и энергетики пласта. Совместно с комплексами ПГИ могут выполняться исследования по методике ГДИС. Результаты этих измерений помогают оценить в скважинах *текущие режимы работы пласта*, его продуктивность, наличие *скин-фактора* (зон кальматации или трещин) в *ближней зоне*, а также выйти на *оценку проницаемости дальней зоны, определить пластовое давление*, а при длительном замере даже и *типа резервуара* вокруг скважины. Все это делает технологии ГДИС незаменимыми при мониторинге эксплуатации пласта и скважины.

10.4. Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения

Одной из целей системных исследований пластов и скважин является учет уже полученных ранее результатов ПГИ-ГДИС при составлении программ последующих исследований. Таким образом, оптимально, если в сервисном и на добывающем предприятиях при планировании новых исследований действует эффективная обратная связь, учитывающая результаты ПГК как в конкретных скважинах, так и с учетом всей системы геомониторинга. Основным условием осуществления системного контроля является наличие согласованного плана исследований между проектирующими, добывающими и геофизическими организациями. Этим планом предусматривается система мероприятий, содержащая четкую формулировку задач по контролю, способы их решения, периодичность исследований. Многообразие особенностей геологического строения месторождений, типов залежей, систем разработки исключает возможность единого подхода при планировании системных исследований.

Выбор скважин для проведения комплексов ПГИ-ГДИС осуществляется с учетом особенностей распределения коллекторов и типов разрезов,

расположения нагнетательных скважин, доступности скважин для исследований. Так, для исследования глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН и ШГН требуют определенной корректировки в конструкции ГНО.

Вследствие опасности прихвата приборов, исследования скважин приборами повышенных габаритов (при соотношении диаметра прибора к внутреннему диаметру колонны свыше 1/2 и при длине прибора свыше 5 м) в интервалах ствола с углами более 30° могут быть ограничены (решение о проведении ПГИ принимается индивидуально в зависимости от технического состояния ствола конкретной скважины и по результатам соответствующего шаблонирования). В ГС стандартный комплекс ПГИ малоэффективен и требует привлечения специальных технических и технологических средств.

Опорная сеть скважин выбирается в зависимости от задачи, для решения которой она используется, и может меняться во времени и по площади. Периодичность исследований для каждой залежи может отличаться и устанавливается по результатам, которые были получены для сходных месторождений или имеющегося объема информации. Периодичность исследований во времени, в зависимости от сложностей геологического строения, может меняться. Минимальная периодичность исследований по основным задачам ГИС-контроля приведена в табл. 10.3-10.5. Исследования по изучению керна, вопросам фильтрации, анализу проб нефти ведутся в основном соответствующими лабораториями НИПИ на постоянной основе. Системный контроль за разработкой месторождений подразумевает проведение различных исследовательских операций (ГИС, ПГИ, ГДИС, анализ керна, проб нефти и пр.), выполняемых в зависимости от решаемых задач.

Планирование комплексного контроля разработки промысловыми и геофизическими методами производится в соответствии с техническим заданием утвержденных в установленном порядке проектных технологических документов, которые согласовываются с органами Госгортехнадзора РФ, проектной организацией, добывающей компанией и ее территориальными производственными предприятиями. Техническое задание включает:

- обоснование целей и задач контроля за разработкой на лицензионном участке;
- обоснование опорных сетей (с указанием номеров скважин, базовых комплексов и технологий ПГИ-ГДИС, принятых с учетом стадии разработки);
- обоснование периодичности базовых исследований в скважинах ОС;
- обоснование объемов базовых и прочих исследований комплексами ПГИ-ГДИС;

- обоснование необходимых непрофильных исследований (промышленных, ГХИ);
- требования по авторскому надзору со стороны проектной организации.

Разработчики технического задания обязаны принимать непосредственное участие в контроле за выполнением их требований по различным направлениям исследований, равно как и супервайзерская служба добывающей компании. Работы по промышленно-геофизическому контролю разработки на месторождении организуются территориальными производственными предприятиями добывающей компании (ТПДН). Для проведения как скважинных, так и лабораторных исследований, помимо подразделений добывающей компании, могут привлекаться на условиях подряда специализированные сервисные организации («исполнитель», «подрядчик»), имеющие лицензию Госгортехнадзора на право ведения соответствующего вида деятельности и удовлетворяющие по качеству исследований «заказчика» работ. Мероприятия ПГИ-ГДИС-ГИС-ПВР проводятся на основе договоров или контрактов, в которых должны быть оговорены все условия, связанные с выполнением этих работ. Ежегодно в рамках бизнес-плана геологическая служба «заказчика» на основе технического задания составляет планы проведения ПГИ и ГДИС не только для опорной сети скважин, но и для всех остальных объектов.

Перед началом выполнения ПГИ сервисная компания должна получить от «заказчика» надлежащим образом оформленную заявку на исследования скважины с указанием всей необходимой для подготовки к исследованиям информации. При отсутствии каких-либо данных, предусмотренных в форме заявки, сервисная компания имеет право потребовать от заказчика их оперативного предоставления и задержать начало выполнения ПГИ. Если заявка была принята без предоставления в ней полной информации об объекте, сервисная компания сама несет ответственность за правильность выполнения ПГИ.

Заявка на ПГИ вместе с заключением и геофизическим планшетом входит в пакет обязательных документов, необходимых для документирования по каждому из исследований. Дополнительно к этому пакету должны быть приложены акты, устанавливающие причину невыполнения различных видов измерений в скважине. Работы по ГИС-ПГИ-ГДИС-ПВР должны проводиться в присутствии представителя «заказчика». Кроме того, к указанным мероприятиям может привлекаться оборудование или персонал (для вспомогательных работ) «заказчика», если это оговорено технологией полевых работ (при этом общее руководство совместных работ возлагается на «исполнителя», а привлекаемые работники должны пройти необходимый инструктаж по безопасному ведению работ).

Если для проведения исследований и геофизических работ на скважинах «заказчиком» одновременно привлекаются представители сразу нескольких подрядных компаний, то общая координация должна возлагаться на представителя «заказчика», который обязан обеспечить дополнительные меры промышленной безопасности на объекте.

Согласно ст.24 закона о недрах: «Все работы, связанные с повышенной опасностью при пользовании недрами, проводятся на основании лицензий на соответствующий вид деятельности». Сервисные организации при выполнении исследований и работ на скважинах должны руководствоваться требованиями и положениями действующих на территории проведения работ нормативных документов по технике промышленной безопасности.

Все ГИРС должны быть обеспечены сертифицированным оборудованием, геофизическим кабелем, скважинной и наземной аппаратурой, технические характеристики которых удовлетворяют геолого-техническим условиям в бурящихся и эксплуатируемых скважинах. В исключительных случаях с разрешения «заказчика» допускается использование опытно-экспериментальных образцов АО и скважинного оборудования. Расстановка техники и оборудования на кустовой площадке должна производиться «исполнителем» в строгом соответствии со схемами, утвержденными «заказчиком».

При проведении ГИРС в условиях нахождения скважины под давлением в комплект скважинного оборудования должны входить лубрикаторы (испытанные под соответствующим давлением), монтаж и работа которых обеспечивается «исполнителем» с предоставлением ему при необходимости специального грузоподъемного агрегата. Спуск и подъем кабеля должен сопровождаться контролем глубины, натяжения кабеля и соблюдением технологически оправданной скорости.

Представитель «заказчика» вправе потребовать от «исполнителя» строгого выполнения требований по обеспечению безопасности работ на скважине, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, промышленной санитарии, а при необходимости - запретить дальнейшее выполнение ГИРС. Аварийные ситуации разрешаются при взаимодействии «исполнителя» геофизических работ с «заказчиком» согласно условиям договорных документов с привлечением технических средств обеих.

«Исполнитель» (подрядная организация) при проведении ГИРС *ответственен* за своевременное оформление, согласование и утверждение у «заказчиков» необходимых заявочных документов, обеспечение работ специальными техническими средствами, выполнение всех требований соответствующих нормативных документов.

«Заказчик» ГИРС *ответственен* за предоставление сервисной организации всей необходимой геолого-технической документации об объекте и его текущем состоянии (включая полностью заполненную заявку), обеспе-

чение своевременной подготовки скважины и кустовой площадки к планируемым исследованиям (согласно требованиям действующих технологических норм), контроль за проведением ГИРС в соответствии с требованиями по безопасности работ и охраны окружающей среды.

ГИРС разрешается выполнять только после подготовки территории и ствола скважины, что должно быть задокументировано двусторонним актом представителями «заказчика» и «исполнителя» (соответствующие требования по подготовке скважин и порядок их проверки к готовности изложены в нормативных документах: «Правила ГИРС-99, РД 153-39.0-072-01»[49].

Полученные при исследованиях первичные материалы ПГИ, ГДИС, ГИС являются собственностью добывающей компании («заказчика») и не могут использоваться или тиражироваться без разрешения компании.

Сервисная компания, производящая измерения, обязана выполнить первичную обработку материалов (увязка, редактирование и т.п.), что необходимо для проведения дальнейшей интерпретации. Если программой работ предусматривалась также выдача исполнителем заключения по оперативной интерпретации, то оно должно быть передано в комплекте с исходными материалами. Кроме того, «исполнитель» может быть привлечен «заказчиком» к интерпретации (особенно, когда выполнялись специальные программы исследований нестандартной аппаратурой или по новым технологиям).

Обработка данных выполняется исключительно на компьютерах с документированием результатов как в цифровом виде, так и при необходимости на бумажных носителях («твердые копии»). Количество экземпляров материалов исследований, передаваемых «исполнителем» (или «соисполнителем») работ на бумажных носителях, предварительно согласовывается с заказчиком.

Применяемые при обработке и интерпретации программные средства должны быть многократно адаптированы, заранее согласованы с «заказчиком» и супервайзером компании, иметь лицензионное удостоверение (например, выданное в РосАПО, РосПатент и т.п.) или быть сертифицированным в Госорганах РФ.

Не допускается применение устаревшего программного обеспечения, не обеспечивающего сохранение конечных результатов в общепринятых стандартных форматах (LAS, XLS, JPEG, TIFF, GIF, BMP и т.п.). Документирование цифровых массивов и результатов интерпретации по методам ПГИ-ГДИС в обязательном порядке производится в базе данных ГДИС-ПГИ.

Рекомендуется проводить интерпретацию стандартных данных технологических, базовых и экспресс-исследований ТИ-ГДИС-ПГИ в соответствующих системах специализированных АРМов непосредственно силами сотрудников добывающей компании. Эти же специалисты должны оцени-

вать качество исходных материалов и полноту выполнения программ ПГИ-ГДИС.

Окончательное заключение о полноте и качестве передаваемых «заказчику» результатов выполненных ПГИ-ГДИС может быть выдано супервайзерской службой добывающей компании, либо специализированным подразделением компании, ответственным за анализ и обобщение материалов (в том числе и накопленных в БД) с целью обоснования и информационного обеспечения «Проекта разработки» или другого проектного документа по месторождению.

Стандартное заключение по результатам комплекса ПГИ-ГДИС (направленных на решение задач оценки характеристик работы пластов и скважины) должно содержать данные о:

- интервалах притока (отдельно по каждой фазе);
- параметрах работы фильтра (работающих толщинах);
- профилях притока (приемистости) жидкости или газа;
- пластовом давлении;
- величине депрессии (репрессии);
- гидропроводности, текущей проницаемости, фазовой продуктивности;
- неоднородности объекта эксплуатации (скин-факторе, степени вскрытия);
- плотности флюидов в стволе скважины и объемной доле каждого флюида в смеси, заполняющей ствол скважины.

При оценке результативности ГТМ в заключение необходимо отразить как результаты определения эксплуатационных характеристик пласта, так и эффективность проведенных мероприятий по интенсификации: прирост дебита (удельного дебита), порядок изменений скин-фактора, степени вскрытия, восстановления проницаемости в ближней зоне пласта, параметры трещины ГРП и т.п.

11. СИСТЕМООБРАЗУЮЩАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ ГЕОМОНИТОРИНГЕ И ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

11.1. Принципы интерпретации и динамического анализа результатов промыслово-геофизического контроля

Современный этап развития нефтегазового дела в мире показателен в плане широкого внедрения на производстве высокотехнологичных и наукоемких разработок. Эффективная эксплуатация месторождений нефти и газа возможна, если достигается высокая степень изученности геологии залежей, а также динамических процессов при их выработке. В настоящее время ни один из крупных объектов разработки не должен и не может эксплуатироваться без опоры на соответствующие цифровые динамические модели залежей (детальную геологическую модель, гидродинамическую модель, модель разработки).

Информационной начинкой при создании этих моделей являются: совокупные результаты специальных промысловых и геофизических исследований на месторождении, подробная история разработки, данные промыслового и геофизического мониторинга в процессе разработки. Необходимым условием современного информационного обеспечения для проектирования разработки месторождений стало применение передовых программно-вычислительных комплексов. Признанными лидерами в разработке программного обеспечения для геомоделирования являются зарубежные компании (LandMark, Schlumberger, SSI, Roxar и др.).

В настоящее время наиболее информативными способами для контроля разработки нефтяных и газовых месторождений в России и за рубежом признаны гидродинамические и промыслово-геофизические методы исследований скважин. Конечной целью совместных промысловых и геофизических мероприятий по контролю разработки месторождений является получение достоверной информации о состоянии продуктивности пластов с целью выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр запасов нефти или газа. Особенно актуальным применение данных способов контроля стало для новых, как правило, сложно построенных (в геологическом плане) месторождений.

На протяжении нескольких десятилетий совершенствовался механизм получения необходимых для решения указанной задачи данных. Направления выполняемых исследований ПГК достаточно разнообразны. В их числе: оценка начального и текущего насыщения, изучение фильтрационных параметров пластов, характеристик их выработки и обводнения; оценка технологических параметров режима работы скважины; изучение технического состояния скважины, поиски путей оптимизации работы подъемника и др. С целью решения всего спектра указанных задач разработаны специальные модификации геофизических методов (ПГИ) и многорежимные технологии изучения эксплуатационных скважин, включая исследования в процессе насосной эксплуатации, в режиме накопления и пр. К настоящему времени осуществлены разработки новых подходов в изучении динамических фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинном пространстве.

Таким образом, можно говорить о создании целой отрасли, охватывающей различные сервисные службы по обеспечению геолого-промысловой информацией. В их числе: производство специального скважинного и метрологического оборудования; контрольно-измерительные устьевые и глубинные средства; программное и методическое обеспечение; производственные полевые и интерпретационные геологические службы, аналитические и проектные центры.

Интерпретационная и аналитические службы обеспечивают наиболее ответственный этап в информационном обеспечении геомоделирования и проектирования разработки месторождений. В отличие от оперативной обработки исходных материалов, комплексная и обобщающая площадная интерпретация - это сложный технологический процесс, требующий высокой квалификации исполнителей и подразумевающий использование самого современного отечественного и зарубежного программно-методического обеспечения. Методические основы технологии обобщающей площадной интерпретации совместных результатов ГИС и ГИС-контроля (включая результаты промыслово-геофизических исследований в обсаженных скважинах - ПГИ) впервые были изложены в работах Дахнова В.Н. Ранее частичная реализация таких технологий осуществлялась тематическими партиями геологоразведочных предприятий в виде ручных обобщений сводных геологических и промысловых данных с построением различных карт и профилей, иллюстрирующих процессы вытеснения при заводнении.

Далее, существенно больший прогресс в развитии технологии площадных и динамических обобщений был достигнут на этапе приобщения материалов промысловых (ТИ) и особенно гидродинамических исследований пластов и скважин (ГДИС). Авторы убеждены, что технологии ГДИС не следует разделять с аналогичными по способам исследований пластов и сква-

жин методами ПГИ. Ведь по своей физической природе эти «промысловые методы» являются модификациями известных способов геофизических исследований эксплуатационных скважин, которые могут быть выполнены на фиксированных точках глубин во времени с помощью таких геофизических методов, как барометрия, расходометрия и некоторые другие.

В настоящее время определенные успехи в широком практическом внедрении методик как обобщающей, так и системообразующей интерпретации имеются у многих производственных геофизических и добывающих нефтегазовых компаний. Основным технологическим элементом существующих информационно-аналитических систем ПГК стало специализированное программно-методическое обеспечение (компьютеризированные обрабатывающие комплексы совместно со специализированными системами динамического анализа результатов). Пример организации такого автоматизированного комплекса в компании СИБНЕФТЬ приведен на рис. 11.1.

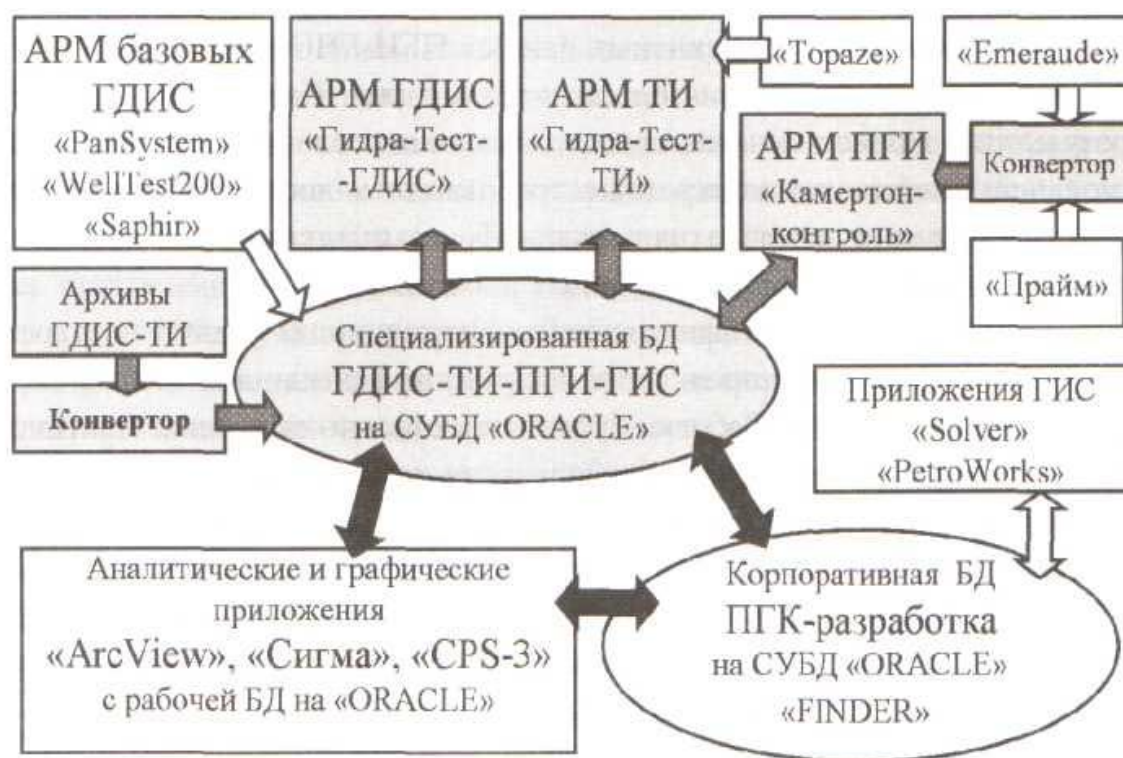


Рис. 11.1. Пример организации в нефтяной компании автоматизированного комплекса, предназначенного для системообразующей интерпретации и динамического анализа результатов ПГК. Выделены модули, разработанные специально для решения задач автоматизированного комплекса в ОАО СИБНЕФТЬ, прочие - модули со стандартным программным приложением

Начало развитию отечественных систем автоматизированного площадного и динамического анализа совокупных результатов промыслового и

геофизического контроля положили научно-исследовательские и проектно-изыскательские работы, выполненные авторами на кафедре ГИС РГУНГ им. Губкина. Значительный вклад в это направление внесли также специалисты компаний: Сигма-Прокси, Центральной геофизической экспедиции, Газпромгеофизики, Нижневартовскгеофизики, Ноябрьскнефтегазгеофизики, Оренбурггеофизики и др.

Значительные наработки в совершенствовании инструмента и технологии ведения обобщающей интерпретации ПГК имеются в настоящее время в специально созданных аналитических центрах, успешно функционирующих в компании СИБНЕФТИ в Москве и Ноябрьске. Отделы исследований этих центров в содружестве со специалистами-геологами и гидродинамиками выполнили значительные объемы работ по анализу, обоснованию и созданию цифровых геологических и гидродинамических моделей ряда крупных месторождений.

Ранее авторами были также выполнены аналогичные работы для других ведущих нефтяных компаний: ГАЗПРОМА, ЛУКОЙЛА, СЛАВНЕФТИ, ТНК.

Таким образом, в настоящее время актуальность и значимость проблемы обязательного использования при проектировании как с исходной геологической и промысловой информации, так и комплексных результатов ГИС-ПГИ-ГДИС (полученных на этапе контроля разработки месторождения) подтверждена многолетним опытом ведения таких работ в России.

Основные факторы, тормозящие более широкое внедрение этой технологии - низкий охват и низкое качество выполняемых на местах исследований. Необходимый контроль качества полученных исходных данных ПГИ-ГИС или ГДИС реально достигается именно после выполнения площадного анализа. На этапе последующей передачи результатов для использования их в уточнении геологической и гидродинамической моделей существуют конкретные требования к достоверности полученных параметров, а также есть альтернативные способы их оценки (например, путем математического моделирования фильтрационных процессов).

Без доведения исходной геофизической информации до стадии построения динамической модели всего месторождения (залежи) эффективность любых системных исследований по контролю разработки будет искусственно занижена. Фактически получается, что для данной проблемы «глобализация цели» - это реальный способ достигнуть нормативного уровня по качеству и количеству исходной промысловой и геофизической информации на месторождении. В связи с этим, в частности, в РФ и в отдельных добывающих компаниях в последнее время были разработаны соответствующие регламенты по этапности и комплексированию мероприятий ГИС-контроля на месторождениях нефти и газа [4-8].

11.2. Задачи системообразующей интерпретации и динамического анализа в промыслово-геофизическом контроле

Задачи «системообразующей интерпретации». Обобщающая интерпретация данных ГИС - результат фильтрации и селекции большого объема данных, характеризующих стационарное состояние объекта исследования. Помимо результатов специальных технологий по изучению сложных систем, значительная доля информации может быть получена в случае правильной организации сбора материалов стандартных исследований. Поэтому структурная организация совокупных промысловых и геофизических параметров позволяет использовать их при дополнительной обработке.

Таким образом, усовершенствование и усложнение стандартных процедур обработки исходных данных - еще один путь получения новой информации. При этом алгоритмы обобщающей интерпретации могут быть достаточно нетрадиционными в сравнении с привычным для ГИС уровнем комплексной интерпретации. Помимо известных способов статистических и площадных обобщений, можно использовать такие формы обработки избыточной информации, как индикаторные способы, спектральные обработки и др. Реализуя на практике различные технологии обобщающей интерпретации для данных ПГК, в результате добиваются получения нового типа информации (геометрические распределения пластовых свойств, причины аномального изменения отдельного свойства объекта и др.).

Суть понятия «системообразующая интерпретация» изложена авторами выше в разделе 10. Отличие этого вида интерпретации от «комплексной и обобщающей» состоит в решении задач для эксплуатационных объектов уровня «пласт-залежь-месторождение» *с учетом динамики* происходящих при их разработке процессов. Одной из таких задач является воссоздание исходного состояния исследуемых объектов. Таким образом, основное отличие рассматриваемого понятия от «обобщающей интерпретации» состоит в возможности создания локальных цифровых *динамических моделей* для исследуемого объекта. Это расширяет область применяемых при интерпретации программно-методических средств. Наблюдается переход от достаточно жестких алгоритмов функциональных преобразований исходных данных (комплексная параметрическая и целевая интерпретации) к численным задачам и ограниченному геомоделированию (секторные модели для части объекта или экспресс-модели отдельных свойств для всего рассматриваемого объекта).

Одним из примеров использования таких моделей являются сложные технологии гидродинамических межскважинных исследований. Их сущность состоит в совместном анализе результатов долговременных измерений

давления и дебита для выбранного блока залежи. В процессе интерпретации результатов такого исследования решается задача воспроизведения истории разработки. Одновременно уточняется геометрическое строение залежи и гидродинамические параметры пласта. Такая задача не может быть успешно и однозначно решена без всей совокупности геолого-промысловой информации о пласте. Созданная на этой основе секторная модель одновременно является инструментом исследования залежи и накопления информации о ней. На уровне системообразующей интерпретации происходит смыкание областей промыслово-геофизического контроля залежи и создание ее динамической модели.

Примером реализации такого подхода являются технологии длительного гидропрослушивания на заключительных стадиях разработки месторождения, когда объектом исследования является уже не околоскважинное пространство, а сектор пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коршак А.М., Шаммазов А.А. Основы нефтегазового дела.- Уфа, 2005 - 519 с.
2. Ханин А.А. Породы - коллекторы нефти и газа и их изучение. - М.: Недра, 1969. - 320 с.
3. Зозуля Г.П., Кузнецов Н.П., Ягафаров А.К. Физика нефтегазового пласта. - Тюмень, 2005. - 280 с.
4. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. - М.: Недра, 1977.
5. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982.
6. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1992.
7. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов, - М.: Недра, 1976.
8. Турчанинов И.А., Иофис М.А, Каспарьян Э.В. Основы механики горных пород. - Л.: Недра, 1989.
9. Питкевич В.Т., Морева Е.В., Семёнов В.В. Использование данных о механических свойствах пород-коллекторов месторождений ХМАО с целью эффективной разработки и эксплуатации. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: 3-я Научно-практическая конференция - Ханты-Мансийск: Изд-во "Путиведь", 2000.
10. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970.
11. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. - М.: Недра, 1991.
12. Дмитриев А.П., Гончаров С.А. Термодинамические процессы в горных породах. - М.: Недра, 1989.
13. Ягафаров А.К. Геолого-геофизические основы интенсификации притоков в нефтеразведочных скважинах: Авторской дисс. д.г-м.н., - Тверь. 1994. - 48 с.
14. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М., Ижевск, 2004. - 602 с.
15. Методическое руководство по применению аппаратуры гидродинамического каротажа в необсаженных скважинах, бурящихся на нефть и газ / П.А. Бродский, А.И. Фионов, А.В. Бубеев. – Октябрьский, 1981.
16. Требин Г.Ф. Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. - М.: Недра, 1980.

17. Медведев Ю.А. Лабораторный практикум по физике пласта: учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1999.
18. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений, - М.: Недра, 1981.
19. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. - М.: Недра, 1989.
20. Крылов Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений.- М.: Недра, 1970.
21. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справочное руководство в 2-х т. / Под ред. Ю.П. Коротаева - М.:Недра, 1984.
22. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1987.
23. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа.- М.: Недра, 2003. - 873 с.
24. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин. - М.: ОАО “Недра”, 1998.- 266 с.
25. Чураев Н.В. Физико-химия процессов массопереноса в пористых средах.- М.: Химия, 1990.
26. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта.- М.: ФГУП, издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., Ижевск, 2000.- 587с.
27. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Богданова М.Н., Спиридонова А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа.- М., 2004.
28. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача».- М.: Изд. дом «Грааль», 2002.
29. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К. и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. - М.:ВНИИОЭНГ, 1994.
30. Федорцов В.К., Ягафаров А.К., Клевцур А.П. и др. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. – Тюмень, 1988.
31. Ованесов ГЛ., Халимов Э.М., Ованесов М.Г. Совершенствование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1973.
32. Хисамутдинов Н.И., Тахаутдинов Ш.Ф, Телин А.Г, Зайнетдинов Т.И., Тазиев М.З., Нурмухаметов Р.С. Проблемы извлечения остаточной нефти физико - химическими методами.- М.: ОАО ВНИИОЭНГ,2003.- 180 с.
33. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ.- М.: Недра, 2003.
34. Справочник по нефтепромышленной геологии./Н.Е. Быков, А.Я. Фурсов, М. И. Максимов.- М.: Недра, 1981.- 525 с.

35. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого - технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.(Часть 2, Фильтрационные модели). - М.: ОАО ВНИИОЭНГ,2003.- 224 с.

36. А.С. СССР № 1489239. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта./ Ягафаров А.К., Демичев С.С. , 1991.

37. Глумов И.Ф., Кочетков В.Д. и др. Закачивание в пласт серной кислоты для увеличения нефтеотдачи на опытном участке Первомайского месторождения. ТНО «Новые методы увеличения нефтеотдачи пласта», серия «Добыча». - М.: ВНИИОЭНГ, 1968.

38. Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбрану. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов.- М.: Недра, 1988.

39. Щарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. - М.: Недра, 1988.

40. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В. и др. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. - М.: Недра, 1983.

41. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985.

42. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приёмистости скважин. - М.: Недра, 1981.

43. Ланин Н.А, Гуляев В.Н, Ягафаров А.К., Трофимов А.С., Зозуля Г.П. Эффективность методов воздействия на нефтяные залежи. - Тюмень: Вектор - Бук.- 262 с.

44. Стрекалов А.В. Системный анализ и моделирование гидросистем поддержания пластового давления. ИФ “Слово”, Тюмень, 2002.- 323 с.

45. Степанова Г.С., Выборнов Н.М., Выборнова Я.М. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1969.

46. Телков А.П., Грачёв С.И. Прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи. - М., 2008.

47. Масленников В.В., Крылов Г.В., Маслов В.Н., Лапердин А.Н., Меркушев М.И. Геолого-геофизическое моделирование малоамплитудных сеноманских газовых залежей Западной Сибири и концептуальные подходы к их освоению.- М., 2000.- 242 с.

48. Крылов Г. В., Лапердин А. Н., Маслов В. Н. Совершенствование методов геологического изучения, анализа и проектирования разработки газовых месторождений севера Западной Сибири.- Новосибирск, 2005,- 386 с.

49. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М., 2006.- 780 с.

Учебное издание

Ягафаров Алик Каюмович
Клещенко Иван Иванович
Зозуля Григорий Павлович и др.

**РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Редактор О. М. Зеленина

Подписано в печать 30.12.2010. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 24,75.
Тираж 500 экз. Заказ № 524.

Библиотечно-издательский комплекс
государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.