

**Министерство образования Республики Беларусь**

**Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»**

**Кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»**

**В. Д. Порошин, С. В. Козырева, С. Л. Порошина**

## **РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2024**

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.36я73  
П59

Рецензенты: зав. каф. «Горные работы» Белорусского технического университета  
д-р техн. наук, проф. *С. Г. Оника*;  
зав. лаб. гидрогеологии и гидроэкологии Института природопользования  
НАН Беларуси д-р геол.-минерал. наук, доц. *В. Г. Жогло*

**Порошин, В. Д.**  
П59      Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / В. Д. Порошин, С. В. Козырева, С. Л. Порошина ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2024. – 399 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц; 32 Mb RAM; свободное место на HDD 16 Mb; Windows 98 и выше; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-524-4.

Рассмотрены геологическое строение месторождений нефти и газа, подготовка их к разработке, способы эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, основы эксплуатации месторождений углеводородов на различных режимах дренирования, основы проектирования, контроля, моделирования и регулирования процесса разработки нефтяных и газовых залежей, методы повышения нефте- и газоотдачи продуктивных пластов, основные положения охраны недр и окружающей среды.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.36я73

ISBN 978-985-535-524-4

© Порошин В. Д., Козырева С. В.,  
Порошина С. Л., 2024  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2024

## Оглавление

Введение.....	6
<b>Раздел I. Разведка и подготовка нефтяных и газовых месторождений к разработке .....</b>	<b>13</b>
Глава 1. Залежи и месторождения углеводородов.....	13
1.1. Основные понятия о месторождениях и залежах нефти и газа .....	13
1.2. Этапы и стадии геолого-разведочных работ на нефть и газ .....	21
1.3. Категории скважин при бурении на нефть и газ .....	23
1.4. Основные требования, предъявляемые к разведке нефтяных и газовых месторождений .....	26
1.5. Геолого-промысловые исследования и пробная эксплуатация разведочных скважин .....	30
1.6. Пробная эксплуатация и опытно-промышленная разработка нефтяных залежей.....	30
Глава 2. Основные свойства пород и пластовых флюидов нефтяных и газовых месторождений .....	32
2.1. Основные свойства пород-коллекторов .....	32
2.2. Неоднородность продуктивных пластов .....	40
2.3. Физико-химические свойства углеводородов и их изменение в процессе разработки .....	44
2.4. Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений.....	57
Глава 3. Запасы и ресурсы нефти и природного газа .....	65
3.1. Категории запасов и ресурсов нефти и газа.....	67
3.2. Методы подсчета запасов нефти .....	72
3.3. Методы подсчета запасов газа.....	74
Глава 4. Пластовые давления и температуры в залежах углеводородов ....	76
4.1. Начальные и текущие пластовые давления в продуктивных пластах .....	76
4.2. Пластовые температуры.....	83
<b>Раздел II. Эксплуатация нефтяных скважин .....</b>	<b>86</b>
Глава 5. Эксплуатация нефтяных скважин.....	86
5.1. Фонд скважин нефтяных месторождений.....	86
5.2. Условие притока флюидов к забоям скважин .....	87
5.3. Режимы исследования скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления).....	90
5.4. Система «пласт – скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважины. Технологический режим работы скважин .....	99

<b>Раздел III. Промышленная разработка нефтяных месторождений</b> ....	106
Глава 6. Основные эксплуатационные характеристики залежей нефти ...	106
6.1. Стадии разработки нефтяной залежи; характеристика отдельных стадий. Основной период разработки залежи .....	106
6.2. Режимы работы пластов как проявление определенного вида пластовой энергии.....	109
6.3. Классификация режимов.....	112
Глава 7. Основы проектирования разработки месторождений нефти.....	126
7.1. Цели и задачи проектирования разработки. Многостадийность проектирования разработки месторождений нефти .....	126
7.2. Виды проектных документов, их назначение.....	127
Глава 8. Объект и система разработки .....	133
8.1. Выбор объектов по разрезу и площади месторождения. Объединение нескольких продуктивных пластов в один объект разработки; обоснование целесообразности объединения.....	133
8.2. Понятие о системе разработки нефтяных месторождений. Системы разработки по методу разбуривания месторождения в целом .....	136
8.3. Системы разработки нефтяных залежей .....	143
8.4. Системы размещения эксплуатационных скважин при разработке нефтяных залежей.....	164
8.5. Характеристика технологических и экономических показателей разработки.....	184
8.6. Проведение гидродинамических расчетов основных показателей разработки.....	190
8.7. Расчет процессов нагнетания .....	210
8.8. Системы разработки нефтегазовых залежей .....	217
8.9. Понятие о рациональной системе разработки. Выбор рационального варианта .....	227
8.10. Разработка залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам.....	229
8.11. Особенности изучения и разработки нефтяных месторождений в засоленных коллекторах .....	239
8.12. Основы компьютерного моделирования строения залежей углеводородов и их разработки.....	246
Глава 9. Основы анализа разработки .....	263
9.1. Цель и задачи анализа текущего состояния разработки в рамках авторского надзора. Методы проведения анализа .....	263
9.2. Контроль и регулирование разработки нефтяных залежей.....	271

Глава 10. Повышение коэффициента нефтеизвлечения .....	281
10.1. Факторы, осложняющие процесс вытеснения нефти водой .....	281
10.2. Различия вязкостей нефти и воды как фактор, осложняющий процесс вытеснения нефти. Параметр безразмерной вязкости, его влияние на характер выработки запасов .....	283
10.3. Методы повышения коэффициента нефтеизвлечения .....	288
<b>Раздел IV. Разработка газовых и газоконденсатных залежей .....</b>	<b>303</b>
Глава 11. Разработка газовых залежей .....	303
11.1. Состав природных газов. Классификация природных газов. Классификация газовых залежей и месторождений .....	304
11.2. Физические свойства природных газов. Тепловые свойства природных газов. Дросселирование газов. Гидратообразование .....	310
11.3. Технологический режим работы газовой скважины. Свободный и абсолютно свободный дебит .....	318
11.4. Способы эксплуатации газовых скважин .....	323
11.5. Особенности притока газа к забою скважины .....	328
11.6. Методика обработки результатов стационарного и нестационарного исследования газовой скважины. Фильтрационные сопротивления. Понятие о средней газовой скважине .....	332
11.7. Газовая залежь как единое целое. Удельные объемы дренирования. Режимы работы газовых пластов .....	345
11.8. Метод материального баланса и его применение для изучения газовых залежей. Газоотдача газовых пластов. Схемы расчетов газоотдачи при газовом и водонапорном режимах .....	350
11.9. Системы размещения скважин при разработке газовых залежей в условиях различных режимов .....	365
Глава 12. Особенности разработки газоконденсатной залежи .....	377
12.1. Явления обратной конденсации. Размещение скважин при разработке газоконденсатных залежей .....	377
<b>Раздел V. Охрана недр и окружающей среды .....</b>	<b>390</b>
Литература .....	397

## ВВЕДЕНИЕ

Разработкой нефтяной (газовой) залежи или эксплуатационного объекта называют совокупность технологических мероприятий, обеспечивающих извлечение из продуктивных пластов нефти и газа путем управления процессом движения флюидов по пласту-коллектору к забоям добывающих скважин при использовании естественной энергии залежи или искусственном воздействии на нее с целью наиболее полной и эффективной выработки геологических запасов углеводородов.

Практически с начала развития нефтяной и газовой промышленности было признано, что проблема разработки нефтяных и газовых месторождений является самой сложной среди других в нефтегазовом деле. Это объясняется многими факторами.

Во-первых, проектирование и контроль за разработкой и доработкой залежей углеводородов должны проводиться на основе согласования результатов многих научных дисциплин: геологии, геофизики, петрофизики, физики, химии и физико-химии пласта, реологии, подземной гидродинамики, техники и технологии нефтедобычи, экономики, а также экологии. Некоторые из них в период возникновения нефтяной и газовой промышленности даже не существовали, а некоторые только начинали развиваться. Даже в настоящее время часть из названных дисциплин продолжает существенно дополняться и совершенствоваться.

Во-вторых, разработка нефтяных и газовых месторождений требует очень больших материальных затрат и потому большой ответственности.

В-третьих, разработка месторождений углеводородов связана с длительным процессом, протекающим в течение многих лет – обычно многих десятилетий. Поэтому часто не удается распознать

достижения или недостатки, заложенные в проекты разработки. Последнее иногда создавало благоприятную почву для принятия конъюнктурных решений при проектировании разработки месторождений – видимость их простоты и дешевизны обнаруживалась не сразу и прельщала некоторых недостаточно компетентных в разработке руководителей, ответственных за их утверждение. Это не редко приводило к существенным экономическим издержкам и недостаточно полной выработке запасов из залежей углеводородов.

Курс «Разработка нефтяных и газовых месторождений» – область прикладной науки, как учебная дисциплина относится к инженерным. В ней дается не только качественное описание месторождения, но и количественные характеристики процесса извлечения нефти и газа из пласта. Она состоит из разделов о системах и технологиях, применяемых при размещении и эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, планировании и проектировании разработки залежей углеводородов (УВ), реализации проектных решений, контроле, моделировании, анализе и регулировании разработки нефтяных и газовых месторождений.

Целью курса является усвоение принципов и методических основ проектирования разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений и последующих анализа, контроля, моделирования и регулирования процессов их разработки.

Важнейшей задачей является выработка навыков в решении практических задач по разработке нефтяных и газовых месторождений.

В рамках программы дисциплины рассматриваются вопросы разработки месторождений и добычи нефти и газа на современном этапе развития нефтедобывающей отрасли, а также перспективные направления развития процессов разработки нефтяных и газовых залежей.

В результате изучения дисциплины студент должен:

- знать:
  - источники пластовой энергии нефтегазового пласта;
  - основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений;
  - определение показателей разработки нефтегазовых месторождений;
- уметь:
  - распознавать характеристики энергетики нефтегазовых залежей;
  - составлять план разработки нефтегазового месторождения;
  - определять и анализировать основные показатели разработки.

- владеть:
  - навыками моделирования и проектирования разработки нефтяных и газовых залежей;
  - навыками разработки нефтяных и газовых залежей со сложнопостроенными (в том числе трещиноватыми и засоленными) коллекторами;
  - навыками разработки нефтяных месторождений с применением методов увеличения нефтеотдачи.

Теоретической основой разработки нефтяных и газовых месторождений являются фундаментальные положения геологии нефти и газа, физики нефтяного пласта и подземной гидромеханики.

Разработку нефтяных и газовых месторождений трудно себе представить без геологии и геофизики, без детального изучения геологического строения месторождения. Она опирается также на важнейшие положения физики и химии, математической физики и технологии эксплуатации скважин.

Проектирование и осуществление разработки нефтяных месторождений подчинены единой цели и требуют единой методики, которая позволяет связать все знания о нефтяной залежи и о процессах, происходящих внутри нее при извлечении жидкости и газа.

Одним из главных достижений в теории разработки нефтяных и газовых месторождений было установление основных сил, движущих нефть и газ к забоям скважин, т. е. основано было учение о режимах нефтяных и газовых месторождений. Большой вклад в создание этого учения внесли И. М. Губкин, Л. С. Лейбензон, И. Н. Стрижов, А. П. Крылов, С. А. Христианович, Ф. А. Требин, Г. И. Баренблатт, Э. С. Закиров, К. С. Басниев, Б. Б. Лапук, И. А. Чарный, В. Н. Щелкачев, Маскет, Виков, Ботсет, Леверетт, Колинз, Азиз, Сеттари и другие ученые.

В середине 30-х гг. XX в. теория режимов нефтяных месторождений получила существенное развитие. Были заложены основы современной теории упругого режима нефтяных пластов и режима растворенного газа. Следует отметить, что еще в начале 20-х гг. XX в. Л. С. Лейбензоном получено дифференциальное уравнение фильтрации газа и положено начало теории разработки газовых месторождений.

В 20-х и в начале 30-х гг. XX в. прогнозирование разработки нефтяных месторождений производилось в основном путем построения фактических зависимостей показателей разработки от времени,



полученных в начальный период разработки, статистической обработки этих показателей и их экстраполяции на будущее.

Математические методы теории фильтрации, уже значительно развитые к этому времени К. Тергаци, Н. Е. Жуковским, Н. Н. Павловским, еще не нашли применения в нефтяном деле. Развитию и использованию в разработке нефтяных месторождений методов этой теории существенным образом способствовали известные работы американского ученого Маскета.

Несмотря на значительный прогресс в области теории фильтрации нефти и газа и в ее применении для расчетов добычи нефти, достигнутый в конце 30-х и в начале 40-х гг. XX в., разработка нефтяных месторождений как самостоятельная инженерная дисциплина еще не оформилась.

Решающую роль в создании разработки нефтяных месторождений как самостоятельной области науки и учебной дисциплины сыграла основополагающая работа А. П. Крылова, М. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и И. А. Чарного «Научные основы разработки нефтяных месторождений», вышедшая в свет в 1948 г. в Гостоптехиздате.

В этой работе была дана первая формулировка основного принципа разработки, заложен фундамент проектирования разработки нефтяных месторождений, решен ряд важных задач подземной гидромеханики, а наука о разработке нефтяных месторождений представлена как комплексная область знаний, использующая достижения нефтяной геологии и геофизики, подземной гидродинамики, эксплуатации скважин и прикладной экономики.

Выход в свет указанной работы существенным образом способствовал развитию методов разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласты путем заводнения. Конец 40-х и 50-е гг. XX в. ознаменовались резким ростом числа исследований в области разработки нефтяных месторождений, развитием новых направлений в этой области. Было значительно продвинуто вперед решение проблемы разработки нефтяных месторождений при смешанных режимах – водонапорном и растворенного газа. Начали интенсивно развиваться методы определения параметров пластов с использованием гидродинамических исследований скважин. Были созданы методические основы расчета разработки нефтяных месторождений с применением вероятностно-статистических моделей. Развивались также методы непосредственного учета неоднородности при фильтрации в нефтяных пластах.

В 50-е гг. возникли и стали развиваться новые модели нефтяных пластов (трещиноватых и трещиновато-пористых), а также методы анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений. Существенное развитие получили и сами системы их разработки.

В конце 50-х и в начале 60-х гг. XX в. начали исследовать глубокозалегающие нефтяные месторождения, разрабатываемые в условиях сильной, в ряде случаев – неупругой деформации горных пород.

Развитие проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений требовало использования сложных математических методов и вычислительных средств.

Были проведены фундаментальные исследования и даны инженерные решения, послужившие основой развития тепловых методов разработки нефтяных месторождений, связанных с закачкой в пласт теплоносителей и внутривластовым горением. В эти же годы во всем мире огромное внимание было уделено развитию физико-химических методов извлечения нефти из недр, таких, как вытеснение нефти углеводородными растворителями, двуокисью углерода, полимерными и мицеллярно-полимерными растворами.

В 80-е годы XX в. возможности громадных объемов добычи нефти, низкой по себестоимости (за счет фонтанного способа отбора), уменьшаются, поскольку пластовая энергия основных месторождений исчерпывается, а новых, столь же богатых, как Ромашкинское и Самолорское, открыто не было.

С начала 90-х гг. XX в. начался следующий этап развития отрасли. За последние 25–30 лет запасы со степенью выработанности более 50 % возросли в 1,9 раз, а более 80 % – в 4 раза. Доля добычи с объектов, выработанных более чем на 80 %, возросла с 4,6 до 17 %. В связи с тем, что преимущества, имеющиеся ранее благодаря открытию крупнейших месторождений нефти и поддержанию пластового давления (при редкой сетке скважин), были исчерпаны, произошло изменение структуры извлекаемых запасов и необходимой технологии их извлечения. Нефтяники теперь вынуждены добывать нефть из пластов высокой водонасыщенности – с самого начала разработки или в силу обводнения. Отборы нефти проводятся из низкопроницаемых коллекторов (проницаемость ниже 10–40 мД). Эксплуатируются обширные подгазовые участки, водоплавающие залежи нефти, месторождения с летучими нефтями, ведется добыча конденсата из газовых пластов.

Таким образом, современное состояние нефтяной промышленности предопределило наступление нового этапа в развитии фундамен-

тальных научных знаний о нефти и газе на основе прогрессивных достижений последнего времени в области науки, техники и технологий. На основе результатов фундаментальных исследований должно происходить обеспечение нефтегазового комплекса новыми технологиями.

Все вышеизложенное позволяет обозначить круг современных проблем разработки нефтяных и газовых месторождений:

- Необходимость дальнейшего повышения степени извлечения нефти на основе геологического, гидродинамического и геофизического изучения пласта и построение постоянно действующей компьютерной модели для каждой залежи нефти и газа. Повышение нефтеотдачи пласта обеспечивается стимулированием притока к скважинам, увеличением площадей дренирования за счет горизонтальной проводки стволов скважин, бурения разветвленных и многозабойных скважин и крупномасштабного (в том числе многозонного) гидроразрыва пластов, использованием физико-химических методов воздействия на продуктивную толщу.

- Обоснование методов увеличения нефтеотдачи и отбора нефти в сложных условиях требует интенсивной разработки нового физико-математического моделирования природных и техногенных процессов в продуктивной толще и вмещающем массиве.

- Обеспечение дальнейшего развития комплексного междисциплинарного подхода к разработке месторождений углеводородов.

- Усиление контроля разработки месторождений, осуществление всесторонних массовых исследований конкретных скважин, усовершенствование методов обработки и интерпретации получаемых данных.

- Создание необходимых условий для исследований закономерностей фазовых переходов жидких и газообразных углеводородов при термобарических условиях, характерных для разработки вновь открываемых месторождений.

- Постановка исследований по более активному использованию физических полей для повышения степени извлечения углеводородов из недр.

- Проведение теоретических и экспериментальных исследований в области геомеханики нефтегазоносных пластов применительно к актуальным проблемам геологии, геофизики, бурения и разработки месторождений.

- Решение природоохранных проблем разработки месторождений осуществлять на основе мониторинга экологической обстановки с помощью дистанционных методов (подземно-наземно-аэрокосмический мониторинг объектов нефтяной и газовой промышленности).

- Геолого-геофизические наблюдения за залежами и месторождениями завершать созданием адекватных постоянно действующих компьютерных моделей.

- Ориентироваться на вскрытие пластов скважинами с наибольшей эффективной поверхностью вскрытия, т. е. наклонными и горизонтальными скважинами в зависимости от геометрии толщин.

- Создавать новые технологии первичного и вторичного вскрытия пласта.

- На месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами повышать результативность применения многозонных гидроразрывов пластов с использованием высокого давления, специальных жидкостей разрыва и нагнетания в пласт агентов по закреплению трещин.

- Развивать теоретические и экспериментальные исследования в области фильтрации многофазных систем.

- Обобщить опыт разработки сложнопостроенных месторождений и обеспечить создание систем комплексной разработки месторождений нефти и газа.

Разработка нефтяных и газовых месторождений – интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, управлением разработкой месторождений, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства.

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение их запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений здесь по праву является компьютерное моделирование. Адаптация истории разработки и ее прогноз с помощью современных методов компьютерного моделирования позволяют оптимально и с наименьшими затратами, разрабатывать месторождения углеводородов.

# РАЗДЕЛ I. РАЗВЕДКА И ПОДГОТОВКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К РАЗРАБОТКЕ

## ГЛАВА 1. ЗАЛЕЖИ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

### 1.1. Основные понятия о месторождениях и залежах нефти и газа

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

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

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

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

*Пластовая сводовая залежь* – это залежь, приуроченная к резервуару пластового типа, т. е. ограниченному в кровле и подошве практически непроницаемыми породами и изогнутому в форме свода, которая подпирается водой (рис. 1.1).

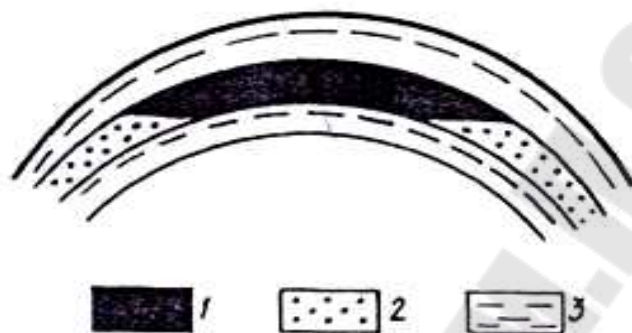


Рис. 1.1. Пластовая сводовая залежь:  
1 – нефть; 2 – вода; 3 – глина

*Пластовая стратиграфически экранированная залежь* ограничена непроницаемыми породами по поверхности стратиграфического несогласия (рис. 1.2).

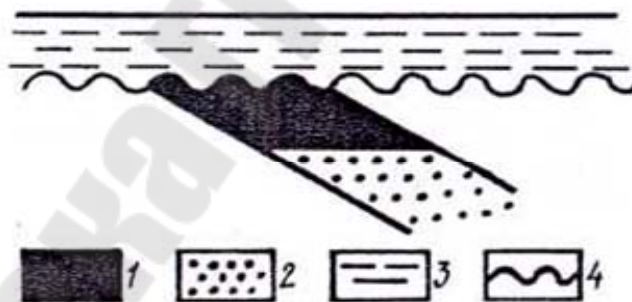


Рис. 1.2. Пластовая стратиграфически экранированная залежь:  
1 – нефть; 2 – вода; 3 – глина; 4 – линия размыва

*Пластовой тектонически экранированной залежью* называют залежь в пласте, ограниченном сверху по его наклону разрывом, приводящим пласт в соприкосновение со слабопроницаемыми породами (рис. 1.3).

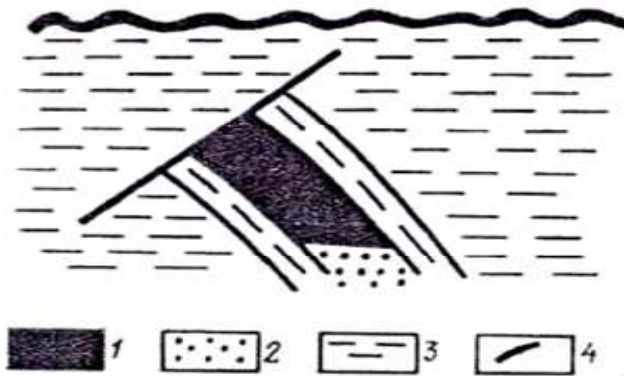


Рис. 1.3. Пластовая тектонически экранированная залежь:  
1 – нефть; 2 – вода; 3 – глина; 4 – тектоническое нарушение

*Пластовая литологически экранированная залежь* приурочена к ловушке, обусловленной выклиниванием пласта-коллектора или ухудшением его коллекторских свойств вверх по восстанию (рис. 1.4).

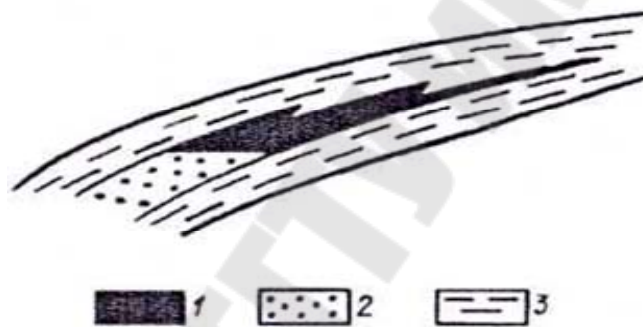


Рис. 1.4. Пластовая литологически экранированная залежь:  
1 – нефть; 2 – вода; 3 – глина

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

*Массивные залежи в структурном выступе* – это залежи в выступе пород тектонического происхождения, образованном или антиклинальным изгибом пластов (рис. 1.5), или крупными дизъюнктивными нарушениями.



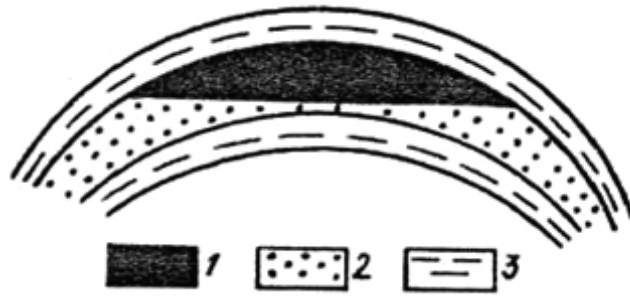


Рис. 1.5. Массивная залежь в антиклинальной складке:  
1 – нефть; 2 – вода; 3 – глина

Массивные залежи в эрозионном выступе – это залежи, приуроченные к возвышающемуся выступу дислоцированных пород, образовавшемуся в результате эрозии – размыва и под толщей более молодых малопроницаемых отложений (рис. 1.6).

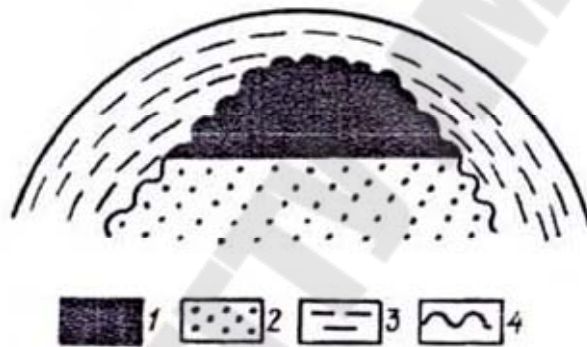


Рис. 1.6. Массивная залежь в эрозионном выступе:  
1 – нефть; 2 – вода; 3 – глина; 4 – линия размыва

Массивные залежи в биогермном выступе – это залежи, связанные с вершиной рифового массива, перекрытого малопроницаемыми породами (рис. 1.7).

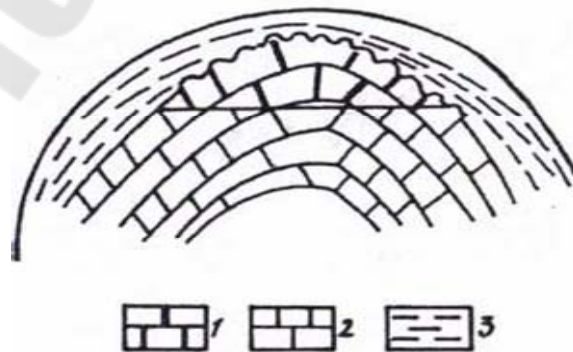


Рис. 1.7. Массивная залежь в рифовом массиве:  
1 – нефтеносный известняк; 2 – водоносный известняк; 3 – глина



Кроме того, по характеру экранов массивные залежи подразделяются на массивные сводовые, массивные тектонически, стратиграфически и литологически экранированные.

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

В залежи углеводородов различают общий и эффективный объемы. В *общий* объем включают все породы коллекторы и неколлекторы продуктивного горизонта выше газо- или водонефтяного контакта, а в *эффективный* – только углеводородонасыщенные коллекторы. Залежь ограничена различными поверхностями, определяющими ее положение в пространстве: водонефтяной контакт (ВНК), газовой контакт (ГВК), газонефтяной контакт (ГНК), поверхности раздела коллекторов и неколлекторов, дизъюнктивные поверхности, структурные поверхности (рис. 1.8).

Поверхность, разделяющая нефть и воду или нефть и газ, называется соответственно водонефтяным или газонефтяным контактом. Линия пересечения поверхности контактов с кровлей продуктивного пласта называется соответственно внешним контуром нефтеносности или газоносности, а с подошвой пласта – внутренним контуром нефтеносности или газоносности (рис. 1.8). Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой нефтегазаносного пласта называют его толщиной или мощностью.

Форму залежей определяет структура, являющаяся складкой, куполом, поднятием, рифом с осложняющими их разломами.

Верхней границей залежи является верхняя поверхность коллектора или кровля продуктивного горизонта, перекрытая горизонтальной крышкой.

При горизонтальном положении поверхности ВНК внутренний и внешний контуры нефтеносности будут параллельны изогипсам структурной карты. При наклонном положении поверхности ВНК (что встречается достаточно редко) контуры нефтеносности будут пересекать изогипсы структурных карт как по кровле, так и по подошве пласта.

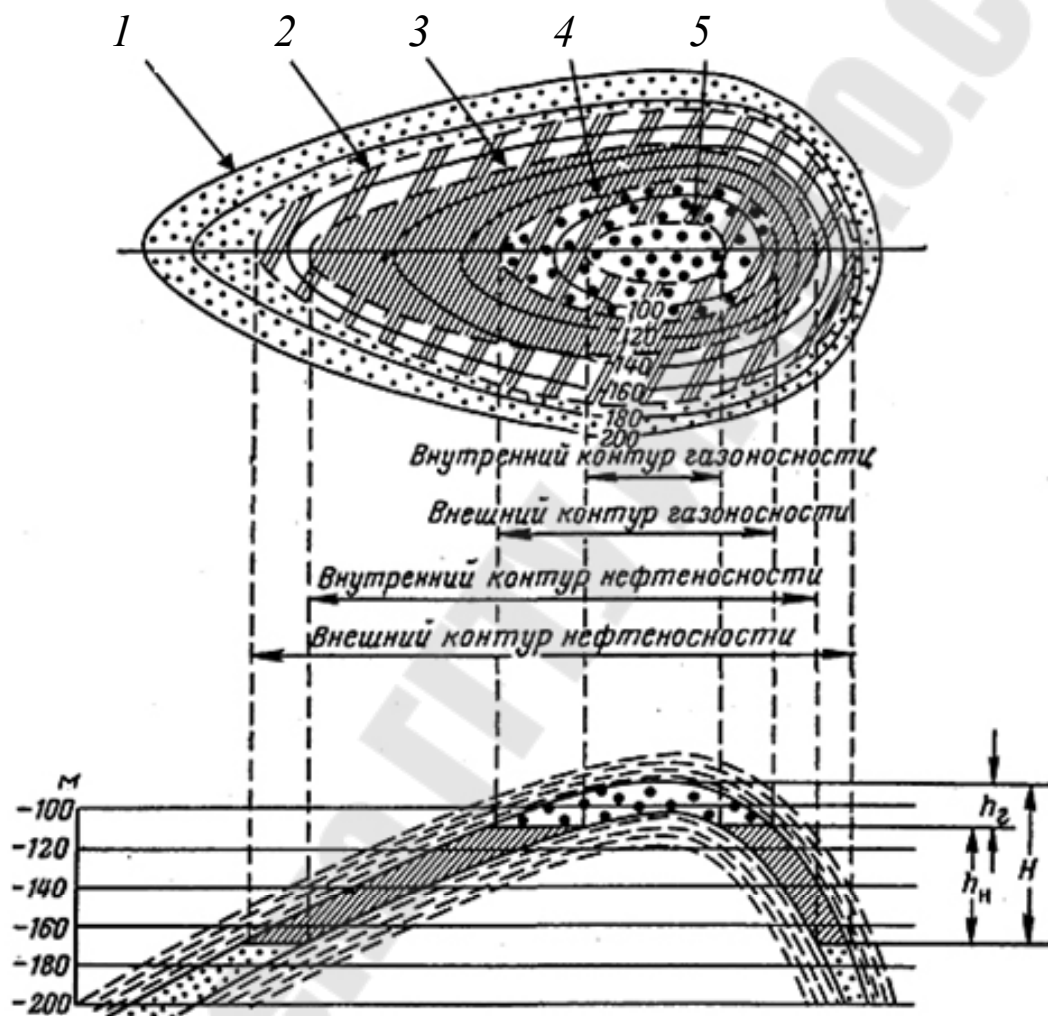


Рис. 1.8. Схема сводовой газонефтяной залежи пластового типа.

Части пласта: 1 – водяная; 2 – водонефтяная; 3 – нефтяная; 4 – газонефтяная; 5 – газовая;  $H$  – высота залежи;  $h_g$ ,  $h_n$  – высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи

Скопление свободного газа над нефтью в залежи называется *газовой шапкой* (рис. 1.9). Газовая шапка в пласте может присутствовать только в том случае, если давление в залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре. Если пластовое давление выше давления насыщения, то весь газ растворится в нефти.

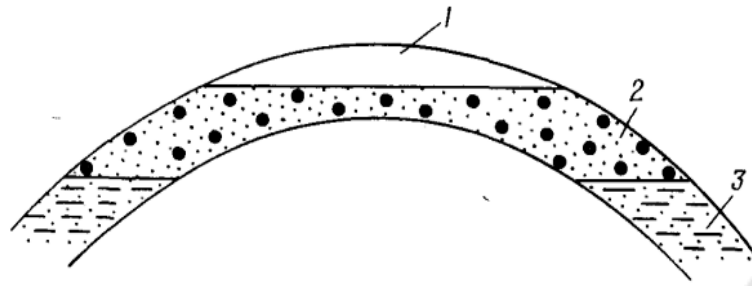


Рис. 1.9. Распределение газа, нефти и воды в природном резервуаре:

1 – газовая шапка; 2 – нефтяная зона с остаточной водой; 3 – краевая вода

Если в ловушке количество нефти и газа недостаточно для заполнения всей мощности пласта, то внутренний контур газоносности или даже внутренний контур нефтеносности будет отсутствовать. У залежей, сформированных в массивных резервуарах, внутренние контуры газоносности и нефтеносности всегда отсутствуют.

Границы ВНК зачастую являются недостаточно четко выраженными. К исчезновению четкой границы ВНК приводят процессы разрушения нефти в залежи. Движение воды в пласте приводит к наклону поверхности разделов в направлении движения. Переходная зона от нефти к воде имеет различную мощность. В неоднородном коллекторе в результате различия сил сцепления между молекулами нефти (газа) и воды с поверхностью капилляров породы поверхность раздела может приобрести волнистый характер.

Длина, ширина и площадь залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности. Высотой залежи называется расстояние по вертикали от подошвы залежи до ее наивысшей точки. Иногда отмечают суммарную высоту газонефтяной залежи. Для расчета объема залежи необходимо учесть мощность пласта. В расчетах используют эффективную мощность пласта, только мощность хорошо проницаемых пропластков, насыщенных углеводородами.

Положение верхней и нижней границ залежи изучается по структурным картам – графическим изображениям рельефа поверхности этих границ в изогипсах. Сечение между изогипсами определяется углом падения пластов, высотой структуры, объемом и достоверностью исходной информации.

Углеводородная залежь может быть разбита тектоническими нарушениями, которые бывают *проводящими* и *экранирующими*. Экранирующие нарушения разделяют залежь на изолированные

блоки, гидравлически не связанные между собой. Это устанавливают, сопоставляя абсолютные отметки контактов нефти и газа с водой в отдельных блоках. При совпадении таких отметок – залежь едина, при несовпадении – блоки гидравлически изолированы.

По структурным картам определяется амплитуда нарушения путем сравнения абсолютных отметок одноименных изогипс, обрывающихся у тектонического нарушения с обеих сторон. Разница между ними равна амплитуде нарушения. При наклонной поверхности нарушения его положение на карте отображается двумя линиями, одна из которых – граница приподнятого блока, другая – опущенного. При этом может быть ситуация взброса или сброса, перекрытия горизонтов и границ поверхностей или отсутствие горизонтов. В данном случае видимые (сверху) границы отмечаются сплошными линиями, невидимые – штрихами. Такое же правило применяют и к изображению изогипс.

*Границы залежей с литологической изменчивостью пластов и стратиграфическим несогласием.* В пределах продуктивного горизонта коллекторы могут быть замещены непроницаемыми породами. В этом случае границы залежи проводят вдоль зоны проницаемых и непроницаемых пород. Потеря пластом коллекторских свойств называется *замещением* коллектора, а связанная с этим экранирующая граница – *линией замещения* коллекторов. Положение этой линии обычно определяется по данным керна, каротажу (ГИС), реже – по материалам полевой геофизики. При выклинивании или размыве продуктивных отложений образуются линии выклинивания и размыва, ограничивающие залежь.

*Границы залежей, связанные с нефтегазоводонасыщенностью коллекторов.* Газ, нефть и вода, находящиеся в продуктивном пласте, располагаются последовательно по высоте, в соответствии с гравитационным полем. Однако, как уже отмечалось, действие молекулярно-поверхностных сил пористых сред нарушает строгое соответствие распределения газа, нефти и воды по плотностям. В продуктивных пластах содержится определенное количество воды. В зоне контакта нефти и воды, нефти и газа вода и нефть поднимаются по капиллярам выше уровня гравитационного распределения. Уровень подъема зависит от многих факторов: радиусов капилляров, разности плотностей флюидов, вязкости подвижных сред, поверхностного натяжения, смачиваемости, минерализации и т. д. Образуется переходная зона с меняющейся мощ-

ностью в широких пределах (от сантиметров до десятков метров). Этот фактор усложняет определение границ залежи. Переходную зону от нефти к воде можно разделить на три подзоны: нижнюю (вода с небольшим количеством нефти), среднюю (равнозначное содержание воды и нефти), верхнюю (с преобладанием нефти).

Как уже отмечалось, контуры нефтегазоносности определяют по пересечению поверхностей контакта флюидов с кровлей (внешний) и подошвой (внутренний) пласта. В пределах внутреннего контура находится чисто нефтяная или газовая части залежи, между внутренним и внешним контурами – водонефтяная, нефтегазовая или водогазовая. При небольшой мощности переходной зоны границей ВНК, ГВК, ГНК можно назвать нижнюю границу зоны. При большой мощности зоны границу контакта определяют по результатам опробования. Ее устанавливают между интервалами притока чистой нефти и чистой воды. Для пластовых залежей углеводородов характерно наличие как внешнего, так и внутреннего контуров нефтегазоносности, для массивных только внешнего.

## **1.2. Этапы и стадии геолого-разведочных работ на нефть и газ**

В процессе поисковых и разведочных работ на нефтяных и газовых месторождениях должен быть проведен комплекс геолого-разведочных работ, позволяющий, прежде всего, оценить промышленные запасы как отдельных залежей, так и всего месторождения, затем на этой основе дать геолого-промысловую и экономическую оценку месторождения и приступить к проектированию его разработки. Проводимый на месторождении комплекс геолого-разведочных работ отражается в их определенной последовательности, т. е. стадийности. На каждой стадии решаются определенные геологические задачи, которые ставятся в процессе изучения того или иного месторождения.

В соответствии с «Положением об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ» в практике геолого-разведочных работ установилась определенная их последовательность. В процессе этих работ выделяется три этапа: региональный, поисковый и разведочный. Региональный этап включает две стадии: прогноз нефтегазоносности; оценка зон нефтегазонакопления.

Основным объектом исследования на стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны и их части. На этой стадии обосновываются наиболее перспективные направления и выбор первоочередных объектов дальнейших исследований. Комплекс региональных работ включает: дешифрирование материалов аэрофотосъемок и космических съемок; региональные геофизические исследования; бурение опорных и параметрических скважин. Цели и задачи работ на первой стадии – выявление литолого-стратиграфических комплексов, зон возможного нефтегазонакопления, оценка перспектив нефтегазоносности, здесь оцениваются ресурсы категории  $D_2$ .

На стадии оценки зон нефтегазонакопления основными объектами исследований являются нефтегазоперспективные зоны нефтегазонакопления. На этой стадии проводится примерно такой же комплекс работ как и на предыдущей, но в более укрупненном масштабе, причем ведущее место занимает сейсморазведка. Основные задачи этой стадии – определение соотношений между различными нефтегазоперспективными и нефтегазоматеринскими литолого-стратиграфическими комплексами, выделение наиболее крупных ловушек, количественная оценка перспектив нефтегазоносности, выбор районов и установление очередности и объемов концентрации в их пределах дальнейших геолого-разведочных работ; ресурсы подготавливаются по категории  $D_1$  и частично  $D_2$ .

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

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

Стадия поиска месторождений (залежей) включает: бурение, геолого-геофизические исследования, опробование и испытание поисковых скважин, определение положения контуров залежей. Стадия

поиска месторождений (залежей) завершается получением первого промышленного притока нефти (газа) или обоснованием бесперспективности изучаемого объекта.

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

На стадии оценки месторождений (залежей) устанавливают их основные геолого-промысловые характеристики, подсчитывают запасы, дифференцируют залежи на промышленные (кондиционные) и непромышленные (некондиционные), выделяют объекты и этажи разведки, а также определяют очередность их ввода в разведку и опытно-промышленную эксплуатацию. На этой стадии подготавливаются запасы категорий  $C_1$  и  $C_2$ .

На стадии подготовки месторождений (залежей) к разработке осуществляют их геометризацию и оценку достоверности подсчетных и фильтрационных параметров, составляют геологические модели, подсчитывают запасы и определяют коэффициент извлечения, устанавливают мероприятия по доизучению залежей и месторождений в процессе разработки. Основная цель этой стадии – изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа. В процессе этой стадии геолого-разведочных работ подготавливают запасы категорий  $C_1$  и частично  $C_2$ . Количество разведочных скважин и расстояния между ними определяются особенностями геологического строения месторождений (залежей) [1].

### **1.3. Категории скважин при бурении на нефть и газ**

В соответствии с «Классификацией скважин, буримых при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)» на различных этапах геолого-разведочных работ и эксплуатации предусмотрено бурение определенных категорий скважин (табл. 1.1).

**Классификация скважин, буримых при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)**

Этапы	Категория скважины	
I региональный	Опорная	
	Параметрическая	
II поисково-оценочный	Структурная	
	Поисковая	
	Поисково-оценочная	
III разведочный	Поисково-оценочная	
	Разведочная	
Разработка и эксплуатация залежей	Эксплуатационная	Оценочная
		Добывающая
		Нагнетательная
		Наблюдательная (контрольная, пьезометрическая)
	Специальная	

Цель бурения опорных скважин – изучение геологического строения и гидрогеологических условий крупных геоструктурных элементов (регионов), определение общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, для выбора наиболее перспективных направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ.

В зависимости от геологической изученности региона и сложности решаемых задач опорные скважины подразделяются на две группы.

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

Вторая группа – скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего исследования нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазонакопления района и повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ. Комплекс ис-



следований этой группы скважин определяется проектом. Для неизученной части разреза комплекс исследований устанавливается в соответствии со специальной инструкцией.

Как правило, опорные скважины закладывают в благоприятных структурных условиях. Бурят их до фундамента, а в областях глубокого его залегания – до технически возможных глубин.

Результаты бурения и научной обработки материалов опорных скважин используются для оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

Цель бурения параметрических скважин – изучение глубинного геологического строения, сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления, выявление наиболее перспективных районов для детальных геолого-поисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

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

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

К поисковым относятся все скважины, заложенные на новой площади, до получения первого промышленного притока нефти или газа из данного горизонта, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах месторождения, также до получения первых промышленных притоков нефти и газа.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки залежи.

Разведочные скважины, в которых получены промышленные притоки нефти или газа, как правило, вводят в пробную эксплуатацию с целью получения исходных данных для составления технологических схем или проектов разработки.

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

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

Добывающие скважины бурят для извлечения нефти и газа из залежи.

В нагнетательных скважинах осуществляются мероприятия воздействия на эксплуатируемый пласт. Эти скважины строят для поддержания необходимого уровня пластового давления в продуктивных пластах в целях наиболее полного вытеснения углеводородов к забоям добывающих скважин.

В наблюдательных скважинах проводится систематическое наблюдение за изменением давления, положением водонефтяного, газовойодяного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации пласта.

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

#### **1.4. Основные требования, предъявляемые к разведке нефтяных и газовых месторождений**

Разведка месторождения нефти и газа или отдельной залежи – это комплекс работ, целью которых является:

– размещение и бурение по определенной системе оптимального числа разведочных скважин;

- пробная эксплуатация продуктивных скважин;
- проведение промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в процессе бурения, испытания и пробной эксплуатации;
- лабораторные исследования отобранных из скважин керна и пластовых флюидов [1].

В процессе разведки должны быть установлены строение и тип залежи, характер залегания нефти и газа, положения контуров нефтегазоносности, геолого-физические и фильтрационные характеристики продуктивных пластов, состав и свойства флюидов и получены данные о гидродинамическом режиме месторождения (залежи). По результатам разведки месторождений (залежей) подсчитываются начальные геологические и извлекаемые запасы и добычные возможности, определяется качество нефти, газа, газового конденсата и их попутных компонентов для составления достоверного технико-экономического обоснования, необходимого при принятии решения о порядке и условиях вовлечения залежи в промышленное освоение. Детальность изучения геологического строения месторождения (залежи) обеспечивает возможность классификации не менее 80 % его запасов по категории  $C_1$ .

Основными документами, на основании которых проводятся разведочные работы, являются проекты разведки отдельных площадей и месторождений, а также рабочие проекты на строительство разведочных скважин.

В проекте разведки обосновываются:

- конкретные задачи, плотность сетки и система размещения разведочных скважин, их проектные глубины;
  - интервалы отбора керна, испытания на приток продуктивных пластов;
  - порядок опробования и испытания нефтегазоносных горизонтов в процессе бурения;
  - комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;
  - мероприятия по охране недр, окружающей среды и безопасности работ при бурении, испытании и пробной эксплуатации разведочных скважин;
  - объемы и сроки обустройства площадей для разведочного бурения (подъездные дороги, водоснабжение, базы снабжения и др.);
- примерная стоимость и ожидаемая эффективность разведочных работ.

Для нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей системы размещения разведочных скважин и расстояния между ними обосновываются с учетом необходимости обязательного определения промышленной ценности нефтяной и газовой части этих залежей.

Для каждого имеющего промышленное значение нефтяного месторождения (залежи) по данным разведочного бурения, геологических, промыслово-геофизических и лабораторных исследований скважин в процессе разведки устанавливаются:

- структурный план продуктивных горизонтов (структурная модель ловушки);

- литолого-стратиграфический разрез, положение в этом разрезе нефтегазонасыщенных продуктивных пластов и непроницаемых разделов, основные закономерности в литологической изменчивости продуктивных горизонтов месторождения по площади и по разрезу;

- гипсометрическое положение контактов *газ–нефть–вода* в разных частях залежи, форма, размеры и типы залежей;

- общая, эффективная и нефтегазонасыщенная толщина продуктивных пластов, их изменения в пределах контуров нефтегазонасыщенности;

- тип, минеральный и гранулометрический состав, пористость, трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость пород продуктивных пластов;

- характеристика пород-покрышек (вещественный состав, пористость, проницаемость и др.);

- начальные значения нефтегазонасыщенности пород-коллекторов, характер их изменения по площади и разрезу продуктивных пластов;

- значения начальных пластовых давлений и температур всех продуктивных пластов;

- гидрогеологические условия и режимы залежей;

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным контактного и дифференциального разгазирования до стандартных условий (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки);

- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный и компонентный составы);

– физико-химические свойства газа в стандартных условиях (компонентный состав, плотность по воздуху, сжимаемость);

– физико-химические свойства конденсата (усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и фракционный составы, содержание парафинов, серы, смол);

– физико-химические свойства пластовых вод (плотность, ионный состав и др.);

– дебиты нефти, газа и воды в зависимости от забойных давлений, коэффициенты продуктивности скважин или приемистости (для нагнетательных скважин);

– смачиваемость (гидрофильность, гидрофобность) пород-коллекторов продуктивных пластов, значения насыщенности связанной водой, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой, соответствующие им значения относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды, абсолютной проницаемости по воздуху;

– зависимость относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности пород-коллекторов продуктивных пластов;

– средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости пород и насыщающих их жидкостей;

– запасы нефти, нефтяного и природного газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов по категориям  $C_1 + C_2$ ;

– сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей в них будущих предприятий по добыче;

– поглощающие горизонты, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

– степень влияния разработки месторождения на окружающую среду и рекомендации по предотвращению или снижению прогнозируемого уровня вредного воздействия на нее.

Для имеющих промышленное значение месторождений запасы нефти и газа и технико-экономическое обоснование параметров для их подсчета должны в обязательном порядке пройти государственную геологическую экспертизу [1].

## **1.5. Геолого-промысловые исследования и пробная эксплуатация разведочных скважин**

С целью получения данных, необходимых для подсчета запасов и составления технологических схем разработки, при разведке месторождений в каждой разведочной скважине проводится комплекс исследовательских работ по изучению разреза пород, слагающих месторождение, и опробование всех вскрытых продуктивных (нефтегазоносных) пластов.

Виды исследовательских работ (отбор и лабораторные исследования шлама, керна, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, промыслово-геофизические и гидродинамические исследования скважин и т. п.), объемы и порядок их проведения определяются проектом разведки месторождения, групповыми или индивидуальными рабочими проектами на строительство разведочных скважин в соответствии с требованиями действующих инструкций. Интервалы отбора керна и испытаний пластов, геофизических и гидродинамических исследований (с указанием их видов) в каждой разведочной скважине устанавливаются геолого-техническим нарядом и при необходимости корректируются геологической службой нефтедобывающего управления.

Испытание вскрытых пластов в разведочных скважинах проводится в процессе бурения в открытом стволе, если их геолого-геофизические характеристики показывают вероятность наличия нефтегазонасыщения этих пластов, и в колонне, если установлена перспектива их промышленного использования.

В процессе испытаний пластов устанавливаются:

- начальные пластовые давления и температуры;
- начальное положение водонефтяных и газонефтяных контактов;
- продуктивная характеристика пластов;
- геолого-физическая характеристика продуктивных пластов;
- состав и физико-химические свойства пластовых флюидов.

При необходимости проводится пробная эксплуатация разведочных скважин [1].

## **1.6. Пробная эксплуатация и опытно-промышленная разработка нефтяных залежей**

На месторождениях, разведка которых не завершена, а также на сложнопостроенных залежах (независимо от утверждения запасов в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых или

Республиканской комиссии по запасам полезных ископаемых) производится пробная эксплуатация месторождений (залежей) или представительных их участков. Во время пробной эксплуатации должна быть получена дополнительная информация для подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов, определения возможности и целесообразности поддержания пластового давления, других исходных данных, требуемых для составления технологической схемы разработки.

Пробная эксплуатация залежей осуществляется нефтегазодобывающим предприятием в соответствии с проектом пробной эксплуатации. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации залежей служат данные разведки месторождения, полученные в результате геолого-промысловых исследований, опробования, пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

В проектах пробной эксплуатации обосновываются:

– количество и местоположение вводимых в пробную эксплуатацию разведочных скважин;

– количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории  $C_1$ , интервалы отбора керна из них;

– комплекс детальных сейсмических исследований, включая вертикальное сейсмическое профилирование, направленных на уточнение геологического строения и детализацию структурного плана, границ распространения коллектора, положения контуров газо- и нефтеносности сложнопостроенных продуктивных горизонтов с целью обоснования размещения скважин;

– комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых с целью:

• уточнение положения ВНК, ГНК, продуктивности добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин по воде, оптимальных депрессий;

• изучение фильтрационно-емкостных характеристик пластов, состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газа, физико-гидродинамических характеристик коллекторов (величин начальной нефтегазонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой и газом, соответствующих им значений проницаемости для нефти, воды и газа, зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности);

- определение ориентировочных уровней добычи нефти, газа, закачки воды на период пробной эксплуатации.

### **Опытно-промышленная разработка нефтяных залежей**

Участок или залежь для проведения опытно-промышленных работ выбирается так, чтобы эти работы в случае получения отрицательных результатов не влияли на сохранность запасов в остальной части залежи (месторождения).

В технологической схеме опытно-промышленной разработки обосновываются:

- комплекс технологических мероприятий по воздействию на пласт;

- необходимость бурения оценочных, добывающих, нагнетательных и специальных скважин, местоположение, порядок и время их бурения;

- потребность в специальном оборудовании, агентах воздействия на пласт;

- уровни добычи нефти и закачки агента воздействия на период проведения опытно-промышленной разработки;

- комплекс исследований по контролю над процессом разработки с целью получения информации о ходе и эффективности проводимого процесса, дополнительных данных о строении и геолого-физических свойствах эксплуатационного объекта;

- основные требования к схеме промыслового обустройства;

- мероприятия по охране недр и окружающей среды;

- мероприятия по безопасному ведению работ;

- предполагаемая экономическая эффективность опытно-промышленных работ [1].

## **ГЛАВА 2. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

### **2.1. Основные свойства пород-коллекторов**

Изучению пород-коллекторов нефти и газа, процессов движения через них жидких и газообразных флюидов придается большое значение в связи с поисками, разведкой, разработкой нефтяных и газовых месторождений.



Для познания процессов аккумуляции нефти и газа в ловушках и движения этих флюидов через пустотное пространство горных пород необходимо иметь данные о геологическом строении продуктивных пластов; составе, характере, свойствах слагающих и перекрывающих их пород; свойствах пористой среды и жидкостей, их взаимодействии в статическом, динамическом состояниях и др.

Коллекторами газа и нефти являются горные породы, обладающие способностью вмещать эти флюиды и отдавать их при разработке.

Горные породы расчленяются на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические. Последние являются результатом более или менее глубокого изменения изверженных и осадочных пород.

Большая часть нефтяных и газовых подземных резервуаров сложена породами осадочного происхождения: песчаниками, известняками и доломитами. Другие горные породы только иногда служат коллекторами нефти и газа. Так, на месторождении Белый тигр во Вьетнаме нефтенасыщенные породы-коллекторы представлены гранитами, на Шаимском месторождении в Западной Сибири и на северном борту Днепровско-Донецкой впадины нефть обнаружена не только в песчаниках, но и в выветрелой части фундамента, сложенного трещиноватыми и выветрелыми гранитами. На месторождении Литтон-Спрингс (Техас) нефть получают из пористого и трещиноватого серпентинита. На месторождениях Колорадо и Калифорнии нефть получена из трещиноватых глинистых сланцев.

Скопления нефти и газа установлены в отложениях всех возрастов, начиная от кембрия и кончая верхним плиоценом включительно. Кроме того, известны скопления нефти и газа как в более древних докембрийских, так и в более молодых четвертичных отложениях.

По данным американского ученого Г. Кнебела, в 236 крупнейших месторождениях мира запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом: в песках и песчаниках – 59 %, известняках и доломитах – 40 %, трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах – 1 %. При этом в 21 месторождении стран Среднего и Ближнего Востока добыча нефти осуществляется главным образом из карбонатных коллекторов мезозойского возраста.

Коллекторские свойства пород зависят от условий, в которых формировались осадки: глубины бассейна седиментации, скорости течений, отдаленности источника сноса, химического состава среды, температурных условий и др. Они также зависят от диагенетических и эпигенетических процессов и тектонических явлений.

### *Пористость*

Породы-коллекторы осадочного происхождения состоят из механически или физически отложившихся твердых материалов или из остатков животных и растений. Для того чтобы осадочные породы могли служить коллекторами для нефти и газа, они должны содержать пустоты. Следовательно, под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т. д.), не заполненных твердым веществом. Пористое пространство пород определяется не только размерами и конфигурацией зерен, но и наличием трещин, плоскостей напластования и присутствием в порах цементирующих веществ.

Пористость пород может обуславливаться как процессами седиментации, так и процессами химического растворения (первичная и вторичная пористость).

Величина пористости различных пород изменяется в широких пределах – от долей процента до нескольких десятков процентов.

Так, глинистые сланцы и глины имеют значения пористости, % – 0,54–1,40 и 6–50; пески – 6–52,0; песчаники – 3,5–29; известняки нефтеносные – 2,0–33,0; доломиты – 6,0–33,0; плотные известняки и доломиты – 0,65–2,5.

Л. И. Леворсен приводит приблизительную полевую оценку пористости: пренебрежимо малая – 0–5 %; плохая – 5–10 %; удовлетворительная – 10–15 %, хорошая – 15–20 %; очень хорошая – 20–25 %. Вместе с этим нужно иметь ввиду, что пористость карбонатных пород в 8–10 % является достаточной для того, чтобы содержать средние и высокодебитные промышленные залежи нефти.

Породы-коллекторы пористостью меньше 5 %, лишенные трещин, разломов и каверн, обычно считаются непромышленными.

Для пор различной формы кроме трещин существует единая классификация по размерам, в основу которой положена способность жидкости передвигаться по порам. Отсюда и название классов: сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные. Сверхкапиллярные поры характеризуются размером больше 0,1 мм. В таких порах жидкости свободно движутся под действием силы тяжести или напора, создаваемого источником пластовой энергии по обычным законам гидродинамики. Среди сверхкапиллярных пор выделяют мегапоры, к которым относят карстовые полости, измеряющиеся кубическими метрами. Сверхкапиллярные поры характерны для галечников, крупнозернистых песков, кавернозных и закарстованных известняков и доломитов.

Поры размером 0,1–0,001 мм называются капиллярными. В порах такого размера жидкости движутся по капиллярным законам, преодолевая силу тяжести. Движение жидкости в капиллярных порах происходит при условии, что силы тяжести и напора превосходят молекулярные поверхностные силы, действующие на контакте твердой и жидкой фаз. Капиллярные поры часто встречаются у среднезернистых и мелкозернистых песков и алевролитов.

В порах диаметром меньше 0,0002 мм, называемых субкапиллярными, молекулярные поверхностные силы превышают силы тяжести и напора, вследствие чего жидкость по таким порам перемещаться не может. Такие поры характерны для глин, глинистых пород, мелкокристаллических известняков с первичными порами.

Для характеристики породы обычно пользуются следующими понятиями: пористость и коэффициент пористости. Последний представляет собой отношение объема всех пор образца породы  $V_{\text{п}}$  к видимому объему этого образца  $V_{\text{обр}}$ :

$$m = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{обр}}}. \quad (2.1)$$

Пористостью  $m_1$  называют отношение объема пор образца породы к видимому объему этого образца, выраженное в процентах:

$$m_1 = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{обр}}} \cdot 100. \quad (2.2)$$

Кроме того, различают коэффициент открытой пористости, определяемый отношением суммарного объема открытых (сообщающихся) пор  $V_{\text{о.п}}$  к объему образца породы:

$$m_0 = \frac{V_{\text{о.п}}}{V_{\text{обр}}}. \quad (2.3)$$

Эффективная пористость – это объем поровой системы, способной вместить нефть и газ, с учетом остаточной водонасыщенности, т. е. она характеризует полезную емкость пород для нефти и газа и отражает газонефтенасыщенность.

Коэффициент эффективной пористости:

$$m_3 = \frac{V_3}{V_{\text{обр}}}, \quad (2.4)$$

где  $V_3$  – эффективный объем пор.

Определение пористости производят либо путем лабораторного анализа взятого образца породы (керн), либо на основании промышленно-геофизических исследований в скважине [2, 3].

### ***Гранулометрический состав пород***

Данная характеристика отражает количественное содержание в породе частиц различной величины. Количественное соотношение фракций частиц в породе определяет ее пористость, проницаемость, плотность и т. п. Гранулометрический состав влияет также на особенности эксплуатации нефтесодержащих коллекторов, нефтеотдачу и различные геохимические процессы в продуктивных пластах.

По размеру частиц, мм, породы разделяются на три группы: пески или псаммиты – 1–0,1; алевриты – 0,1–0,01; пелиты – менее 0,01. Породы относятся соответственно к пелитам, алевритам или псаммитам, если содержат по 50–80 % частиц той или иной группы.

Характер дисперсности пород определяется не только их гранулометрическим составом, но и удельной поверхностью, которой называется суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема образца. Между гранулометрическим составом и удельной поверхностью существует определенная зависимость: чем больше мелких частиц в породе, тем больше ее удельная поверхность, а чем больше крупных частиц, тем меньше удельная поверхность. Наибольшую удельную поверхность имеют пелиты, меньшую – алевриты, а наименьшую – псаммиты. С увеличением удельной поверхности ухудшаются коллекторские свойства. По данным Ф. И. Котяхова (при условии, если частицы имеют сферическую форму), удельная поверхность псаммитов составляет,  $\text{см}^2/\text{см}^3$ , менее 950, алевритов – 950–2300, пелитов – более 3000.

Гранулометрический анализ производится различными методами [3]. Одни основаны на полном разделении частиц по фракциям, другие – на учете частиц без деления по фракциям путем изучения структуры породы в шлифе при помощи микроскопа. Последний из перечисленных методов наиболее применим для плотных пород, слагающие зерна которых не могут быть подвергнуты дезинтеграции.

При полном разделении частиц по фракциям применяют метод ситового анализа, заключающийся в разделении частиц свыше 0,1 мм (0,074 мм), а для более мелкозернистых пород – гидравлические методы, основанные на различии в скорости осаждения частиц неодинакового размера.

### ***Проницаемость горных пород***

**Проницаемость** – это способность породы пропускать через систему сообщающихся между собой пор жидкости, газы или их смеси при наличии перепада давления. Она количественно характеризует фильтрационные свойства коллектора.

В породах-коллекторах более высоким значениям проницаемости соответствуют высокие значения открытой пористости и наоборот. Одни и те же породы для различных флюидов бывают проницаемы по-разному. Породы, непроницаемые для нефти и воды, могут быть проницаемы для газа в силу его большей проникающей способности. Опытными данными установлено, что нефть может двигаться по капиллярным порам, размер которых больше 1 мкм. В отличие от нефти газ может перемещаться по порам значительно меньшего диаметра.

Для количественной оценки проницаемости горных пород пользуются коэффициентом  $K$ , который устанавливает пропорциональность скорости фильтрации жидкости  $v_{\phi}$  в пористой среде градиенту давления  $\Delta P / \Delta L$ , вызывающего фильтрацию. Согласно закону Дарси:

$$v_{\phi} = \mu K \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (2.5)$$

где  $\mu$  – вязкость жидкости.

Учитывая, что скорость фильтрации равна отношению количества жидкости  $Q$ , просачивающейся через породу в единицу времени, к площади поперечного сечения породы  $F$ :

$$v_{\phi} = \frac{Q}{F}, \quad (2.6)$$

можно, приравняв правые части равенств, определить коэффициент пропорциональности  $K$ :

$$K = \frac{Q \Delta L}{\mu \Delta P F}. \quad (2.7)$$

Из формулы (2.7) следует, что  $K$  имеет размерность площади и в физической, и в технической системах единиц измеряется в  $\text{см}^2$  или  $\text{м}^2$ .

За единицу измерения проницаемости принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой (площадью  $1 \text{ м}^2$ , длиной  $1 \text{ м}$  и перепаде давления  $1 \text{ Па}$ ) расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ . Размерность единицы –  $\text{м}^2$ , физический смысл размерности  $K_{\text{пр}}$  (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пустотного пространства, по которым происходит фильтрация.

Если через образец, предварительно экстрагированный от нефти и высушенный до постоянного веса, пропустить инертный газ (азот или воздух), то под газопроницаемостью такого образца понимают *абсолютную проницаемость*.

При движении через образец неоднородной жидкости, представленной несколькими фазами (*газ–вода, газ–нефть–вода, нефть–вода*), проницаемости, определяемые по фильтрации каждой из фаз, будут отличаться от абсолютной проницаемости и одна – от другой, поэтому введено понятие *фазовой проницаемости*. Наличие нескольких фаз в пористой среде снижает фильтрацию исследуемой фазы, поэтому фазовая проницаемость всегда меньше абсолютной. Отношение величины фазовой проницаемости к абсолютной называется *относительной проницаемостью*. Это безразмерное число, всегда меньшее единицы, выражается в процентах.

Проницаемость нефтесодержащих коллекторов всегда колеблется в очень широких пределах – от нескольких тысячных микрометра квадратного до  $5 \text{ мкм}^2$ . Наиболее широко распространены коллекторы нефти и газа с проницаемостью  $0,05\text{--}0,5 \text{ мкм}^2$ .

Все указанное выше справедливо для пород, характеризующихся межгранулярной проницаемостью.

У трещиноватых пород наряду с межгранулярной проницаемостью наблюдается и трещинная проницаемость. Она может достигать высоких значений у пород, межгранулярная проницаемость которых ничтожна.

Для трещинной проницаемости пользуются следующей формулой:

$$K_{\text{T}} = 85000 \cdot b^2 m_{\text{тр}}, \quad (2.8)$$

где  $m_{\text{тр}}$  – трещинная пористость;  $b$  – раскрытость (ширина трещин в миллиметрах).

Для полного изучения проницаемости пласта ее следует определять комплексно, используя для этого лабораторные исследования кернов, электрический и радиоактивный каротаж, а также промышленные исследования режима работы скважин [2–4].

### **Водонефтегазонасыщенность пород-коллекторов**

Внутри нефтенасыщенных и газонасыщенных пластов не весь объем пор заполнен нефтью или газом. Часть его занята остаточной водой, которая при формировании залежи не была вытеснена вследствие различных причин.

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

Определение количества остаточной воды, в первую очередь, необходимо при подсчете запасов нефти и газа. Подсчет запасов требует знания величин коэффициентов нефте- и газонасыщенности. Иными словами, для определения объема пор, занятых нефтью или газом, бывает необходимо знать количество содержащейся в пласте остаточной воды, т. е. коэффициент водонасыщенности.

**Коэффициентом водонасыщенности  $K_v$**  коллекторов, содержащих нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пор.

Аналогично **коэффициентом нефтенасыщенности  $K_n$** , газонасыщенности  $K_g$  называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

– для нефтенасыщенного коллектора  $K_v + K_n = 1$ ;

– для газонасыщенного коллектора  $K_v + K_g = 1$ .

Получить точные значения коэффициента водонасыщенности по кернам, отобраным при промывке скважины глинистым раствором, чрезвычайно трудно, так как вода из глинистого раствора попадает в керн, искажая значение объема первоначально содержащейся в нем воды.

Более точное определение связанной воды возможно в скважинах, в которых вскрытие продуктивного пласта и отбора керна производилось с применением промывочной жидкости, приготовленной на нефтяной основе. Если подобные скважины не бурились, то примерное количество связанной воды определяется косвенными методами: промыслово-геофизическими, по определению зависимости между проницаемостью пласта и его водонасыщенностью, по определению зависимости между капиллярным давлением и остаточной водонасыщенностью, методом центрифугирования [2, 3, 5].

Содержание остаточной воды в продуктивных пластах колеблется от нескольких процентов до 35–55 % и более, составляя в большинстве коллекторов 20–30 %.

## **2.2. Неоднородность продуктивных пластов**

В зависимости от условий осадконакопления диагенетических и катагенетических процессов, протекающих в недрах, коллекторские свойства одних и тех же пластов даже на очень небольших расстояниях могут резко различаться. Неоднородность коллекторских свойств продуктивных пластов обуславливается различиями гранулометрического состава пород разреза, формы частиц и их упаковки, степени отсортированности и цементированности коллекторов, состава цементирующего материала, а также уплотнения осадков.

Неоднородность коллекторских свойств проявляется в изменчивости их по площади и разрезу, а также в различного рода фациальных замещениях песчаников алевролитами и глинами, алевролитов глинами, известняков мергелями и т. п. Таким образом, литолого-фациальная изменчивость сводится к замещению хорошо проницаемых пород малопроницаемыми и непроницаемыми.

К изучению проблемы неоднородности обращаются исследователи, занимающиеся вопросами подсчета запасов нефти, проектирования и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений. В связи с этим наметился ряд направлений, связанных, с одной стороны, с исследованиями по выявлению характера и степени геологической неоднородности с последующей ее количественной оценкой, с другой – с усовершенствованием методов учета неоднородных пластов при проектировании и анализе разработки.

В результате анализа большого числа работ можно сделать вывод, что в нефтепромысловой геологии под геологической неоднородностью изучаемого объекта следует понимать всякую изменчи-



вость характера и степени литологофизических свойств слагающих его пород по площади и разрезу, оказывающих влияние на движение пластовой жидкости к забоям скважин и подлежащих учету при установлении потенциальных возможностей нефтяных пластов.

При характеристике неоднородности любого изучаемого объекта целесообразно рассматривать два ее вида: макро- и микронеоднородность.

**Макронеоднородность** характеризует изменчивость формы строения пласта-коллектора, а именно: резкие изменения мощности, расчлененность его на пропластки, прерывистость и линзовидность.

**Микронеоднородность** отражает изменение коллекторских свойств продуктивных пластов и их фациальную изменчивость.

Неоднородность пластов можно охарактеризовать и оценить посредством ряда показателей, отражающих степень геологической неоднородности и изменчивости параметров продуктивных пластов.

**Коэффициент песчаности** – представляет собой отношение эффективной мощности пласта к общей мощности пласта в той же скважине.

**Коэффициент расчлененности** – это отношение числа пластов коллекторов в продуктивном горизонте, суммированных по всем скважинам к общему числу пробуренных скважин (т. е. среднее число пронизываемых прослоев, слагающих горизонт).

**Коэффициент литологической связанности**, который оценивает степень слияния коллекторов двух пластов (прослоев):

$$K_{\text{св}} = \frac{F_{\text{св}}}{F}, \quad (2.9)$$

где  $F_{\text{св}}$  – суммарная площадь участков слияния;  $F$  – общая площадь залежи.

При изучении геологической неоднородности пластов в зависимости от целей и задач исследований, стадии изученности месторождения широко применяются различные методы, которые с определенной долей условности можно объединить в три группы: а) геолого-геофизические; б) лабораторно-экспериментальные; в) промыслово-гидродинамические.

В практике геолого-промыслового изучения залежей все шире используются приемы и методы математической статистики и теории вероятности. Однако вероятностно-статистические методы являются

не методами изучения, а в основном методами оценки степени неоднородности пластов, с помощью которых обрабатывают геолого-промысловые данные.

### ***Геолого-геофизические методы***

К этой группе методов относится весь комплекс исследований по обработке фактического материала, полученного в процессе бурения скважин, включая обработку данных анализа керна и результатов интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин. Этими методами производится детальное изучение разреза залежи, его расчленение и корреляция разрезов скважин с учетом литолого-петрографической, промыслово-геофизической характеристик пород. Конечным результатом геолого-геофизических методов являются как геологические профили и литологические карты, отображающие особенности строения продуктивных пластов по разрезу и площади, так и выявленные зависимости между отдельными параметрами пластов.

Геолого-промысловая практика показала целесообразность построения (кроме геологических профилей и схем корреляции) следующих карт:

– *общих мощностей горизонта*, которые обычно строят для изучения условий осадкоотложения, палеотектонических особенностей и др.;

– *эффективных мощностей* горизонта (пласта), на которых показывают суммарные мощности только проницаемых прослоев-коллекторов. Эти карты применяют при подсчете запасов нефти и газа, проектировании и анализе разработки нефтяных залежей. Кроме того, исходя из практических задач наряду с картой эффективной мощности строят карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, на которой показывают лишь мощности нефтенасыщенных пластов;

– *распространения коллекторов или зональных интервалов*, на основе которых оценивают прерывистость продуктивных пластов. Чаще всего такие карты совмещают с картами эффективных мощностей;

– *распространения зон слияния пластов*, которые позволяют установить возможные зоны перетоков нефти или обводнения за счет слияния с водоносным горизонтом;

– *пористости и проницаемости*, используемые для изучения характера и закономерностей изменения коллекторских свойств пластов. Эти карты составляют лишь в тех случаях, когда по залежи накоплен большой фактический материал, которым более или менее равномерно освещена вся площадь месторождения, и если значения указанных параметров значительно изменяются по площади;

– *геофизических параметров*, характеризующих коллекторские свойства пластов.

Указанный перечень карт не является необходимым минимумом при изучении геологической неоднородности пластов. В каждом конкретном случае следует, учитывая особенности геологического строения месторождения, четко определять задачи дальнейших исследований.

### ***Лабораторно-экспериментальные методы***

Изучение геологической неоднородности пластов тесно связано с исследованием коллекторских свойств слагающих пород – это данные, которые необходимы как на стадии проектирования, так и на стадии анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений. Без знания коллекторских свойств пород невозможно составить ни один проект разработки или подсчитать запасы углеводородов. Однако из-за ограниченного отбора керна нередко возникают значительные трудности в привязке данных этих исследований к разрезу скважины. Поэтому, прежде чем распространять значения параметра пласта на весь объем залежи или же отдельные ее части, необходимо провести тщательную привязку исследованных образцов керна. Для этого используют *методы промысловой геофизики*. В результате привязки керна в продуктивном разрезе выделяются прослой коллекторов и неколлекторов.

В лабораторных условиях неоднородность пластов можно изучать и *экспериментальным путем* на моделях пласта. При таких исследованиях чаще всего изучают влияние искусственно созданного неоднородного пласта на процесс вытеснения нефти водой.

Экспериментальные методы изучения неоднородности пластов позволяют познавать не только качественную, но частично и количественную сторону явлений. Однако при этом невозможно создать и обеспечить реальные пластовые условия, вследствие чего результаты экспериментов не всегда достаточно уверенно можно распространять на реальные промысловые условия.

### ***Промыслово-гидродинамические методы***

Исследования этими методами направлены на изучение коллекторских свойств пласта, гидродинамической характеристики пород и физических свойств насыщающей коллектор жидкости. Гидродинамическими исследованиями определяют такие весьма важные при проектировании и анализе разработки месторождений параметры, как коэффициенты гидро- и пьезопроводности, продуктивности и приемистости. Кроме того, эти методы позволяют оценивать степень

однородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщенность пород.

Указанные параметры и особенности строения нефтяных залежей определяют следующими методами: 1) восстановления давления; 2) гидропрослушивания; 3) установившихся отборов.

Резюмируя изложенное, следует отметить, что только при комплексном применении всех рассмотренных методов, основывающихся на исследованиях по детальной корреляции, результатах анализа керна, широком использовании данных контрольных, пьезометрических, оценочных, других скважин специального назначения и новейшей исследовательской аппаратуры, на результатах экспериментальных и гидродинамических методов исследования, может быть обеспечен успех решения проблемы неоднородности продуктивных пластов [2, 3].

### ***Применение вероятностно-статистических методов для обработки геолого-промысловых данных***

С помощью геологических и лабораторных методов не получают критериев, на основании которых можно было бы количественно оценивать неоднородность различных пластов для их сравнительного анализа, а также использовать данные о степени неоднородности пласта при проектировании, анализе и регулировании разработки нефтяных месторождений.

В связи с этим предложены приемы и методы изучения неоднородности пластов, базирующиеся на статистической обработке и обобщении исходных геолого-промысловых данных.

Необходимость и целесообразность применения вероятностно-статистических методов обуславливается также тем, что с их помощью можно систематизировать и обрабатывать большой объем фактического материала, устанавливать некоторые количественные показатели и получать обобщенные характеристики основных параметров продуктивных пластов.

### **2.3. Физико-химические свойства углеводородов и их изменение в процессе разработки**

Необходимость тщательного изучения физико-химических свойств нефти, газов и вод диктуется требованиями:

а) их оптимального использования (схемы переработки, извлечение ценных попутных компонентов);

- б) подсчета запасов;
- в) составления технологической схемы и проекта разработки;
- г) безаварийной эксплуатации промышленного хозяйства;
- д) первичной подготовки и транспорта добываемой продукции;
- е) охраны окружающей среды и недр.

Природные нефти с растворенными газами, свободные газы с растворенными в них конденсатами, а также воды нефтяных и газовых месторождений весьма разнообразны по химическому составу и физическим свойствам. Даже в пределах одного и того же месторождения свойства флюидов разных залежей могут существенно различаться, более того, нередко в пределах единых залежей отмечается заметное изменение свойств нефтей, газов и вод как в разрезе, так и по площади. Это предопределяет необходимость индивидуального изучения свойств флюидов каждой залежи, а также выявления их изменения по объему залежи.

Свойства пластовых вод значительно более однородны, однако воды, попутно добываемые с нефтью, отличаются невыдержанностью состава и их следует изучать индивидуально для каждого данного пласта и месторождения.

Свойства нефтей, газов и вод на поверхности заметно отличаются от их свойств в пластовых условиях, вследствие влияния растворенного газа, температуры и давления, поэтому приходится изучать отдельно свойства флюидов как в поверхностных, так и в пластовых условиях. Кроме того, свойства изменяются в процессе разработки, что вызывает необходимость в ряде случаев изучать изменения свойств флюидов в зависимости от переменных давления и температуры.

В качестве стандартных условий на поверхности приняты давление – 0,1 МПа и температура – 20 °С. Именно к этим условиям должны приводиться все определения свойств флюидов на поверхности.

Поверхностные пробы нефти, газа, конденсата и воды отбирают из скважин, промышленного оборудования или транспортных средств в стеклянные емкости.

Важнейшими исследованиями, выполняемыми в поверхностных (стандартных) условиях являются химический анализ нефти, газа, конденсата и воды, а также измерения плотности и вязкости этих флюидов.

По глубинным пробам определяют давление насыщения нефти газом, газосодержание, коэффициенты сжимаемости и теплового расширения, объемный коэффициент, находят вязкость и плотность флюидов для соответствующих пластовых условий.

Распределение нефти, газа и воды в объеме залежи зависит от термобарических условий и свойств самих флюидов. Пластовые жидкости и газы могут находиться в недрах как в однофазном состоянии (жидком или газообразном), так и в двухфазном состоянии в виде газожидкостных смесей. В зависимости от фазового состояния углеводородов залежи подразделяются на нефтяные, газовые, газоконденсатные, газонефтяные, нефтегазовые, газогидратные.

### ***Состав и физико-химические свойства пластовых флюидов***

Нефть и газ представляют смесь углеводородов (УВ) метанового  $C_nH_{2n+2}$ , нафтенового  $C_nH_{2n}$  и ароматического  $C_nH_{2n-6}$  рядов. Обычно преобладают УВ метанового или нафтенового рядов. При стандартных условиях (давление – 0,1 МПа, температура – 20 °С) УВ от  $CH_4$  до  $C_4H_{10}$  представляют собой газы; от  $C_5H_{12}$  до  $C_{16}H_{34}$  – жидкости; от  $C_{17}H_{36}$  до  $C_{35}H_{72}$  – твердые вещества (парафины, церезины).

При определенных давлении и температуре молекулы воды с помощью водородной связи образуют кристаллические решетки, в структурные пустоты которых внедряются легкоподвижные молекулы газов. Образующиеся твердые кристаллические соединения (клатраты) называют **гидратами газов**.

Начиная с пентанов, УВ не образуют гидратов. Формулы гидратов газов: для метана –  $CH_4 \cdot 7H_2O$ , этана –  $C_2H_6 \cdot 8H_2O$  и т. д. Повышение температуры или снижение давления сопровождается разложением гидратов на газ и воду. Плотность гидратов различных газов изменяется в интервале от 0,8 до 1,8 г/см<sup>3</sup>. Природные газы образуют гидраты плотностью от 0,9 до 1,1 г/см. Крупные скопления гидратов газов создают газогидратные залежи, для формирования и сохранения которых не нужны литологические покровы.

Зоны гидратообразования приурочены в основном к районам распространения многолетнемерзлых пород, составляющих около 23 % общей территории суши на Земле при глубине промерзания горных пород 500–700 и даже 1000 м.

### ***Состав нефти***

**Нефть** – горючее ископаемое, сложная смесь главным образом углеводородов с примесью высокомолекулярных органических кислородных, сернистых и азотистых соединений, обычно представляющая собой маслянистую жидкость красно-коричневого цвета, иногда почти черного цвета (а есть и бесцветные, например, Сураханская легкая нефть), существенно изменяющая физические и механические свойства в зависимости от химического состава.

Плотность нефтей колеблется от 0,75 до 0,97 г/см<sup>3</sup>, температура кипения – от 74 до 170 °С, температура вспышки – от 18 до 100 °С и выше, температура застывания – от –20 до +20 °С, фракционный состав – от практически бензинового до лишнего бензина, групповой состав – от практически чистого метанового до преобладающе ароматического.

В виде микрокомпонентов в связанной форме в нефти присутствуют: хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний, ванадий, никель, свинец, железо и пр. Всего в нефтях установлено более 40 микроэлементов, общее содержание которых редко превышает 0,02–0,03 %.

По содержанию серы нефть делится на классы малосернистые (серы до 0,5 %), сернистые (0,51–2 %) и высокосернистые (более 2 %).

По содержанию смол – на подклассы: малосмолистые (смол менее 18%), смолистые (18–35 %) и высокосмолистые (более 35 %).

По содержанию парафина – на типы: малопарафинистые (парафина менее 1,5 %), парафинистые (1,5–6 %) и высокопарафинистые (более 6 %).

Состав нефти характеризуется содержащимися в ней фракциями. Обычно выделяют фракции со следующим температурным интервалом начала и конца кипения: 40–180 °С – авиационный бензин; 40–205 °С – автомобильный бензин; 200–300 °С – керосин; 270–350 °С – лигроин; 350–500 °С – мазут, выше 500 °С – гудрон.

### **Физические свойства нефти**

Плотность нефти  $\rho_n$  – масса ее  $m$  в единице объема  $V$  вычисляется по формуле

$$\rho_n = \frac{m}{V}, \quad (2.10)$$

единица плотности – кг/м<sup>3</sup>. По плотности нефти делятся на *легкие* (менее 850 кг/м<sup>3</sup>) и *тяжелые* (более 850 кг/м<sup>3</sup>). Нефти плотностью выше 1000 кг/м<sup>3</sup> называются *мальтами*.

**Плотность пластовой нефти** – это масса нефти, извлеченная из недр с сохранением пластовых условий в единице объема. Обычно она равна 400–800 кг/м<sup>3</sup>, а с увеличением газосодержания нефти и температуры уменьшается против плотности сепарированной нефти на 20–40 % и более.

Плотность нефтей и нефтепродуктов (в Беларуси и России) определяется при температуре 20 °С и соотносится с плотностью дистиллированной воды при 4 °С (относительная плотность –  $\rho_Y^{20}$ ).

Плотность нефти в пластовых условиях приближенно можно оценить по формуле

$$\rho_{\text{пл}} = \left( \rho_{\text{сеп}} + \frac{1}{2} G \rho_{\text{г}} \right) b, \quad (2.11)$$

где  $\rho_{\text{пл}}$  и  $\rho_{\text{сеп}}$  – плотности пластовой и сепарированной нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $G$  – объемное содержание растворенного газа в пластовой нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{г}}$  – относительная плотность газа;  $b$  – объемный коэффициент пластовой нефти.

Плотность нефтей измеряется пикнометрами, весами Вестфала и ареометрами.

**Вязкость** – это свойство жидкости оказывать сопротивление передвижению ее частиц относительно друг друга.

**Вязкость пластовой нефти** – это свойство нефти, определяющее степень ее подвижности в пластовых условиях.

Вязкость нефти измеряется в МПа · с (миллипаскаль в секунду). Она уменьшается с ростом температуры, повышением количества растворенных углеводородных газов; возрастает – с увеличением давления, повышением молекулярной массы нефти, с увеличением количества растворенного азота.

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти.

По величине вязкости различают нефти с незначительной вязкостью ( $\mu_{\text{н}} \leq 1$  МПа · с); маловязкие ( $1 < \mu_{\text{н}} \leq 5$  МПа · с); с повышенной вязкостью ( $5 < \mu_{\text{н}} \leq 25$  МПа · с) и высоковязкие ( $\mu_{\text{н}} > 25$  МПа · с).

Жидкости, подчиняющиеся закону Ньютона, называют ньютоновскими. Для таких жидкостей касательные напряжения сдвига прямо пропорциональны градиенту скоростей движения слоев жидкости относительно друг друга. Зависимость скоростей фильтрации  $\delta$  от градиента давления ( $\text{grad } p$ ) имеет форму прямой линии, проходящей через начало координат.

При разработке многих месторождений бывшего СССР установлено нарушение прямолинейного закона трения Ньютона. Для нефтей этих месторождений зависимость скорости фильтрации от градиента давления имеет вид выпуклой кривой по отношению к оси



градиента давления. Такие жидкости обладают структурно-механическими свойствами и называются вязкопластичными или неньютоновскими.

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

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

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

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

$$I_t = I_0 l^{-K_{\text{сп}}} c^l, \quad (2.12)$$

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

Размерность коэффициента светопоглощения – 1/см. За единицу  $K_{\text{сп}}$  принят коэффициент светопоглощения такого вещества, в котором при пропускании света через слой толщиной 1 см интенсивность светового потока падает в  $l \approx 2,718$  раз. Величина  $K_{\text{сп}}$  зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества, температуры раствора, но не зависит от толщины слоя. Обычно коэффициент светопоглощения изменяется в пределах 150–900 единиц.  $K_{\text{сп}}$  опреде-

ляется с помощью фотоколориметра. Колориметрические свойства нефти используют как индикаторный показатель при контроле путей и направлений фильтрации нефти.

*Газосодержание (газонасыщенность)  $G$*  пластовой нефти – это количество газа  $V_{\text{г}}$ , растворенного в единице объема пластовой нефти  $V_{\text{п.н}}$ , измеренное в стандартных условиях и сохраняющееся постоянным при пластовом давлении, равном давлению насыщения или превышающем его, и уменьшающееся в процессе разработки залежи при снижении пластового давления ниже давления насыщения:

$$G = \frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{п.н}}}. \quad (2.13)$$

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

*Промысловым газовым фактором* называется объемное количество газа,  $\text{м}^3$ , полученное при сепарации нефти, приходящееся на  $1 \text{ м}^3$  (т) дегазированной нефти. Различают газовые факторы: начальный, определяемый за первый месяц работы скважины; текущий – за любой отрезок времени; средний – за период с начала разработки до любой произвольной даты. Величина промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Она может меняться в очень широких пределах. Так, на Ярегском месторождении эта величина составляет  $1\text{--}2 \text{ м}^3/\text{т}$ , а на Красносельском – до нескольких тысяч  $\text{м}^3/\text{т}$ .

*Давление насыщения (начало парообразования)* пластовой нефти – это давление, при котором начинается выделение из нее первых пузырьков растворенного газа. Пластовая нефть называется насыщенной, если она находится при пластовом давлении, равном давлению насыщения; недонасыщенной – если пластовое давление выше давления насыщения. Разница между давлением насыщения и пластовым может колебаться от десятых долей до десятков мегапаскалей. Величина давления насыщения зависит от количества растворенного в нефти газа, от их состава и пластовой температуры.

Давление насыщения определяют по результатам исследования глубинных проб нефти и экспериментальным графикам.

Коэффициент сжимаемости нефти  $\beta_n$  – это показатель изменения единицы объема пластовой нефти при изменении давления на 0,1 МПа. Он характеризует упругость нефти и определяется из соотношения

$$\beta_n = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (2.14)$$

где  $V_0$  – первоначальный объем нефти;  $\Delta V$  – изменение объема нефти при изменении давления на  $\Delta p$ .

Размерность  $\beta_n$  измеряется в  $\text{Па}^{-1}$ .

Коэффициент сжимаемости нефти возрастает с увеличением содержания легких фракций нефти и количества растворенного газа, повышением температуры, снижением давления и имеет значения  $(6 \div 14) \cdot 10^6 \text{ МПа}^{-1}$ . Для большинства пластовых нефтей его величина –  $(6 \div 18) \cdot 10^6 \text{ МПа}^{-1}$ . Дегазированные нефти характеризуются сравнительно низким коэффициентом сжимаемости  $(4 \div 7) \cdot 10^6 \text{ МПа}^{-1}$ .

Коэффициент теплового расширения  $a_n$  показывает, на какую часть  $\Delta V$  первоначального объема  $V_0$  изменяется объем нефти при изменении температуры на  $1^\circ\text{C}$ :

$$a_n = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta t}. \quad (2.15)$$

Размерность  $a_n$  соответствует  $1/^\circ\text{C}$ . Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах  $(1 \div 20) \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$ .

Объемный коэффициент пластовой нефти – это отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной при стандартных условиях (атмосферное давление – 0,1 МПа и температура –  $20^\circ\text{C}$ ) нефти. Он показывает, какой объем имел бы  $1 \text{ м}^3$  дегазированной нефти в пластовых условиях:

$$b = \frac{V_{n,\text{пл}}}{V_{n,\text{д}}} = \frac{\rho_n}{\rho_{n,\text{пл}}}, \quad (2.16)$$

где  $V_{n,\text{пл}}$  – объем нефти в пластовых условиях;  $V_{n,\text{д}}$  – объем того же количества нефти после дегазации при стандартных условиях;  $\rho_n$  – плотность нефти в стандартных условиях;  $\rho_{n,\text{пл}}$  – плотность нефти в пластовых условиях.

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

$$\varepsilon = \frac{V_{\text{н.пл}} - V_{\text{н.д}}}{V_{\text{н.пл}}}. \quad (2.17)$$

Значение объемного коэффициента всех нефтей – больше единицы, иногда может достигать 2–3. Коэффициент усадки нередко достигает 40 % и более.

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

$$\theta = \frac{1}{\varepsilon} = 1 - \varepsilon. \quad (2.18)$$

Объемный коэффициент пластовой нефти (или пересчетный коэффициент) используется при подсчете запасов нефти объемным методом. Определяют его в основном путем отбора и исследования глубинных пластовых проб нефти. Его можно также вычислять приближенно по данным фракционного состава газа.

#### ***Состав природных углеводородных газов и конденсатов***

Природные углеводородные УВ газы представляют собой многокомпонентные смеси предельных УВ вида  $C_nH_{2n+2}$  и неуглеводородных соединений: азота, углекислого газа, сероводорода, инертных газов He, Ar, паров ртути и меркаптанов. Содержание метана в природных газах некоторых месторождений может достигать 99 % (например, Северо–Ставропольская газовая залежь). На долю гомологов метана в природном газе приходится 4–5 %, редко 7–8 %; этана –  $C_2H_6$  – 2–4 %, редко – 7–8 %; пропана –  $C_3H_8$  – 0,1–3 %; бутана –  $C_4H_{10}$  – не более 1 %; более тяжелых гомологов метана, объединенных в зависимости от способов их определения, как пентаны ( $C_5$  + высшие) или гексаны ( $C_6$  + высшие) – доли процента (иногда – до 2–3 %).

В стандартных условиях (атмосферное давление – 0,1 МПа и температура – 20 °С) УВ находятся в газообразном состоянии. В пластовых условиях пентан и высшие могут находиться в растворенном состоянии в газах. При снижении давления и температуры они выделяются в виде жидкой фазы, называемой конденсатом.

Содержание сероводорода в газах изменяется от первых единиц до нескольких десятков процентов. Газы с высоким содержанием сероводорода являются сырьем для получения элементарной серы.

Содержание углекислого газа колеблется от долей процента до нескольких единиц и даже десятков процентов. Наиболее часто объемное содержание азота в газовых залежах составляет 0,4–12,5 %. Особое место в составе некоторых природных газов занимает гелий, обычное содержание которого 0,01–0,2 %, но иногда 0,8–1,8 %.

Газ, в составе которого тяжелые УВ –  $C_3$ ,  $C_4$  составляют не более  $75 \text{ г/м}^3$ , называют сухим. При содержании тяжелых УВ более  $150 \text{ г/м}^3$  газ называют жирным.

Природные газы подразделяются на следующие группы:

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, практически свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений. Это смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Конденсат состоит из большого числа тяжелых УВ ( $C_5$  + высшие;  $C_6$  + высшие и т. д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

4. Газы газогидратных залежей.

#### **Основные законы газового состояния**

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

Уравнение состояния идеального газа (Клапейрона–Менделеева) имеет вид:

$$pV_{\text{и}} = NRT, \quad (2.19)$$

где  $p$  – давление;  $V_{\text{и}}$  – объем идеального газа;  $N$  – число киломолей газа;  $R$  – универсальная газовая постоянная, равная  $8,32 \text{ Дж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$ ;  $T$  – абсолютная температура.

Уравнение Клапейрона–Менделеева для реальных газов записывается в виде:

$$pV_{\text{и}} = zNRT, \quad (2.20)$$

где  $z$  – коэффициент сжимаемости, являющийся функцией давления, температуры, состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от идеального. Для идеальных газов  $z = 1$ .

*Коэффициент сжимаемости* реальных газов показывает отношение объемов равного числа молей реального  $V_p$  и идеального  $V_{и}$  газов при одинаковых давлении и температуре:

$$z = \frac{V_p}{V_{и}}. \quad (2.21)$$

Коэффициент сжимаемости точно определяют экспериментальным путем по пластовым пробам газа – приближенно – рассчитывают по кривым зависимости коэффициента  $z$  от приведенных псевдокритических давлении и температуры.

*Приведенные давлении*  $p_{пр}$  и *температуру*  $T_{пр}$  выражают в долях от критических давлении  $p_{кр}$  и температуры  $T_{кр}$ . Для однокомпонентного газа их определяют из уравнений:

$$p_{пр} = \frac{p}{p_{кр}}; \quad T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}, \quad (2.22)$$

где  $p$  и  $T$  – конкретные давлении и температура, для которых определяется  $z$ .

*Критическая температура*  $T_{кр}$  – это такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость, как бы велико ни было давлении. Давлении, соответствующее точке критической температуры, называется *критическим давлении*  $P_{кр}$ , иначе говоря, это предельное давлении, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

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

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

Молекулярная масса вещества – отношение массы молекулы данного вещества к 1/12 массы атома изотопа углерода  $^{12}\text{C}$  – безразмерная величина.

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

Молекулярная масса природного газа:

$$M = \sum M_i X_i, \quad (2.23)$$

где  $M_i$  – молекулярная масса  $i$ -го компонента;  $X_i$  – объемное содержание  $i$ -го компонента в долях единицы. Молекулярная масса природных газов –  $16 \div 20$ .

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

$$V = V_0 z \frac{T}{T_0} \frac{p_0}{p}, \quad (2.24)$$

где  $T_0 = 273 \text{ К}$ ;  $p_0 = 0,103 \text{ МПа}$ .

Для перехода от объема, занимаемого газом в нормальных условиях, к объему, занимаемому им в пластовых условиях, пользуются *объемным коэффициентом* пластового газа, численно равным объему, который занял бы  $1 \text{ м}^3$  газа в пластовых условиях:

$$b_r = \frac{V_{\text{п.г}}}{V_0} = z \frac{T_{\text{пл}}}{T_0} \frac{p_0}{p} = 0,000378 z \frac{T_{\text{пл}}}{P_{\text{пл}}}, \quad (2.25)$$

где  $T_{\text{пл}}$  и  $p_{\text{пл}}$  – пластовые температура и давление.

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

*Закон Гей–Люссака* гласит, что объем некоторого количества газа при постоянном давлении изменяется прямо пропорционально изменению абсолютной температуры:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{T_2}{T_1}; \quad V_2 = \frac{V_1 T_2}{T_1}. \quad (2.26)$$

Другими словами – все газы при постоянном давлении расширяются одинаково на одну и ту же величину, называемую *коэффициентом расширения* газа при повышении температуры на 1 °С:

$$V_1 = V_0(1 + at) = V_0(1 + t/273), \quad (2.27)$$

где  $V_1$  – объем газа при определенной температуре;  $V_0$  – объем газа при температуре 0 °С;  $a$  – коэффициент расширения. Опытным путем установлено, что  $a = 0,0036604$ .

Давление у всех газов при постоянном объеме возрастает с повышением температуры также на  $1/273$  долю того давления, которое имел газ при 0 °С:

$$p_1 = p_0(1 + at) = p_0(1 + t/273), \quad (2.28)$$

где  $p_1$  и  $p_0$  – давления газа при постоянном объеме, при температурах  $t$  и 0 °С.

*Закон Бойля–Мариотта* гласит, что при постоянной температуре объем одной и той же массы газа изменяется обратно пропорционально давлению  $p$ , под которым находится газ при постоянной температуре  $T$ , и является величиной постоянной:

$$V = \frac{1}{p} = \text{const}; \quad pV = c = \text{const};$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{p_2}{p_1} \quad \text{или} \quad p_1V_1 = p_2V_2 = \text{const}. \quad (2.29)$$

### **Физические свойства конденсата**

**Конденсатом** называют углеводородную смесь ( $C_5 + C_6 +$  высшие), находящуюся в газоконденсатной залежи в газообразном состоянии и выпадающую в виде жидкости при снижении пластового давления до давления начала конденсации и ниже его в процессе разработки залежи.

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как давление начала конденсации. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно с течением времени будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. В этот момент в пласте начнет выделяться конденсат, что не только приведет к потерям ценных УВ в недрах, но и отразится на подсчете запасов и показателях проектов разработки, поскольку изменятся объем пустотного пространства пласта, состав и свойства газа.



Важной характеристикой газа газоконденсатных залежей является величина *конденсатно-газового фактора*, показывающая количество сырого конденсата в кубических сантиметрах, приходящегося на  $1 \text{ м}^3$  отсепарированного газа.

Количественное соотношение фаз в продукции газоконденсатных месторождений оценивается *газоконденсатным фактором* – величиной, обратной конденсатно-газовому фактору, показывающей отношение количества добытого,  $\text{м}^3$ , газа (в нормальных атмосферных условиях) к количеству полученного конденсата,  $\text{м}^3$ , улавливаемого в сепараторах. Величина газоконденсатного фактора изменяется для разных месторождений от 1500 до  $25000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Под *сырым* конденсатом подразумевают при стандартных условиях жидкие углеводороды ( $\text{C}_5$  + высшие) с растворенными в них газообразными компонентами (метаном, этаном, бутаном, пропаном, сероводородом и др.).

Стабильный конденсат состоит только из жидких углеводородов – пентана и высших ( $\text{C}_5$  + высшие). Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в пределах  $40\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$ . Молекулярная масса –  $90\text{--}160$ . Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от  $0,6$  до  $0,82 \text{ г/см}^3$  и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

По количеству конденсата газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до  $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ), средним ( $150\text{--}300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ), высоким ( $300\text{--}600 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) и очень высоким (более  $600 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ).

## **2.4. Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений**

Подземные воды встречаются в большинстве нефтяных и газовых месторождений и являются обычным спутником нефти и газа. Часто воды находятся в тех же пластах-коллекторах, где и нефть и газ, в этом случае воды обычно занимают пониженные части пластов. Кроме того, в разрезах месторождений имеются самостоятельные водоносные пласты.

### ***Физические свойства***

*Плотность* воды зависит от ее минерализации, т. е. от количества растворенных в ней солей. Степень минерализации вод обычно

выражают в г/л, реже – соленостью – содержанием растворенных в воде солей, отнесенным к 100 г раствора.

*Температура* воды обычно находится в соответствии с геотермической ступенью данной местности. Однако бывают и отклонения, что чаще всего обуславливается появлением тектонических вод, имеющих более высокую температуру. Определение температуры воды имеет важное практическое значение и используется при решении различных вопросов, в частности, в промышленной практике для суждения о глубине притока вод.

С увеличением температуры вода расширяется (как известно, при 4 °С вода имеет наибольшую плотность). Коэффициент термического расширения воды (т. е. изменение единицы объема воды при повышении температуры на 1 °С) изменяется неравномерно: при 4–10 °С в среднем равен  $6,5 \cdot 10^{-5}$ ; при 10–20 °С –  $15 \cdot 10^{-5}$ , при 20–30 °С –  $25 \cdot 10^{-5}$  и при 65–70 °С –  $58 \cdot 10^{-5}$ .

*Электропроводность* вод зависит от минерализации; минерализованные воды являются проводниками электрического тока, а пресные воды плохо проводят (или почти не проводят) его.

*Вязкость* воды в пластовых условиях значительно меньше вязкости нефти, поэтому вода в этих условиях имеет большую подвижность, чем нефть. Вязкость воды при атмосферных условиях и 20 °С равна 1,005 МПа · с. Основным фактором, влияющим на вязкость воды в пластовых условиях, является температура пласта (рис. 2.1).

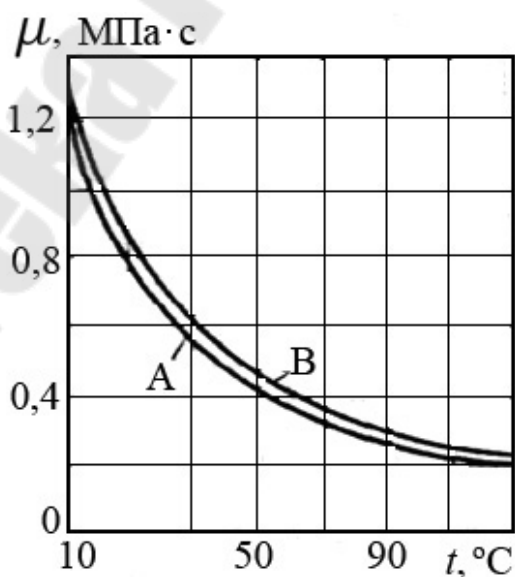


Рис. 2.1. Зависимость между вязкостью и температурой воды:  
A – чистая вода; B – вода, содержащая 60 г/л солей

Поверхностное натяжение воды имеет важное значение в связи с ее вымывающей способностью. При меньшем поверхностном натяжении вода обладает большей способностью промывать пески и вытеснять из пласта нефть. Величина поверхностного натяжения воды в значительной степени зависит от ее химического состава, и в результате соответствующей химической обработки воды может быть значительно снижена.

Объемный коэффициент пластовой воды зависит главным образом от температуры пласта и в меньшей степени – от количества растворенного в воде газа (рис. 2.2).

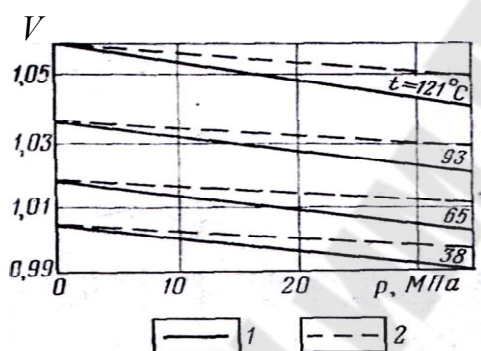


Рис. 2.2. Значение объемных коэффициентов  $V$  для пластовой воды:  
1 – чистая вода; 2 – вода с растворенным газом

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти (рис. 2.3). При увеличении минерализации воды растворимость газов в воде уменьшается.

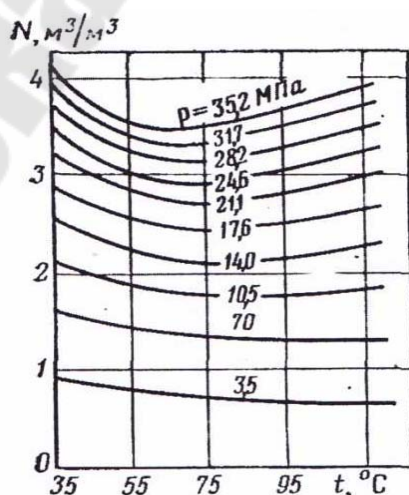


Рис. 2.3. Растворимость  $N$  естественного газа в чистой воде (при пользовании диаграммой необходимо вводить поправки на минерализацию воды)

Сжимаемость воды, т. е. изменение единицы объема воды в пластовых условиях при изменении давления на 0,1 МПа колеблется в пределах  $(3,7-5)10^{-4}$  1/МПа.

Сжимаемость газированной воды возрастает с увеличением содержания растворенного в ней газа, причем:

$$\beta_{в1} = \beta_{в} (1 + 0,05r), \quad (2.30)$$

где  $\beta_{в1}$  – коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, 1/МПа;  $\beta_{в}$  – коэффициент сжимаемости чистой воды, 1/МПа;  $r$  – количество газа, растворенного в воде,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Сжимаемость растворов солей в воде меньше сжимаемости чистой воды, она уменьшается с увеличением концентрации соли.

### ***Химическая характеристика***

Воды нефтяных месторождений характеризуются: 1) повышенной минерализацией; 2) наличием хлоридов кальция и натрия или гидрокарбонатов натрия; 3) отсутствием сульфатов или весьма незначительным их содержанием; 4) повышенным содержанием ионов I, Br,  $\text{NH}_4$ ; 5) часто присутствием  $\text{H}_2\text{S}$ ; 6) наличием солей нафтеновых кислот; 7) наличием растворенных углеводородных газов, реже – гелия и аргона.

Формирование подземных вод связано с их проникновением в земную кору с поверхности в капельно-жидком виде или в виде водяного газа, конденсирующегося под землей в воду. В формировании подземных вод участвуют также и воды, захороненные в морских осадках, а затем преобразованные при диагенезе.

Условия формирования различных типов вод весьма разнообразны и характеризуются: 1) взаимодействием воды и горных пород; 2) взаимодействием вод с нефтью и газами; 3) воздействием на воды микробиологических процессов; 4) различными геологическими факторами – литолого-физическим составом пород и их коллекторскими свойствами, тектоникой, температурными условиями и др.

Обычно в водах газонефтяных месторождений содержатся следующие компоненты:

- 1) ионы растворимых солей: анионы –  $\text{OH}^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ; катионы –  $\text{H}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Mn}^{2+}$ ;
- 2) растворимые ионы микроэлементов:  $\text{Br}^-$ ,  $\text{I}^-$ ,  $\text{B}^{3+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ;
- 3) коллоиды:  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ;
- 4) газообразные вещества:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{N}_2$ ;
- 5) органические вещества: нафтеновые кислоты, их соли.

Исследования вод нефтяных месторождений показывают, что состав их в одном и том же пласте меняется в зависимости от того, из какой части структуры взят образец воды, – из зоны водонефтяного контакта или из законтурной зоны. Нередко в зоне водонефтяного контакта воды обладают большей минерализацией, чем в зоне, удаленной от контура нефтеносности, поэтому по мере эксплуатации и продвижения краевых вод минерализация их уменьшается. Особенно значительные изменения состава наблюдаются в щелочных водах, так как на контакте *нефть–вода* происходит биохимический процесс, обуславливающий частичное восстановление сульфатов, которые нередко содержатся в водах.

### ***Промысловая классификация пластовых вод***

Подземные воды, встречающиеся в недрах нефтяных месторождений, подразделяют на грунтовые (обычно безнапорные), пластовые напорные и воды тектонических трещин.

Грунтовые воды залегают на сравнительно небольшой глубине от поверхности – на первом водоупорном слое; их режим зависит от гидрометеорологических условий.

Пластовые напорные воды (рис. 2.4) по отношению к нефтеносному пласту подразделяются следующим образом:

1) нижние краевые (контурные), залегающие в пониженных частях нефтеносного пласта и подпирающие нефтяную залежь;

2) подошвенные, залегающие в нижней подошвенной части нефтеносного пласта в пределах всей структуры (включая ее сводовую часть);

3) промежуточные, приуроченные к водоносным пропласткам (или водоносным пластам), залегающим в нефтеносном пласте, являющимся единым объектом эксплуатации;

4) верхние краевые, залегающие либо в размытой сводовой части антиклинально изогнутых нефтеносных пластов, либо в головной части моноклинально залегающих нефтеносных пластов. Головные части таких пластов (часто обнажающиеся на поверхности) обычно обводнены поверхностными вадозными водами;

5) верхние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим выше нефтеносного пласта;

6) нижние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим ниже нефтеносного пласта.

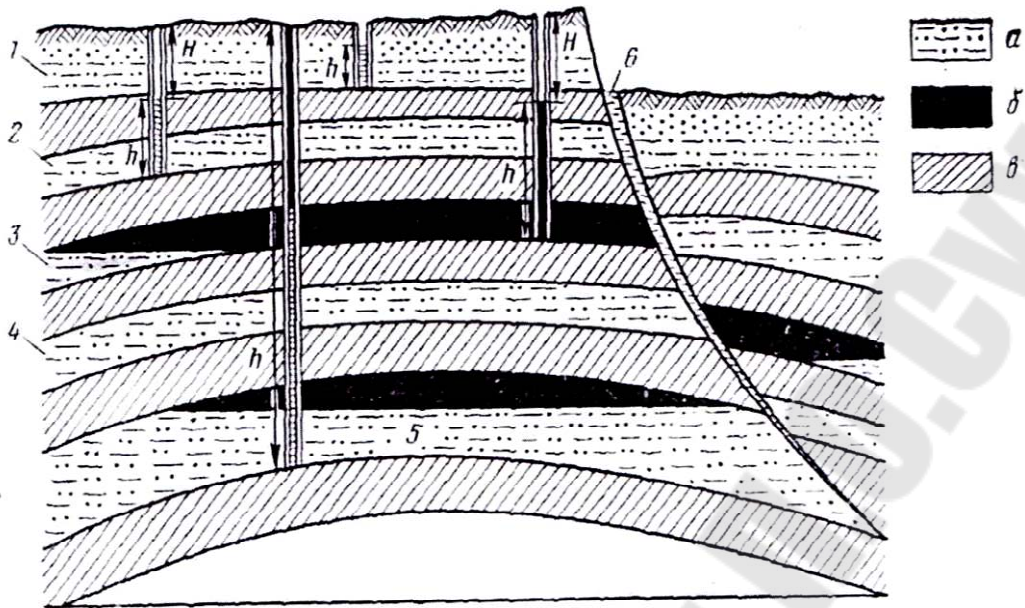


Рис. 2.4. Пластовые воды:

*a* – вода; *б* – нефть; *в* – глины. Вода: 1 – со свободной поверхностью (ненапорная); 2 – верхняя относительно нефтеносного горизонта (верхняя напорная); 3 – краевая приконтурной зоны (нижняя краевая напорная); 4 – нижняя относительно нефтеносного горизонта (нижняя напорная); 5 – подошвенная; *б* – глубинная, восходящая по сбросу; *H* – глубина уровня; *h* – напор

При наличии нижних краевых вод положение контакта *нефть–вода* (рис. 2.5) определяет внешний (по кровле пласта) и внутренний (по подошве пласта) контуры нефтеносности.

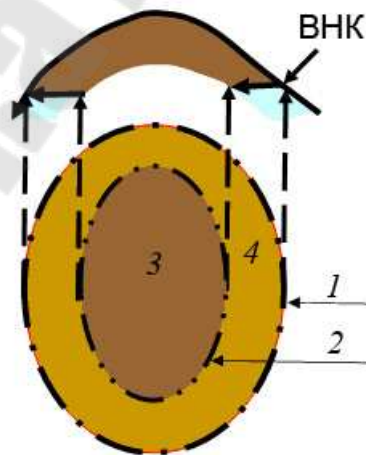


Рис. 2.5. Схема расположения контакта *нефть–вода* (ВНК) – контур нефтеносности: 1 – внешний (по кровле пласта); 2 – внутренний (по подошве пласта); зоны: 3 – нефтяная; 4 – приконтурная (зона расположения «водоплавающей» нефти)



Часть пласта, расположенная в пределах внутреннего контура нефтеносности, содержит нефть по всей мощности от кровли до подошвы включительно. Часть пласта, расположенная между внутренним и внешним контурами нефтеносности, содержит сверху нефть, внизу воду и называется *приконтурной зоной*.

В процессе добычи нефти обычно происходит продвижение контуров нефтеносности. Одной из задач рациональной разработки является обеспечение равномерного их продвижения.

При неравномерном продвижении контуров нефтеносности образуются языки обводнения, что может привести к появлению разрозненных целиков нефти (рис. 2.6), захваченных водой. Неравномерное продвижение контуров нефтеносности зависит от неоднородности пласта (особенно по его проницаемости), отбора жидкости из пласта и т. п.

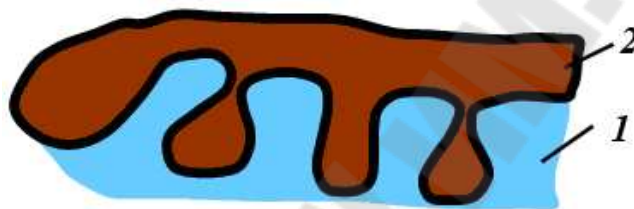


Рис. 2.6. Схема расположения языков обводнения и целиков нефти:  
1 – языки обводнения; 2 – целики нефти

При наличии подошвенных вод (граница нефтеносности проходит лишь по кровле пласта) задача заключается в том, чтобы при вскрытии пласта не пересечь водонефтяной контакт скважиной (забой скважины должен быть выше этого контакта) во избежание появления конусов обводнения уже в самом начале эксплуатации (рис. 2.7, а). При наличии в пласте (особенно в его подошвенной части) глинистых прослоев борьба с конусами обводнения ведется путем цементирования забоев скважин (рис. 2.7, б); в ряде случаев при наличии в подошвенной части пласта глинистых прослоев конусы обводнения вообще не образуются.

Если в пределах эксплуатационного объекта залегает более или менее мощный водоносный прослой (промежуточные воды), то следует производить цементирование всего объекта с последующим прострелом колонны лишь против нефтеносной части пласта. Если часто перемежаются маломощные нефтяные и водяные (промежуточные) прослои, то такой «слоеный пирог» приходится эксплуатировать

в целом (совместно нефтяные и водяные пропластки), обеспечивая возможно большую откачку жидкости из пласта.

В случае выхода нефтеносного пласта на поверхность, как указывалось выше, может произойти обводнение его головной части с образованием верхних краевых вод (ширванский горизонт Апшеронского месторождения нефти). В этом случае целесообразно провести разведочные работы вниз по падению пласта для обнаружения возможной залежи нефти, а не базировать свои отрицательные выводы об отсутствии нефти в пласте на данных о наличии воды в его головной части.

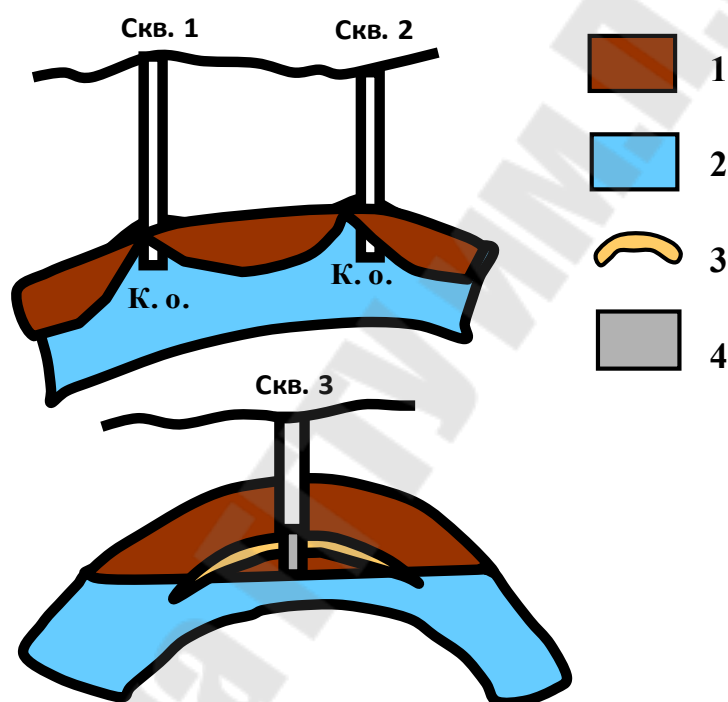


Рис. 2.7. Схема расположения конусов обводнения при наличии подошвенных вод:

1 – нефть; 2 – вода; 3 – глинистая прослойка;  
4 – цементная пробка; К. о – конусы обводнения

Верхние воды (называемые иногда чуждыми по отношению к нефтеносному пласту) необходимо различными методами, излагаемыми в курсе «Бурение», изолировать от нефтеносного пласта.

Нижние воды не следует вскрывать, а при случайном вскрытии их следует изолировать путем цементирования забоя скважины.

При наличии тектонических вод, циркулирующих по тектоническим трещинам, в которые они поступают из различных, главным образом высоконапорных водоносных пластов, могут обводняться головные



участки нефтеносных пластов, или же в этих пластах может произойти полное замещение нефти водой. Обводнение головных участков пласта тектонической водой (рис. 2.8) наблюдалось на ряде нефтяных месторождений (Небит-Даг, Балаханы-Сабунчи-Раманы и др.).

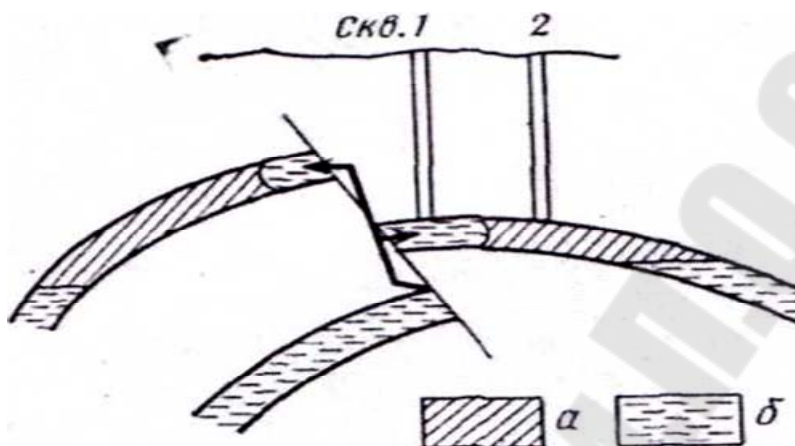


Рис. 2.8. Схема обводнения нефтеносного пласта тектоническими водами:  
а – нефть; б – вода

Если имеются тектонические воды, о нефтеносности пласта нельзя судить по данным разведочных скважин, вскрывших пласт вблизи его контакта с поверхностью нарушения. В этом случае необходимо бурить дополнительные разведочные скважины в отдалении от этой зоны вниз по падению пласта [3, 6].

### ГЛАВА 3. ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Рациональное и комплексное использование природных ресурсов отражено в классификации запасов и ресурсов и основывается на комплексном изучении месторождений. В значительной мере оно определяется вовлечением в промышленное освоение наряду с основными попутных ископаемых и компонентов. На нефтяных и газовых месторождениях к основным полезным ископаемым относятся нефть и горючие газы. К попутным полезным ископаемым относятся минеральные комплексы (горные породы, руды, подземные воды, рассолы), добыча которых при разработке основного полезного ископаемого и использование в народном хозяйстве являются экономически целесообразными. К попутным полезным компонентам относятся заклю-

ченные в полезных ископаемых минералы, металлы и другие химические элементы и их соединения, которые при переработке полезных ископаемых могут быть рентабельно извлечены и использованы.

Попутные полезные ископаемые и компоненты подразделяются на три группы.

К I группе относятся полезные ископаемые, образующие самостоятельные пласты, залежи или рудные тела в породах, вмещающих основное полезное ископаемое, применительно к нефтяным и газовым месторождениям. Это подземные воды продуктивных пластов или водоносных горизонтов, содержащие повышенные концентрации йода, брома, бора, соединения калия, лития, рубидия, стронция и других компонентов, а также подземные воды, пригодные для бальнеологических, теплоэнергетических и других целей.

К II группе относятся компоненты, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах – это растворенный (попутный) газ, а в газоконденсатных – конденсат. В классификации запасов и ресурсов они рассматриваются как основные полезные ископаемые.

К III группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основного полезного ископаемого и выделяемые лишь при его переработке.

На многих месторождениях нефти и битумов такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан (Ярегское месторождение), никель и др. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутан, а также могут содержать сероводород, гелий, аргон, углекислый газ, иногда ртуть. При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в нем компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов этих полезных ископаемых и компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Прогнозные ресурсы оцениваются отдельно по нефти, газу и конденсату, а также по содержащимся в них компонентам.

Подсчет, учет и оценка запасов и перспективных ресурсов и оценка прогнозных ресурсов производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа –при 20 °С).

### 3.1. Категории запасов и ресурсов нефти и газа

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются **запасами**.

На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисковых разведочных работах и разработке, а также применяемые методы подсчета. Если объем и качество информации, получаемой по выявленным залежам в процессе поисков, разведки и разработки, увязать с определенными стадиями изученности залежей, то станет понятной сущность разделения запасов на категории.

Наряду с выявленными залежами скопления углеводородов могут содержаться в предполагаемых залежах в продуктивных, но не вскрытых бурением пластах на установленных месторождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью в пределах крупных геоструктурных элементов.

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в указанных выше объектах называются ресурсами.

Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд  $A-D$ . Четкое разграничение ресурсов от запасов является свидетельством более низкой степени изученности и обоснованности, а в конечном счете – и достоверности ресурсов.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные – категории  $A$ ,  $B$ ,  $C_1$  и предварительно оцененные – категория  $C_2$ . Ресурсы этих же полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов по степени их изученности и обоснованности подразделяются на перспективные – категория  $C_3$  и прогнозные –  $D_1$  и  $D_2$ .

Запасы полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе в промышленных количествах, а также их перспективные и прогнозные ресурсы соответственно подсчитываются и оцениваются по тем же категориям и в тех же границах, что и содержащиеся их полезные ископаемые.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подразделяются на две группы, подлежащие самостоятельному подсчету и учету:

- *Балансовые* – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно.

- *Забалансовые* – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

Извлекаемые запасы – часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ГКЗ или РКЗ.

Несколько иная классификация запасов утверждена и введена в действие с 1 января 2016 г. в Российской Федерации.

Запасы нефти и газа по данной классификации подразделяются по степени промышленного освоения и по степени геологической изученности на категории: *A* (разрабатываемые, разбуренные), *B<sub>1</sub>* (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), *B<sub>2</sub>* (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), *C<sub>1</sub>* (разведанные) и *C<sub>2</sub>* (оцененные).

Запасы залежи/части залежи, разбуренные эксплуатационными скважинами и разрабатываемые в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), относятся к категории *A* (разрабатываемые, разбуренные).

К категории *A* относятся запасы залежей/частей залежей, геологическое строение которых, форма и размеры определены, а флюидальные контакты обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин. Литологический состав, тип коллекторов, эффективные нефте- и газонасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства нефте- и газонасыщенности, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристики залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин, гидропроводность

и пьезопроводность пласта, пластовое давление, температура, коэффициенты вытеснения определены по результатам гидродинамических исследований скважин и лабораторных исследований керна.

Запасы неразбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренные поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна), относятся к категории  $B_1$  (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные).

Запасы залежей/частей залежей, неразбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения, относятся к категории  $B_2$  (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные).

Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, относятся к категории  $C_1$  (разведанные).

Залежи должны быть изучены сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).

Для открываемых месторождений на акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории  $C_1$  относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной,

в которой получены качественные результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющие оценить характер насыщенности пласта.

Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин изучены по результатам геолого-промысловых исследований в процессе реализации проектов геолого-разведочных работ разведки, пробной эксплуатации отдельных скважин или проекта пробной эксплуатации.

Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения, относятся к категории  $C_2$  (оцененные).

#### ***Категории ресурсов нефти и газа по степени геологической изученности***

Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности подразделяются на категории:  $D_0$  (подготовленные);  $D_{л}$  (локализованные);  $D_1$  (перспективные);  $D_2$  (прогнозируемые).

Важным критерием выделения категорий ресурсов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности территории, геологического элемента или участка недр по площади и разрезу параметрическим и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами поисково-разведочных работ.

Ресурсы нефти, газа и конденсата предположительно продуктивных пластов в подготовленных к бурению ловушках районов с доказанной промышленной нефтегазоносностью или в нескрытых бурением продуктивных пластах открытых месторождений относятся к категории  $D_0$  (подготовленные). Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и фильтрационно-емкостные свойства пластов, состав и свойства углеводородов принимаются по аналогии с открытыми месторождениями.

Подготовленные ресурсы категории  $D_0$  отражают возможность открытия залежей нефти и газа в подготовленной к поисковому бурению ловушке и используются для проектирования поисковых работ.

Ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной промышленной нефтегазоносностью, относятся к категории  $D_{л}$  (локализованные).

Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геолого-разведочных работ по подготовке ловушек к поисковому бурению и подготовке ресурсов категории  $D_0$ .

Ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах крупных региональных структур, относятся к категории  $D_1$  (перспективные). Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с изученными месторождениями, открытыми в пределах оцениваемого региона.

Перспективные ресурсы категории  $D_1$  отражают возможность открытия месторождений нефти и газа в оцениваемом регионе и используются для проектирования региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ, выбора районов и установления очередности проведения на них поисковых работ.

Ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана, относятся к категории  $D_2$  (прогнозируемые). Перспективы нефтегазоносности этих комплексов определяются на основе имеющихся данных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и газа, или по аналогии с вышележащими нефтегазоносными комплексами. Прогнозируемые ресурсы категории  $D_2$  отражают потенциальную возможность открытия месторождений нефти и газа в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ.

### ***Градации месторождений нефти и газа по сложности геологического строения***

По сложности геологического строения выделяются месторождения (залежи):

1) простого строения – однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;

2) сложного строения – одно- и двухфазные, характеризующиеся невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо наличием тектонических нарушений;

3) очень сложного строения – одно- и двухфазные, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Данная классификация в настоящее время проходит апробацию, тем не менее учет и подсчет ресурсов и запасов нефти в Республике Беларусь, да и в Российской Федерации продолжает осуществляться по прежней классификации.

### 3.2. Методы подсчета запасов нефти

Для подсчета запасов нефти используют следующие методы: объемный, статистический и материального баланса. Выбор того или иного метода обусловлен качеством и количеством исходных данных, степенью изученности месторождения и режимом работы залежи нефти.

#### *Объемный метод*

В геолого-промысловой практике наиболее широко применяется объемный метод. Его можно использовать при подсчете запасов нефти на различных стадиях разведанности и при любом режиме работы залежи. Объемный метод подсчета запасов нефти основан на данных о геолого-физической характеристике объектов подсчета и условиях залегания нефти в них.

При подсчете запасов нефти объемным методом используют формулу

$$Q_{\text{изв}} = F h k_{\text{п}} k_{\text{н}} \rho_{\text{н}} \theta \eta, \quad (3.1)$$

где  $Q_{\text{изв}}$  – извлекаемые запасы нефти, т;  $F$  – площадь нефтеносности, м<sup>2</sup>;  $h$  – эффективная мощность (толщина) пласта, м;  $k_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости;  $k_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности;



$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти:  $\theta = 1/b$  ( $b$  – объемный коэффициент пластовой нефти);  $\eta$  – коэффициент нефтеотдачи.

В этой формуле произведение  $Fhk_{\pi}$  – поровый объем залежи (суммарный объем открытых пор, слагающих залежь);  $Fhk_{\pi}k_n$  – нефтенасыщенный объем пласта (объем нефти в порах пласта);  $Fhk_{\pi}k_n\eta$  – объем нефти, которая может быть поднята на поверхность при существующих способах разработки залежи;  $Fhk_{\pi}k_n\theta\eta$  – объем нефти, которая может быть извлечена на поверхность с учетом перевода нефти из пластовых в поверхностные условия;  $Fhk_{\pi}k_n\rho_n\theta\eta$  представляют запасы нефти в тоннах, которые могут быть извлечены из недр на поверхность в результате эксплуатации залежи (то есть промышленные или извлекаемые запасы нефти). Обоснование подсчетных параметров изложено в работах [4, 6–8].

#### ***Метод материального баланса***

Запасы нефти, содержащиеся в залежи, могут быть определены на основе изучения изменений основных показателей разработки, а также физических свойств нефти, воды и породы в зависимости от снижения пластового давления в процессе разработки залежи. Отборы нефти, растворенного газа и воды, закачка воды и газа в залежь вызывают непрерывное перераспределение флюидов вследствие изменения пластового давления. При этом баланс между количеством углеводородов, содержащихся в залежи до начала разработки, и количество УВ, добытых и еще оставшихся в недрах, не нарушается. В этом заключается сущность закона сохранения материи применительно к залежам УВ.

Более обстоятельно один из вариантов этого метода рассматривается в параграфе 3.3, так как наиболее широко он применяется при подсчете запасов свободного газа.

#### ***Статистический метод***

Он основан на статистических связях между различными показателями разработки. Среди них наиболее известны связи между предыдущими и последующими дебитами нефти, текущим и накопленным отборами нефти, долей воды (нефти) в продукции залежи и накопленным отборам нефти и т. п.

Применение статистического метода, также как и метода материального баланса возможно только после достаточно длительной разработки. Однако статистический метод дает гораздо более досто-

верные результаты при подсчете запасов нефти, поскольку необходимые для расчета показатели разработки достаточно легко, точно и регулярно определяются в процессе эксплуатации. Кроме того, применение статистического метода не ограничивается режимом работы залежи. Он применим при любом воздействии на пласт.

### 3.3. Методы подсчета запасов газа

При подсчете запасов газа различают свободный газ, т. е. из газовых залежей и газовых шапок нефтегазовых (конденсатных) залежей, и газ, растворенный в нефти (попутный газ).

#### *Подсчет запасов свободного газа*

Объемный метод подсчета запасов свободного газа основан на тех же принципах определения объема залежи, что и объемный метод подсчета запасов нефти:

$$Q_{\Gamma} = Fhk_{\Pi}fk_{\Gamma} \frac{p_0\alpha_0 - p_{\text{ст}}\alpha_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}}, \quad (3.2)$$

где  $Q_{\Gamma}$  – начальные запасы газа (в стандартных условиях,  $p_{\text{ст}} = 0,1$  МПа;  $T_{\text{ст}} = 293$  К);  $F$  – площадь в пределах контура газонасыщенности, м<sup>2</sup>;  $h$  – эффективная газонасыщенная мощность (толщина), м;  $k_{\Pi}$  – коэффициент открытой пористости;  $p_0$  – начальное пластовое давление в залежи, МПа;  $p_{\text{ст}}$  – среднее остаточное давление, МПа, в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины давления, равного 0,1 МПа;  $\alpha_0$  и  $\alpha_{\text{ст}}$  – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля–Мариотта соответственно для давлений  $p_0$  и  $p_{\text{ст}}$ , равные  $1/z$ , где  $z = pV/RT$  – коэффициент сжимаемости газа, определяемый по пластовым пробам;  $f$  – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре;  $T_{\text{ст}}/T_{\text{пл}} = 293 \text{ К}/(273 \text{ К} + t_{\Gamma})$ ;  $k_{\Gamma}$  – коэффициент газонасыщенности с учетом содержания связанной воды;  $t_{\Gamma}$  – пластовая температура.

#### *Метод подсчета запасов по падению давления*

Он основан на связи количества извлекаемого газа с величиной падения давления в процессе разработки газовой залежи. Если на первую дату подсчета в начале разработки добыто  $Q_1$  объемов газа, при этом давление в залежи составило  $p_1$ , а на вторую, более позднюю дату, отобрано  $Q_2$  объемов газа и давление снизилось до  $p_2$ , то до-

быча газа за этот период (от первого до второго подсчета) на единицу падения давления составит:

$$Q = \frac{(Q_2 - Q_1)}{(p_1 - p_2)}. \quad (3.3)$$

Исходя из того, что и в дальнейшем при падении пластового давления в залежи до некоторой его конечной величины будут добываться одинаковые количества газа на единицу падения давления, получают следующую формулу для подсчета запасов газа:

$$Q_{\Gamma} = \frac{(Q_2 - Q_1)(p_2\alpha_2 - p_1\alpha_1)}{p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2}, \quad (3.4)$$

где  $Q_{\Gamma}$  – промышленные запасы газа на дату, когда уже было отобрано газа  $Q_2$ , м<sup>3</sup>.

Для залежей с газоводонапорным режимом метод по падению давления неприменим, так как при подсчете запасов газа этим методом предполагается, что первоначальный объем пор пласта, занятый газом, не меняется в процессе эксплуатации. При упругогазоводонапорном режиме в формулу необходимо вводить поправку на количество газа, вытесненного за определенный период времени напором воды  $Q'$ . Тогда формула для подсчета запасов примет следующий вид:

$$Q_{\Gamma} = \frac{(Q_2 - Q_1 - Q')p_2\alpha_2}{p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2}. \quad (3.5)$$

Остаточное давление в этом случае учитывать нет необходимости. Если количество газа, вытесненного напором воды, определить невозможно, запасы газа следует подсчитывать объемным методом. Если месторождение конденсатное, то после определения запасов газа подсчитывают запасы конденсата:

$$Q_k = Q_{\Gamma} \Pi, \quad (3.6)$$

где  $\Pi$  – потенциальное содержание конденсата.

#### **Подсчет запасов газа, растворенного в нефти**

Балансовые запасы газа, растворенного в нефти, рассчитывают по формуле

$$Q_{\Gamma.бал} = Q_{н.бал} r_0, \quad (3.7)$$

где  $Q_{\Gamma.бал}$  и  $Q_{н.бал}$  – балансовые запасы газа, м<sup>3</sup>, и нефти, т;  $r_0$  – содержание газа в нефти при начальном пластовом давлении, м<sup>3</sup>/т.

Величина извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, зависит от режима работы нефтегазоносных пластов. При водонапорном режиме газовый фактор в процессе эксплуатации залежи мало изменяется во времени, и извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, подсчитывают по упрощенной формуле:

$$Q_{\text{г.изв}} = Q_{\text{н.изв}} G, \quad (3.8)$$

где  $G$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/т, замеренный на поверхности при давлении 0,1 МПа;  $Q_{\text{н.изв}}$  – извлекаемые запасы нефти, т;  $Q_{\text{г.изв}}$  – извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, м<sup>3</sup> [8, 9].

## ГЛАВА 4. ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ В ЗАЛЕЖАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

### 4.1. Начальные и текущие пластовые давления в продуктивных пластах

Пластовое давление – один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважины и залежи в целом.

Под пластовым понимают давление, при котором нефть, газ, вода находятся в пустотах пластов-коллекторов в геологическом разрезе месторождения. Величина пластового давления  $p_{\text{пл}}$  может быть определена по высоте столба жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе «пласт – скважина»:

$$p_{\text{пл}} = h\rho g, \text{ Па}, \quad (4.1)$$

где  $h$  – высота столба жидкости, уравновешивающего пластовое давление, м;  $\rho$  – плотность жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Установившийся в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называется **пьезометрическим уровнем**. Его положение фиксируют глубиной от устья скважины или величиной абсолютной отметки.

Поверхность, проходящую через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют *пьезометрической поверхностью*.

Расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта-коллектора называют *пьезометрической высотой*  $h_1$ . Расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой горизонтальной плоскости называют *пьезометрическим напором* ( $h_2 = h_1 + z$ , где  $z$  – расстояние между серединой пласта и условной плоскостью (рис. 4.1)).

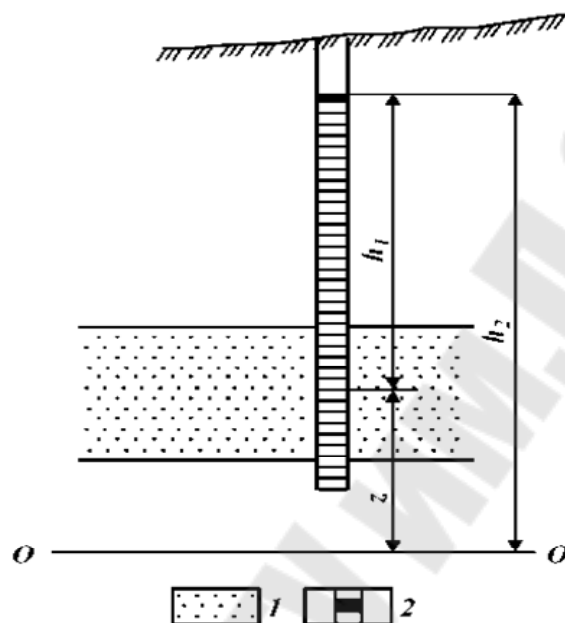


Рис. 4.1. Пьезометрическая высота и напор:  
 1 – пласт-коллектор; 2 – пьезометрический  
 уровень в скважине; 0–0 – условная плоскость;  
 $h_1$  – пьезометрическая высота;  $z$  – расстояние  
 от середины пласта до условной плоскости;  
 $h_2$  – пьезометрический напор

Пьезометрическая поверхность может устанавливаться выше (скважина фонтанирует) и ниже дневной поверхности.

Величину давления, соответствующую пьезометрической высоте, называют *абсолютным пластовым давлением*  $p_{пл.а}$ ; величину давления, соответствующую пьезометрическому напору, – *приведенным пластовым давлением*  $p_{пл.пр}$ .

Скважины с устьями ниже пьезометрической поверхности будут фонтанировать. Пластовое давление в таких скважинах можно определить, замерив манометром давление  $p_y$  на их герметизированных устьях, и добавить давление столба жидкости в скважине.

Различают залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому давлению (нормальное пластовое дав-

ление), и залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического (аномальное пластовое давление).

**Гидростатическим пластовым давлением** называют давление в пустотном пространстве пласта-коллектора, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону регионального погружения.

Абсолютная величина начального пластового давления залежи во многом определяет начальную энергетическую характеристику залежи, выбор и реализацию системы ее разработки, закономерности изменения параметров при ее эксплуатации, особенности годовой добычи нефти и газа, природное фазовое состояние углеводородов в недрах и, следовательно, обуславливает выбор рациональной системы разработки [9].

По величине начального пластового давления определяют закономерность падения пластового давления при разработке залежи. При составлении проектного документа на разработку величину начального пластового давления используют для определения уровней добычи в начальный период разработки залежи.

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются величиной текущего (динамического) пластового давления  $p_{\text{пл.тек.}}$ . Пластовое давление в продуктивном пласте на какую-либо дату, устанавливаемое при работе практически всего фонда скважин, называют **текущим** или **динамическим пластовым давлением**. Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем – важнейшая часть контроля за разработкой залежи.

Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта – оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других – возрастать. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты.

Для сравнения давления в разных скважинах пользуются приведенным пластовым давлением. Это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость (обычно средняя абсолютная отметка начального ВНК, ГВК):

$$p_{\text{пл.пр}} = p_{\text{пл.зам}} \pm \frac{h_{\text{п}}\rho}{102}, \quad (4.2)$$

где  $p_{\text{пл.пр}}$  – приведенное пластовое давление, Па;  $p_{\text{пл.зам}}$  – замеренное пластовое давление;  $h_{\text{п}}$  – расстояние между точкой замера и условной поверхностью;  $\rho$  – плотность флюида.

Поправку  $h_{\text{п}}\rho/102$  вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее положении выше этой плоскости. На рис. 4.2 в законтурных водяных скважинах 1 и 2 замеры давления произведены ниже условной плоскости, поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины. В водяной законтурной скважине 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды. По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность.

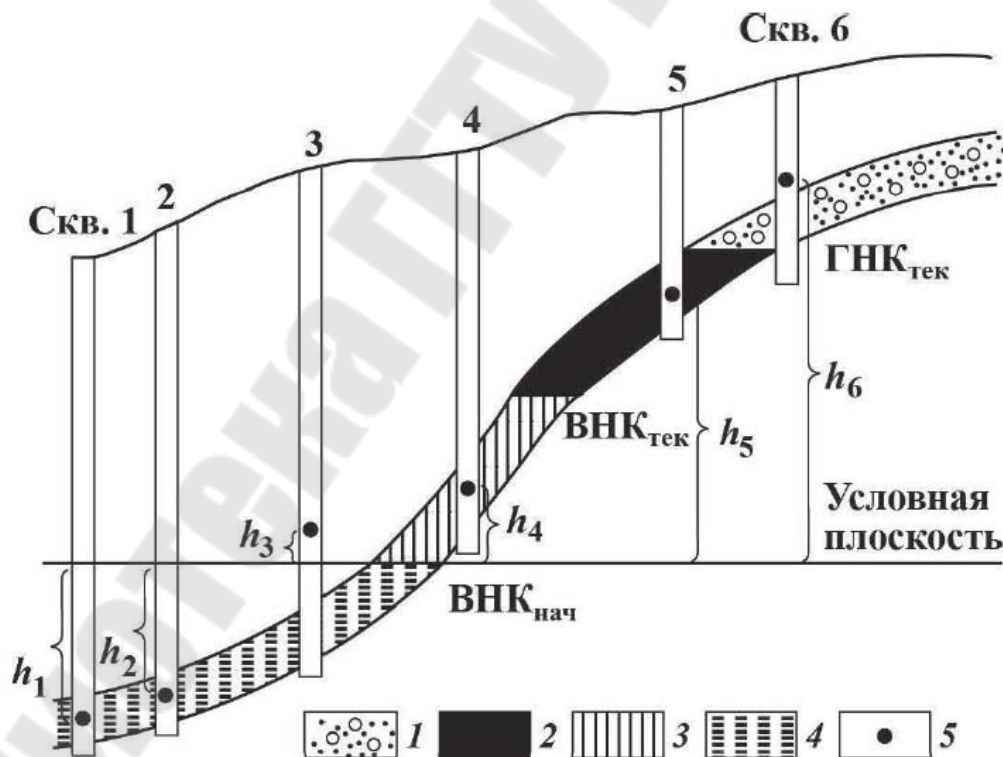


Рис. 4.2. Схема приведения пластового давления по глубине:

- 1 – газ; 2 – нефть; 3 – заводненная зона пласта воды;
- 4 – вода; 5 – точка замера давления в скважине;
- $h$  – расстояние от точки замера до условной плоскости

Распределение приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно показать в виде схематического профиля. На рис. 4.3 горизонтальная линия 1 соответствует приведенному начальному пластовому давлению, имеющему одинаковые значения по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости к ней, и вокруг скважины образуется локальная воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой. При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия 2 в сочетании с линией 1 отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин.

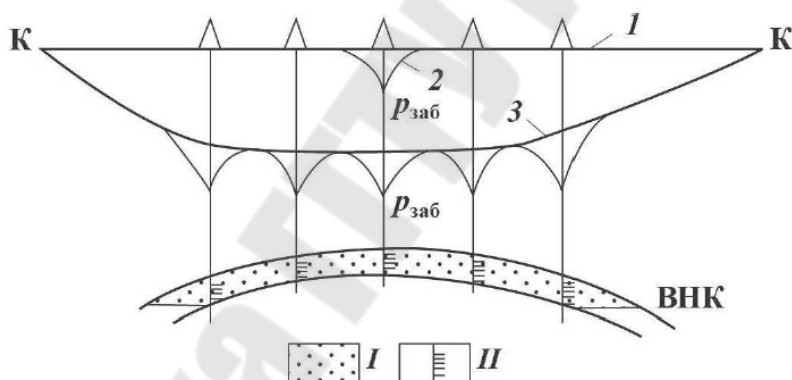


Рис. 4.3. Профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме:

I — залежь; II — интервал перфорации. Давление:

1 — начальное пластовое (приведенное); 2 — возле первых введенных в разработку скважин; 3 — приведенное динамическое пластовое (после ввода всех скважин);  $P_{заб}$  — забойное давление;

ВНК — водонефтяной контакт; К — контур питания

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специальных контрольных скважинах. Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.



Давление в пласте у забоя скважины при установившемся режиме ее работы называют **забойным давлением**  $p_{\text{заб}}$ .

Забойное давление в скважине определяют в период установившегося режима ее работы, пластового – после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлениях глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение 20 мин фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, манометр регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. Характер КВД в добывающей и нагнетательной скважинах показан на рис. 4.4. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию.

Контроль за изменением пластового давления в пласте в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар.

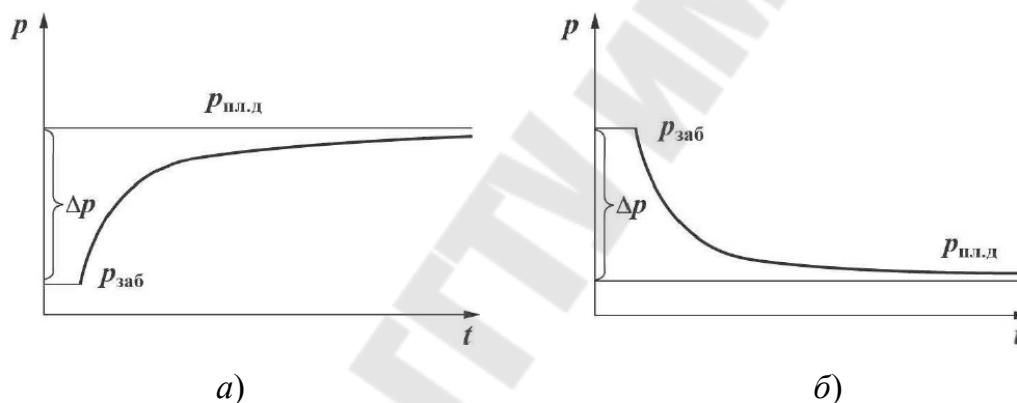


Рис. 4.4. Кривая восстановления давления в остановленной скважине: а – добывающей; б – нагнетательной;  $p_{\text{пл.д}}$  – пластовое динамическое давление;  $p_{\text{заб}}$  – забойное давление

Распределение давлений в пласте отображается при помощи изобар – линий, соединяющих точки с одинаковыми давлениями. Основой для нанесения линий изобар является схема размещения скважин по площади залежи, включая как нефтеносную, так и законтурную водоносную зоны.

Чертеж с линиями равных давлений (изобар), нанесенными на схему размещения скважин, называется *картой изобар* (рис. 4.5).

Карты изобар строятся регулярно на определенные даты по результатам исследования скважин. Для построения карт используются данные замеров пластовых давлений на глубине спуска манометра в ствол исследуемой скважины, приведенные далее на условную плоскость.

Обычно данные замеров давлений пересчитывают на плоскость уровня ВНК. Таким образом, линии изобар отображают не истинное давление в зонах залежи, а условное, пересчитанное на ВНК. Приведение текущих давлений к одному уровню позволяет сравнивать их между собой и проводить наблюдение за изменением распределения давления в залежи во времени.

Распределение давлений в пласте, изображаемое при помощи карт изобар, обусловлено свойствами самого пласта и данными его разработки.

Зная данные разработки и имея карту изобар, принципиально можно судить о распределении такого свойства пласта, как проницаемость. Чем выше проницаемость пласта между двумя зонами залежи, тем выше здесь пьезопроводность, и изменение давления в одной скважине приведет к скорому изменению давления в другой, вплоть до полного их выравнивания.

Карты изобар являются одним из основных средств при решении задач анализа, контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.

При построении карт изобар на схеме размещения скважин точки забоев скважин подписываются в виде дроби, где в числителе стоит номер (имя) скважины, а в знаменателе – величина текущего давления в данной скважине, пересчитанная на ВНК.

Кроме того, на схему расположения скважин переносятся со структурных карт начальные положения контуров нефтеносности, а также все тектонические, литологические и прочие установленные к этому времени границы залежи.

Одним из методов построения карты изобар может быть принят метод треугольников, использующийся при построении структурных геологических карт. Для этого на карте выбираются три соседние скважины и на условных отрезках, соединяющих вершины полученного условного треугольника, в соответствии с градиентами давлений между скважинами отмечают места возможного прохождения изобар с определенным значением давления.

При этом количество линий изобар, проходящих через отрезок между двумя скважинами, будет равно отношению разности текущих давлений в этих скважинах, деленной на «цену деления» одной изобары.

Расстояния между линиями изобар, пересекающих отрезок между скважинами, должны быть равны между собой, а сами линии изобар перпендикулярны данному отрезку.

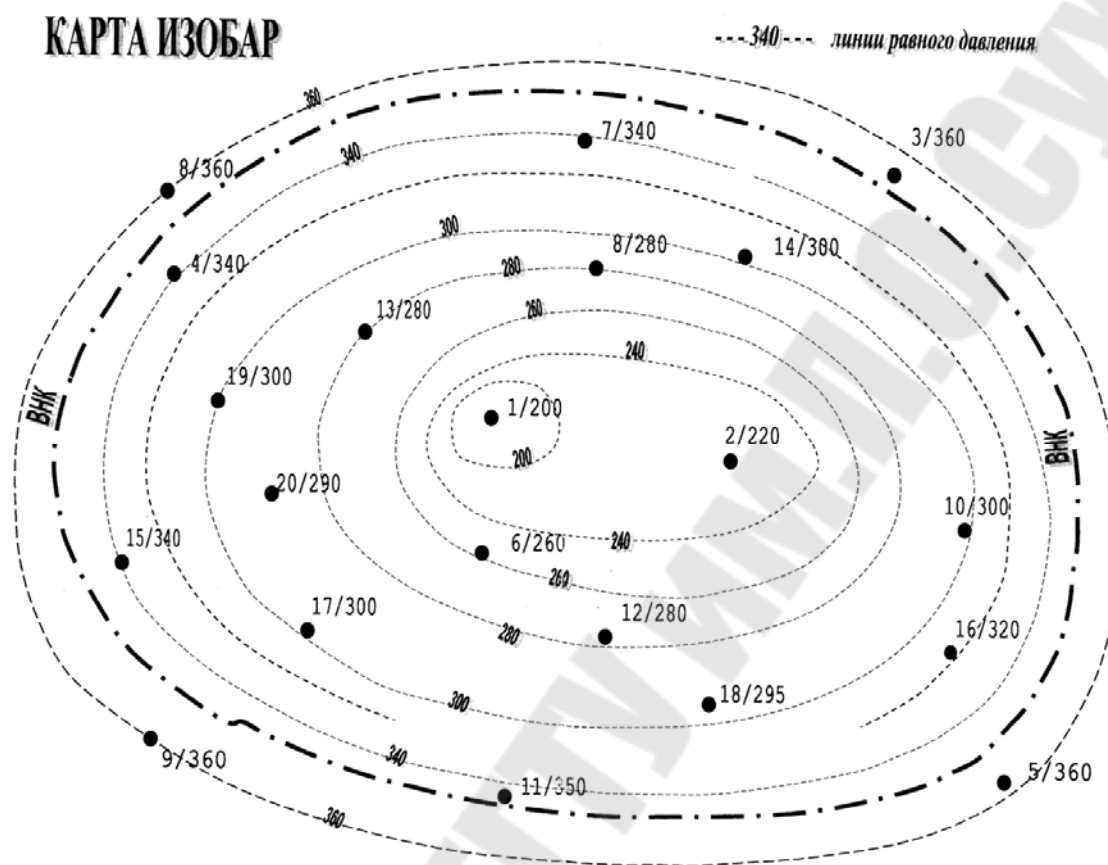


Рис. 4.5. Пример построения карты изобар

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Рассмотрение карт изобар на различные даты позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и прогноза поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

## 4.2. Пластовые температуры

Известно, что в недрах Земли температура возрастает с глубиной, начиная от так называемого нейтрального слоя с неизменной температурой.

Продуктивные пласты обладают природной (начальной) температурой, значение которой определяется закономерностями изменения температуры по разрезу месторождения.

Начальная температура продуктивных пластов оказывает большое влияние на фазовое состояние углеводородов в пластовых условиях, на вязкость пластовых жидкостей и газов и, следовательно, на условия их фильтрации.

В процессе разработки залежей природные термодинамические условия могут претерпевать устойчивые или временные изменения в связи с нагнетанием в пласты в больших объемах различных агентов, имеющих температуру, большую или меньшую начальной пластовой, в результате применения теплофизических и термохимических методов разработки залежей. Наряду с этим в скважинах и в прискважинных зонах горных пород при бурении, цементировании и эксплуатации возникают теплообменные процессы, нарушающие начальное тепловое поле. Последнее в скважинах восстанавливается в течение продолжительного времени – от нескольких суток до месяца и более.

Изменение термодинамического режима пластов может оказывать существенное влияние на условия разработки залежей. Вместе с тем изучение вторичных термических аномалий имеет большое значение для контроля за процессом разработки эксплуатационных объектов, работой пластов в скважинах и за техническим состоянием скважин. Изучение теплового режима месторождения и его продуктивных пластов в целом, как при подготовке месторождения к разработке, так и при его разработке, имеет большое значение.

Замеры температур в скважинах производят либо максимальным термометром, либо электротермометром.

Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных обсадными трубами, и незакрепленных. Перед замером скважина должна быть остановлена на 20–25 суток для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4–6 ч после остановки скважины.

В процессе бурения температуру обычно замеряют в скважинах, временно остановленных по техническим причинам. В промысловых условиях для этой цели удобнее использовать бездействующие или временно законсервированные эксплуатационные скважины. При замерах температуры следует учитывать проявления газа и связанное с этим возможное понижение естественной температуры.

Данные замеров температур могут быть использованы для определения геотермической ступени и геотермического градиента.

**Геотермическая ступень** – это расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1 °С; определяется по формуле

$$\Gamma_{\text{ст}} = \frac{H - h}{T - t}, \quad (4.3)$$

где  $\Gamma_{\text{ст}}$  – геотермическая ступень, м/°С;  $H$  – глубина места замера температуры, м;  $h$  – глубина слоя с постоянной температурой, м;  $T$  – температура на глубине;  $t$  – средняя годовая температура воздуха на поверхности.

Для более точной характеристики геотермической ступени необходимо иметь замеры температуры по всему стволу скважины. Такие данные позволяют вычислить величину геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также определить геотермический градиент  $\Gamma$ , т. е. прирост температуры в градусах Цельсия при углублении на каждые 100 м:

$$\Gamma = \frac{(T - t)100}{H - h}. \quad (4.4)$$

Следовательно, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением  $\Gamma = 100/\Gamma_{\text{ст}}$ .

Как известно, для верхних слоев земной коры (10–20 км) величина геотермической ступени в среднем равна 33 м и значительно колеблется для различных участков земного шара. Так, для Грозненской нефтеносной области она составляет 8–12 м, Апшеронского полуострова – 21–37 м, ряда месторождений Урало-Волжской нефтеносной провинции – около 100 м.

## РАЗДЕЛ II. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

### ГЛАВА 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

#### 5.1. Фонд скважин нефтяных месторождений

Эксплуатационные (добывающие) скважины, пробуренные и переданные на баланс нефтегазодобывающего предприятия для разработки месторождений (залежей) нефти и газа, составляют фонд скважин нефтяных месторождений.

Фонд скважин планируется в проектных документах на разработку исходя из площади и запасов нефти на месторождении и включает:

- фонд эксплуатационных (добывающих) нефтяных скважин;
- нагнетательный фонд;
- контрольные скважины;
- скважины, находящиеся в консервации;
- скважины, ожидающие ликвидации, и ликвидированный фонд.

Эксплуатационный (добывающий) фонд состоит из скважин, предназначенных для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, нефтегазоконденсата и других сопутствующих компонентов, и подразделяется следующим образом:

– находящиеся в эксплуатации (действующие) скважины, добывающие продукцию в последнем месяце отчетного периода независимо от отработанного времени в этом месяце;

– находящиеся в простое в последнем месяце отчетного периода скважины – из числа давших продукцию в этом месяце (остановленные в целях регулирования разработки или экспериментальных работ, а также для планово-профилактического обслуживания);

– бездействующие или остановленные скважины – выбывшие из действующего фонда, в которых на конец отчетного месяца проводились работы по капитальному ремонту после эксплуатации;

– находящиеся в ожидании капитального ремонта скважины, которые простаивали в течение последнего месяца отчетного периода;

– находящиеся в обустройстве или освоении после бурения – скважины, принятые на баланс нефтегазодобывающего предприятия после завершения их строительства и находящиеся по состоянию на конец месяца отчетного периода в освоении или обустройстве.

Нагнетательный фонд включает скважины, предназначенные для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания воды, других рабочих агентов, и подразделяется таким образом:

- находящиеся под закачкой в последнем месяце отчетного периода скважины независимо от отработанного времени в этом месяце;
- находящиеся в простое скважины в последнем месяце отчетного периода;
- остановленные по технологическим причинам скважины в течение последнего отчетного месяца;
- находящиеся в освоении или ожидании освоения скважины;
- бездействующие скважины.

Контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины предназначаются для следующего:

- периодического наблюдения за изменением положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, за изменением нефтегазонасыщенности пласта в процессе разработки залежи (наблюдательные);
- систематического измерения пластового давления в законтурной области, в газовой шапке и в нефтяной зоне пласта (пьезометрические).

Скважины переводятся в консервацию в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации в настоящее время (независимо от их назначения) [1].

## **5.2. Условие притока флюидов к забоям скважин**

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления, меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Жидкость последовательно проходит через ряд поверхностей, концентрически расположенных к поверхности пласта, причем площадь данных поверхностей падает по мере приближения к забою скважины.

При неизменной мощности пласта и его однородном строении скорость фильтрации движущейся к скважине жидкости при постоянном расходе непрерывно возрастает, достигая максимума на стенках скважины.

При росте скоростей увеличиваются гидравлические сопротивления. Следовательно, при перемещении единицы объема жидкости (или газа) по направлению к скважине непрерывно возрастают затраты энергии на единицу длины пути или связанные с этим перепады давления на единицу длины пути (градиенты давления).

Для определения зависимости между дебитом скважины и перепадом давления вокруг нее воспользуемся законом линейной фильтрации Дарси, по которому скорость линейной фильтрации прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости фильтрующей жидкости.

Скорость фильтрации согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$\vartheta = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad (5.1)$$

где  $k$  – проницаемость пласта;  $\mu$  – динамическая вязкость;  $\frac{dp}{dr}$  – градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости  $q$  как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра  $2\pi rh$  произвольного радиуса  $r$ , проведенного из центра скважины, где  $h$  – действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда

$$q = 2\pi rh\vartheta = -2\pi rh \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}. \quad (5.2)$$



Проинтегрируем в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины  $r_c$  с давлением  $p_c$  до внешней окружности  $R_k$ , называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление  $p_k$ .

Уравнение распределения давления вокруг скважины:

$$p(r) = p_c + (p_k - p_c) \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (5.3)$$

Из (5.3) следует, что функция  $p(r)$  является логарифмической, т. е. давление вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии – слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Эта логарифмическая функция (линия изменения давления) показывает, что в процессе эксплуатации скважины вокруг нее образуется как бы воронка депрессии (рис. 5.1.), в пределах которой градиент давления, а значит, и расходы энергии на единицу длины пути возрастают по мере приближения к скважине.

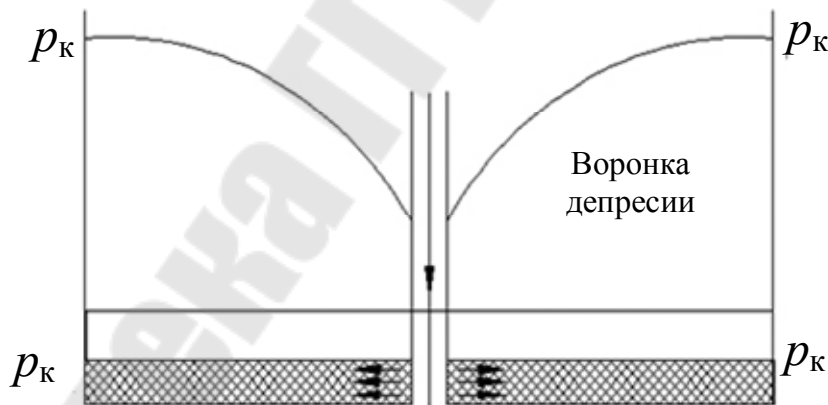


Рис. 5.1. График распределения давления

Значительная часть общего перепада давления в пласте расходуется в непосредственной близости от скважины; по мере удаления от нее кривые градиентов давления выполаживаются вследствие резкого уменьшения скоростей фильтрации на далеких расстояниях от скважины.

Дебит скважины рассчитывается по формуле

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (5.4)$$

Формула (5.4) называется формулой Дюпюи.

Отношение дебита скважины  $Q$  к перепаду давления (депрессии)  $\Delta p$  называется **коэффициентом продуктивности скважины**:

$$K = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (5.5)$$

Зависимость дебита скважины  $Q$  от депрессии  $\Delta p = p_k - p_c$  называется **индикаторной линией** (рис. 5.2).

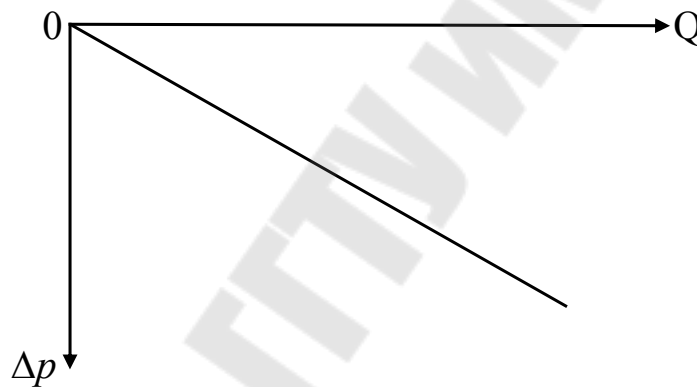


Рис. 5.2. Индикаторная линия плоскорадиального потока несжимаемой жидкости по закону Дарси

При плоскорадиальной фильтрации несжимаемой жидкости к скважине в условиях справедливости закона Дарси индикаторная линия представляет собой прямую, определяемую уравнением

$$Q = K\Delta p. \quad (5.6)$$

### 5.3. Режимы исследования скважин (индикаторная кривая и кривая восстановления давления)

Для изучения свойств пластов и продуктивности скважин применяют различные виды гидродинамических исследований, которые можно подразделить на две группы. К первой относится метод установившихся отборов, ко второй – методы наблюдения за изменением

(восстановлением) забойного давления в остановленной скважине после ее эксплуатации с постоянным расходом нефти (газа) и гидропрослушивания пласта.

Непосредственно этими методами можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) скважин, гидропроводность пласта, пластовое давление, пьезопроводность пласта, а в сочетании с лабораторными и геофизическими исследованиями – проницаемость пласта и радиус скважины.

Рассмотрим общие теоретические основы изучения свойств пластов по данным наблюдений за работой скважин.

#### ***Исследование скважин методом установившихся отборов (стационарные режимы исследования)***

Сущность метода заключается в том, что при эксплуатации скважины на нескольких последовательно сменяющихся установившихся режимах определяют зависимость дебита нефти (газа), газового фактора, количества выносимой воды и песка от перепада давления между пластом и забоем скважины. Режим эксплуатации скважины считается установившимся, если дебит ее и забойное давление с течением времени практически не изменяются. После регистрации установившихся дебита и забойного давления скважину переводят на другой режим эксплуатации и, выждав время установления ее работы на новом режиме, определяют новые значения этих параметров.

Наблюдения проводят при 3–4 режимах работы скважин и обычно заканчивают регистрацией динамического пластового давления в зоне исследуемой скважины. Оно определяется как полностью восстановившееся забойное давление в остановленной скважине и соответствует текущему пластовому давлению в пласте между работающими скважинами [10].

Результаты исследований скважины на приток методом установившихся отборов изображают в виде индикаторной диаграммы, представляющей собой зависимость дебита скважины от депрессии пластового давления:

$$Q = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}). \quad (5.7)$$

Для газовых скважин индикаторную диаграмму изображают в координатах: объемный  $Q$  или массовый дебит газа – разность квадратов пластового (контурного) и забойного давлений  $(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)$ . Для нагнетательных скважин такая диаграмма представляет собой

зависимость поглотительной способности скважины от перепада между забойным и пластовым давлениями ( $p_{\text{заб}} - p_{\text{пл}}$ ).

Если индикаторная диаграмма – прямая линия (рис. 5.3, линии 1,1'), что отмечается при фильтрации однофазной жидкости (нефти, воды) или водонефтяной смеси по закону Дарси, то как тангенс угла  $\gamma$  наклона линии определяем коэффициент продуктивности (приемистости) скважины:

$$\operatorname{tg} \gamma = K = \frac{Q}{\Delta p}, \quad (5.8)$$

где  $K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$ ;  $k$  – проницаемость;  $h$  – толщина пласта;  $\mu$  – вязкость

жидкости;  $R_k$ ,  $r_c$  – радиус зоны дренирования пласта и приведенный радиус скважины.

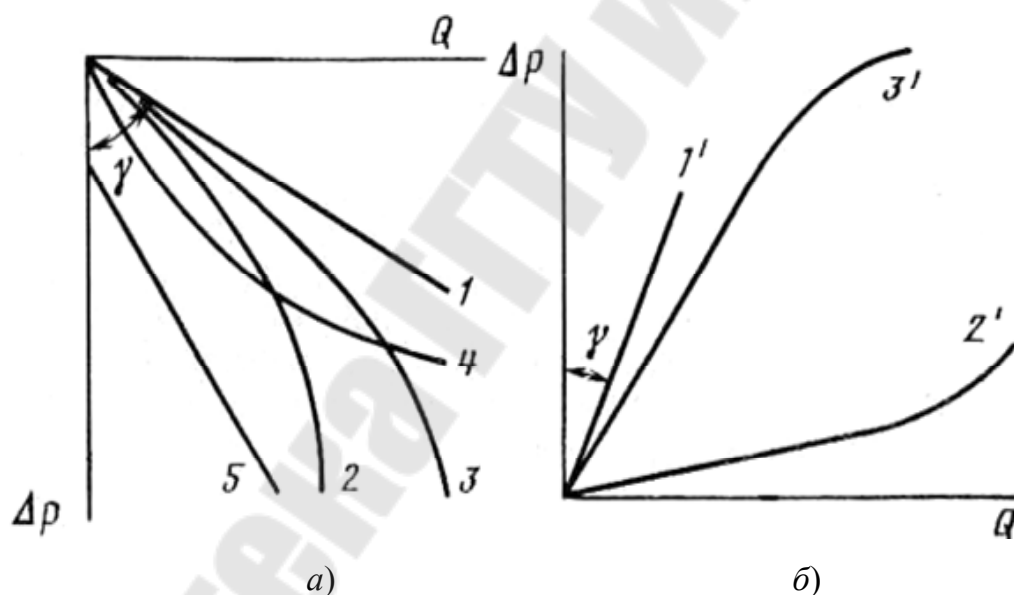


Рис. 5.3. Типичные индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин

Если принять  $R_k$  равным половине расстояния между соседними скважинами, а  $r_c$  – равным радиусу  $r_{c,д}$  скважины по долоту или с учетом гидродинамического несовершенства (с использованием графиков В. И. Щурова, или результатов исследования при неустановившихся режимах), то определим гидропроводность пласта:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi}. \quad (5.9)$$

При  $r_c = r_{c,d}$  несовершенство скважины учитывается в  $\varepsilon$ . Если  $\mu$  известно по результатам лабораторного исследования глубинных проб жидкости,  $h$  определено геофизическими или дебитометрическими методами, то найдем проницаемость:

$$k = \frac{\varepsilon\mu}{h}. \quad (5.10)$$

Индикаторная диаграмма в случае притока вязкопластичной нефти показана на рис. 5.3, а (линия 5). Коэффициент продуктивности определяется по формуле

$$K = \frac{Q}{\Delta p - \Delta p_0}. \quad (5.11)$$

При искривлении индикаторной диаграммы надежность результатов обработки невысокая. Причинами искривления индикаторных диаграмм можно назвать в соответствии с линиями на рис. 5.3, а: 2 – при  $p_{заб} \geq p_{нас}$  нарушение закона Дарси (инерционные сопротивления), зависимость проницаемости (деформации трещин) от давления, или при  $p_{заб} < p_{нас}$  также выделение газа из нефти (газированная нефть); 3 – нарушение линейного закона Дарси в случае превышения критической депрессии (при  $p_{заб} \geq p_{нас}$ ), выделение газа из нефти (газированная нефть при  $p_{заб} < p_{нас}$ ); 4 – подключение пропластков, переток между пластами, неустановившиеся процессы в пласте. Искривления индикаторных диаграмм нагнетательных скважин (рис. 5.3, б) могут быть вызваны нарушением закона Дарси (линия 2') или деформацией трещин (линия 3'). Следует подчеркнуть, что названные причины во многих случаях проявляются совместно. В общем случае уравнение притока можно записать в виде степенной зависимости:

$$Q = K_0 (p_{пл} - p_{заб})^n, \quad (5.12)$$

где  $n$  – показатель степени (для выпуклых к оси  $Q$  линий  $1 > n \geq 0,5$ , для вогнутых –  $n > 1$ , для прямых –  $n = 1$ ). Неизвестными могут являться  $K$ ,  $n$  и  $p_{пл}$ , которые вычисляем из системы 3-х уравнений, составленных согласно уравнению (5.12) для любых 3-х точек индикаторной линии:

$$\left. \begin{aligned} Q_1 &= K(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб1}})^n; \\ Q_2 &= K(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб2}})^n; \\ Q_3 &= K(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб3}})^n. \end{aligned} \right\} \quad (5.13)$$

При этом принимаем  $K = \text{const}$ ,  $n = \text{const}$ ,  $p_{\text{пл}} = \text{const}$ . Если  $p_{\text{пл}}$  известно, то для интервалов изменения  $\Delta p$  можно установить  $K(\Delta p)$ .

Фильтрацию можно описать также двучленной формулой:

$$\Delta p = A Q + B Q^2. \quad (5.14)$$

Для графического определения коэффициентов фильтрационного сопротивления  $A$  и  $B$  индикаторную линию перестраиваем в прямую в координатах  $\Delta p/Q$  от  $Q$ . Тогда  $A$  и  $B$  находим соответственно как отрезок на оси ординат, а также угловой коэффициент прямой, причем  $A = 1/K$ .

В случае многопластового объекта эксплуатации по данным дебитометрических исследований индикаторные диаграммы удобнее строить в зависимости  $Q$  от  $p_{\text{заб}}$  (рис. 5.4), причем его приводят для каждого пласта к одной плоскости сравнения (приведенное давление).

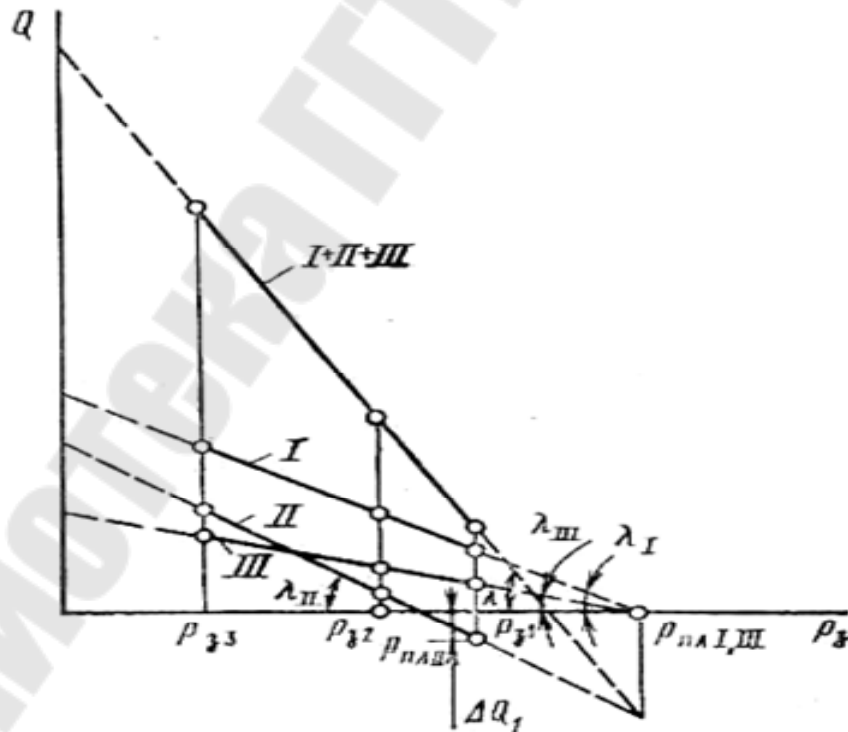


Рис. 5.4. Индикаторные диаграммы скважины, вскрывающей три пласта и каждый пласт в отдельности, построенные по данным исследования при трех режимах

При таких координатах пластовое давление можно определить графически (рис. 5.4) или по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{заб}} + \frac{Q}{K}, \quad (5.15)$$

где  $K$  определяется по графику как тангенс угла  $K = \frac{Q_2 - Q_1}{p_{\text{заб1}} - p_{\text{заб2}}}$ .

Дебит скважины при  $p_{\text{заб}} = 0$  называют **потенциальным дебитом**  $Q_{\text{п}}$  (см. рис. 5.4).

Из рис. 5.4 следует, что при первом режиме ( $p_{\text{заб1}}$ ) из пластов I и III жидкость с расходом  $Q_1$  перетекает в пласт II, так как  $p_{\text{плII}} < p_{\text{заб1}}$ . Приведенные пластовые давления в I и III пластах равны, что свидетельствует об их гидродинамической связи (принадлежности к одной залежи). По тангенсам углов  $\lambda$  можно определить коэффициенты продуктивности каждого пласта и объекта в целом [10].

#### ***Исследование скважин методом неустановившихся отборов (кривая восстановления давления)***

Цель исследования заключается в оценке гидродинамического совершенства скважины, фильтрационных параметров и неоднородности свойств пласта по изменению давления, т. е. в получении и обработке кривой изменения давления во времени.

Технология исследования состоит в измерении параметров работы скважины (дебита или приемистости, давления) при установившемся режиме, затем в изменении режима работы (дебита или приемистости) и последующем измерении изменения давления либо на устье, либо на забое возмущающей или реагирующей скважины. Забойное давление измеряют глубинным (скважинным) абсолютным или дифференциальным манометром на установившемся режиме при эксплуатации в течение не менее 30 мин, а изменение давления – до 2–10 ч, что устанавливается опытом. Можно исследовать скважины всех категорий (добывающие, нагнетательные, наблюдательные, пьезометрические). Особенности исследования определяются способом эксплуатации.

Основными в этой группе исследований являются методы восстановления (снижения) давления и гидропрослушивания пласта.

### Метод восстановления давления

Исследование выполняют путем остановки скважины и снятия кривой восстановления (снижения) забойного давления во времени. С использованием метода суперпозиции основная формула упругого режима в данном случае записывается в виде:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2}, \quad (5.16)$$

где  $\Delta p = p_{заб}(t) - p_{заб.о}$  – увеличение забойного давления во времени  $t$  после остановки скважины по отношению к установившемуся давлению  $p_{заб.о}$  перед остановкой (рис. 5.5, а);  $Q$  – установившийся дебит скважины до остановки (приведенный к пластовым условиям);  $t$  – время исследования (после остановки скважины).

Кривую  $p_{заб}(t)$  трансформируют в прямую (рис. 5.5, б), преобразуя уравнение (5.16) таким образом:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln t = A + i \ln t, \quad (5.17)$$

где  $i = \frac{Q\mu}{4\pi kh}$ ;  $A = i \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2}$ .

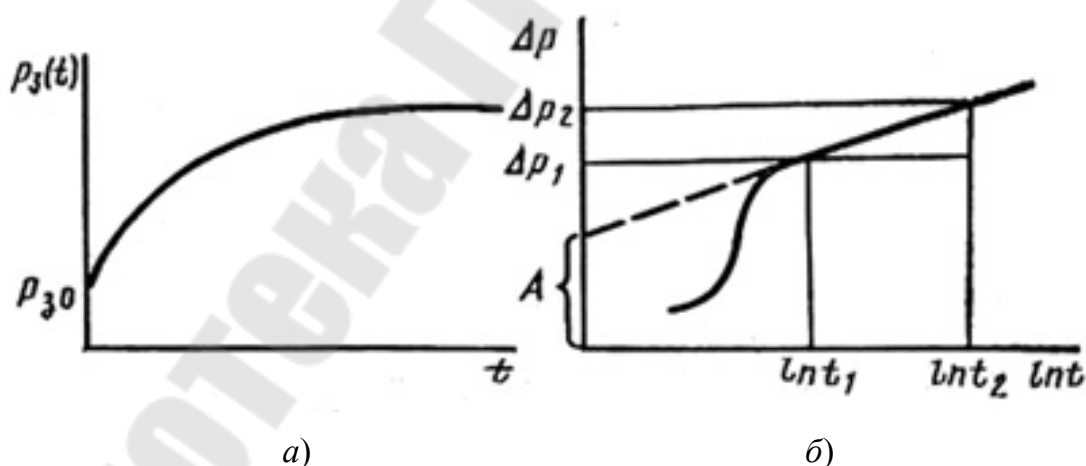


Рис. 5.5. Кривая восстановления забойного давления  $P_{заб}(t)$  во времени  $t$  (а) и ее обработка по методу касательной (б)

Экспериментальные точки только по истечении некоторого времени ложатся на прямую в соответствии с уравнением (5.17), что объясняется продолжающимся притоком жидкости в скважину после ее закрытия. К этим точкам проводят касательную, поэтому метод



обработки называется методом касательной. Тогда графически находят  $A$  как отрезок на оси ординат (см. рис. 5.5, б) и  $i$  как угловой коэффициент прямой:

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\ln t_2 - \ln t_1}. \quad (5.18)$$

Дальше вычисляют:

- гидропроводность:

$$\varepsilon = \frac{Q}{4\pi i}; \quad (5.19)$$

- проницаемость пласта:

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h}; \quad (5.20)$$

- комплексный параметр:

$$\chi / r_c^2 = \frac{e^{A/i}}{2,25}; \quad (5.21)$$

- приведенный радиус скважины:

$$r_c = \sqrt{2,25 \chi e^{-A/i}}; \quad (5.22)$$

- коэффициент совершенства скважины при известных  $R_k$  и радиусе  $r_{c,d}$  скважины по долоту:

$$\delta_c = \frac{\ln \frac{R_k}{r_{c,d}}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}; \quad (5.23)$$

- коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (5.24)$$

Часто на графике  $\Delta p - \ln t$  выделяются два или три прямолинейных участка (рис. 5.6).

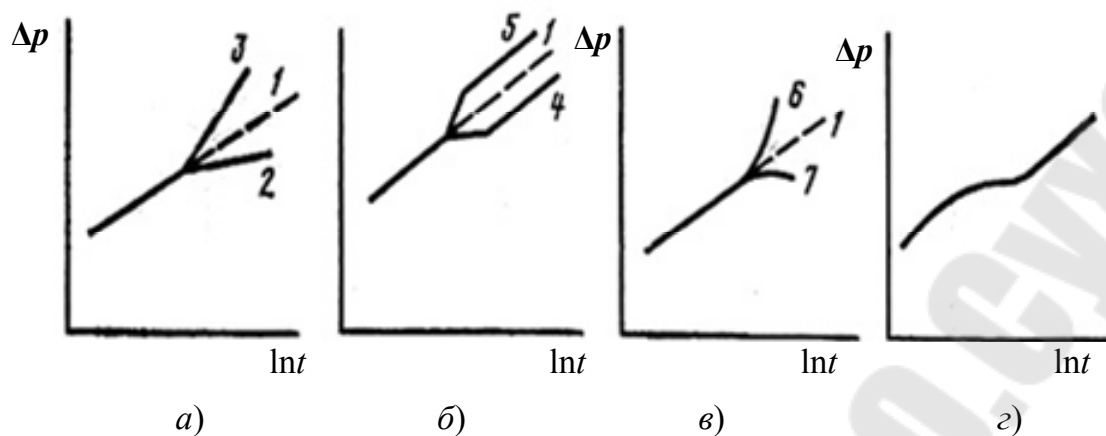


Рис. 5.6. Типичные кривые восстановления давления в зонально-неоднородном пласте с двумя (а) и тремя (б) зонами, разделенными прямолинейной (а, б) и круговой (в) границами, и в трещиновато-пористом (з) пласте

Искажение прямой 1 может наблюдаться при улучшении (линия 2) или ухудшении (линия 3) проницаемости и пьезопроводности во второй зоне пласта, при наличии между двумя зонами с одинаковыми фильтрационными свойствами зоны с улучшенными (линия 4) или ухудшенными (линия 5) свойствами, при замещении коллектора неколлектором (линия б), при наличии зоны с постоянным давлением, например, в виде контура питания (линия 7).

Другими причинами искажения прямой может быть наличие зон с различной степенью проявления аномальных свойств нефти, упругости трещин и проницаемости пористых блоков в трещиновато-пористом пласте. Обработывая соответствующим образом эти зависимости, можно определить фильтрационные параметры и размеры зон, параметры трещиновато-пористого пласта.

Продолжающийся приток обусловлен немгновенным закрытием скважины на устье (должно быть мгновенное закрытие на забое), сжатием газированного столба жидкости в скважине и повышением уровня жидкости в неполной скважине, соответствующим повышению  $p_3$ . Продолжающийся приток можно измерить чувствительным скважинным дебитомером и косвенно определить по изменениям устьевого и затрубного давлений или уровней жидкости в скважине.

В нагнетательных скважинах можно измерять устьевое давление  $p_2(t)$ , так как  $p_3(t) = p_2(t) + H\rho g$ , или использовать зависимость  $p_3(t) = p_{20} + p_2(t)$ , где  $p_{20}$  – установившееся устьевое давление до остановки;  $H$  – глубина скважины;  $\rho$  – средняя плотность воды.

Давление на забое скважины до остановки можно рассчитать по формуле гидростатического давления для неподвижного столба. Обработка результатов осуществляется аналогично без учета дополнительного притока, так как он отсутствует в полностью заполненной скважине.

В насосных скважинах исследуется восстановление уровня жидкости, результаты обрабатываются с учетом дополнительного притока.

#### ***Гидропрослушивание пласта***

Отличие его заключается в том, что в одной скважине вызывает-ся возмущение (пуск, остановка скважины или ступенчатое изменение дебита), а в другой или нескольких других, удаленных от нее реагирующих (наблюдательных или простаивающих) скважинах, фиксируется изменение давления во времени. Поскольку эти изменения давления небольшие, то их регистрируют с помощью дифманометров или по уровню жидкости в скважине с помощью пьезографов, которые спускают под уровень жидкости. Метод позволяет определить усредненные параметры пласта между возмущающей и реагирующей скважинами и некоторые его неоднородности. Имеются модификации, которые отличаются по характеру возбуждаемых в пласте волн давления (в виде импульсов, гармонических колебаний и др.). Для получения надежных результатов должны отсутствовать посторонние возмущения (пуски, остановки соседних скважин) [10].

### **5.4. Система «пласт – скважина» и способы эксплуатации скважин; предел фонтанирования скважины. Технологический режим работы скважин**

Система «пласт – скважина» – система из двух гидродинамически связанных сосудов, заполненных жидкостью, первый из которых – продуктивный пласт со скважинами, а второй – ствол скважины.

Под эксплуатацией скважин понимается их использование в технологических процессах подъема из пласта на поверхность жидкости (нефти, конденсата, воды) и газа.

Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

- фонтанный, когда нефть извлекается из скважин самоизливом;
- газлифтный – с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину извне;
- насосный – извлечение нефти с помощью насосов различных типов.

Способы эксплуатации скважин и периоды их применения обосновываются в проектных документах на разработку месторождения и реализуются нефтегазодобывающими предприятиями по планам геолого-технических мероприятий.

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от величины пластового давления и глубины залегания пласта.

Фонтанный способ эксплуатации скважин применяется, если пластовое давление в залежи велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Фонтанирование скважин может происходить под действием гидростатического напора, а также энергии расширяющегося газа.

Практически фонтанирование только под действием гидростатического напора встречается очень редко. В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин.

В нефтяных залежах, где давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению, газ делает двойную работу: выделяясь в пласте он выталкивает нефть, а в трубах поднимает ее на поверхность.

Для некоторых режимов характерно содержание в нефти газа, находящегося в растворенном состоянии и не выделяющегося из нефти в пределах пласта. В этом случае по мере подъема жидкости в скважине давление снижается и на некотором расстоянии от забоя достигает величины, равной давлению насыщения, и из жидкости начинает выделяться газ, который способствует дальнейшему подъему жидкости на поверхность.

Предел фонтанирования – момент времени, в который пластовая энергия становится ниже работы, необходимой для преодоления силы тяжести столба смеси в скважине, сил трения в стволе и энергии, необходимой для транспорта продукции от устья скважины до групповых замерных установок.

Логическим продолжением фонтанной эксплуатации является газлифтная эксплуатация, при которой недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности. Газ в нефтяную скважину можно подать под давлением без его дополнительной компрессии из газовых пластов. Такой способ называют **бескомпрессорным**. Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

В скважину опускают два ряда насосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают под давлением газ или воздух. Наружную трубу называют **воздушной**. Внутреннюю трубу, по которой нефть в смеси с газом или воздухом поднимается на поверхность, называют **подъемной**. Подъемная труба имеет меньшую длину по сравнению с воздушной. До закачки газа жидкость в подъемной и воздушной трубах находится на одном уровне. Этот уровень называют **статическим**. В этом случае давление жидкости на забое соответствует пластовому давлению.

По воздушной трубе (затрубному пространству) в скважине под давлением газа жидкость полностью вытесняется в подъемную трубу, после этого газ проникает в подъемную трубу и перемешивается с жидкостью. Плотность газированной жидкости уменьшается и по мере ее насыщения газом достигается разность в плотности газированной и негазированной жидкостей.

Вследствие этого более плотная (негазированная) жидкость будет вытеснять из подъемной трубы газированную жидкость. Если газ подавать в скважину непрерывно, то газированная жидкость будет подниматься и выходить из скважины в систему сбора. При этом в затрубном пространстве подъемной трубы устанавливается новый уровень жидкости, называемый **динамической высотой** или **динамическим уровнем**.

*Достоинствами газлифтного метода являются:*

- отсутствие подвижных и быстроизнашивающихся деталей (что позволяет эксплуатировать скважины с высоким содержанием песка);
- расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт);
- обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до  $1800 \div 1900 \text{ м}^3/\text{сут}$ );
- возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и простота регулирования дебита скважин.

*К недостаткам газлифтного метода относятся:*

- большие капитальные затраты;
  - низкий коэффициент полезного действия;
  - повышенный расход насосно-компрессорных труб (НКТ), особенно при применении двухрядных подъемников;
- быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации.

При насосном способе эксплуатации подъем нефти из скважин на поверхность осуществляется штанговыми и бесштанговыми насосами (погружные электроцентробежные насосы, винтовые насосы и др).

*Штанговые скважинные насосы* обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости обводненностью – до 99 %, абсолютной вязкостью – до 100 МПа · с, содержанием твердых механических примесей – до 1,3 г/л, свободного газа на приеме – до 25 %, температурой – не более 130 °С, содержанием сероводорода и углекислого газа – до 200 мг/л, минерализацией воды – до 300 г/л и водородном показателе – рН 4,0–8,0 [11].

На заключительной стадии эксплуатации вместе с нефтью из скважин поступает большое количество пластовой воды, применение штанговых насосов становится малоэффективным. Этих недостатков лишены установки погружных электронасосов типа УЭЦН.

Скважинные центробежные насосы обычного исполнения предназначены для отбора из скважины жидкости с содержанием воды – до 99 %, механических примесей и в откачиваемой жидкости должно быть не более 0,01 мас. % (или 0,1 г/л), при этом твердость механических примесей не должна превышать 5 баллов по Моосу; сероводорода – не более 0,001 %. По требованиям технических условий заводов-изготовителей содержание свободного газа не должно превышать 25 % [11].

*Погружные винтовые насосы* стали применяться на практике сравнительно недавно. Винтовой насос – это насос объемного действия, подача которого прямо пропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов). При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых полостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.

Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости (до 1,103 м<sup>2</sup>/с) с температурой – 70 °С, с содержанием механических примесей – не более 0,4 г/л, свободного газа на приеме насоса – не более 50 % по объему.

*Установки погружных диафрагменных электронасосов* типа УЭДН5 предназначены для эксплуатации малодебитных скважин преимущественно с пескопроявлениями, высокой обводненностью продукции, кривыми и наклонными стволами с внутренним диаметром обсадной колонны – не менее 121,7 мм.

Содержание попутной воды в перекачиваемой среде не ограничивается. Максимальная массовая концентрация твердых частиц – 0,2 % (2 г/л); максимальное объемное содержание попутного газа на приеме насоса – 10 %; водородный показатель попутной воды  $pH = 6,0 \div 8,5$ ; максимальная концентрация сероводорода – 0,001 % (0,01 г/л).

Современные установки *гидропоршневых насосов* позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м<sup>3</sup>/сут при высоком содержании в скважинной продукции воды (до 98 %), песка (до 2 %) и агрессивных компонентов.

Установки гидропоршневых насосов – блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из двух–восемью глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах. Откачиваемая жидкость кинематической вязкостью – не более  $15 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с ( $15 \cdot 10^{-2}$  Ст) с содержанием механических примесей – не более 0,1 г/л, сероводорода – не более 0,01 г/л и попутной воды – не более 99 %. Наличие свободного газа на приеме гидропоршневого насосного агрегата не допускается. Температура откачиваемой жидкости в месте подвески агрегата – не выше 120 °С. Установки выпускаются для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм.

*Струйные насосы* отличаются отсутствием подвижных частей, компактностью, высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и абразивному износу, дешевизной. КПД струйной установки приближается к КПД других гидравлических насосных систем. Рабочие характеристики струйного насоса близки к характеристикам электропогружного насоса.

Эксплуатация скважин должна осуществляться только при наличии в них насосно-компрессорных труб. Глубина спуска и типоразмеры труб устанавливаются планами освоения скважин, планами геолого-технических мероприятий.

При необходимости в насосных установках ниже приема насоса следует применять специальные защитные приспособления для предохранения насоса от попадания в него посторонних предметов или для отделения нефти от песка и газа, а также «хвостовики» из насосно-компрессорных труб определенного диаметра для удаления из скважин технической воды и сокращения периода выхода скважины на устойчивый режим эксплуатации.

По возможности насосное оборудование оснащается глубинными или наземными средствами контроля эксплуатационных параметров и телемеханики.

Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких объектов одной скважиной осуществляется только при обосновании ее проектными документами на разработку месторождения, и при условии применения сменного оборудования, допускающего раздельный учет добываемой продукции, а также проведение промысловых исследований.

Выбор оборудования для эксплуатации скважин должен обеспечивать:

- заданный отбор жидкости из пласта (в соответствии с проектными показателями и результатами исследования скважин);
- высокий КПД установок;
- надежную и безаварийную работу скважины.

Ответственность за правильный подбор скважинного оборудования возлагается на службу разработки и производственно-техническую службу нефтегазодобывающего предприятия, а за надлежащее его использование – на технические службы нефтедобывающего управления [11].

#### ***Технологический режим работы скважин***

Под установленным технологическим режимом скважин следует понимать совокупность основных параметров ее работы, обеспечивающих получение предусмотренных технологическим проектным документом на данный период отборов нефти, жидкости и газа и соблюдение условий надежности эксплуатации. Технологический режим скважин обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется следующими основными параметрами:

- а) пластовым, забойным и устьевым давлениями;
- б) дебитом жидкости, обводненностью и газовым фактором;
- в) типоразмерами установленного эксплуатационного оборудования и режимами его работы (конструкция лифта, глубина подвески и диаметр насоса, производительность, число качаний, длина хода, развиваемый напор и др.).

Технологические режимы работы скважин составляются цехами по добыче нефти, исходя из утвержденных норм отбора нефти, жидкости и газа, и утверждаются главным геологом и главным инженером нефтегазодобывающего предприятия. Одновременно с технологическими режимами составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора из эксплуата-



ционного объекта. Технологические режимы скважин устанавливаются ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стадии разработки.

Ответственность за соблюдением установленных режимов несут мастер и начальник цеха (промысла) по добыче нефти.

Контроль за выполнением установленных технологических режимов работы скважин осуществляется геологической и производственно-технической службами нефтегазодобывающих предприятий.

Для наблюдения за режимом работы скважин устанавливаются контрольно-измерительная аппаратура и устройства для отбора устьевой пробы добываемой продукции. Обязанность скважин должна обеспечивать проведение комплекса исследований: индивидуальный замер дебита жидкости и газа, обводненности (эхометрирование, динамометрирование, спуск глубинных приборов и т. д.).

Материалы по режимам работы скважин подлежат анализу и обобщению:

а) цех по добыче нефти (нефтепромысел) проводит оперативный анализ выполнения установленных режимов, намечает план мероприятий по их поддержанию, утверждаемый главным инженером и главным геологом нефтегазодобывающего предприятия;

б) нефтегазодобывающее управление обобщает результаты анализа режимов по объектам разработки, площадям, способам эксплуатации и другим параметрам и отражает их в ежегодных отчетах [1].

# РАЗДЕЛ III. ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## ГЛАВА 6. ОСНОВНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

### 6.1. Стадии разработки нефтяной залежи; характеристика отдельных стадий. Основной период разработки залежи

При водонапорном режиме процесс добычи нефти продолжается более 30–50 лет и проходит через ряд стадий, отличающихся новым качественным состоянием залежи.

Стадия – это период процесса разработки, характеризующийся определенным закономерным изменением технологических и технико-экономических показателей.

Первая стадия – освоение эксплуатационного объекта – характеризуется:

- интенсивным ростом добычи нефти до максимального заданного уровня (прирост составляет примерно 1–2 % в год от балансовых запасов);

- быстрым увеличением действующего фонда скважин до 0,6–0,8 от максимального;

- резким снижением пластового давления (по месторождениям с искусственным водонапорным режимом снижение пластового давления в зоне отбора достигает 30 % от первоначального, так как освоение системы заводнения обычно отстает во времени на 6–8 лет);

- небольшой обводненностью продукции (обводненность продукции достигает 3–4 % при вязкости нефти – не более 5 МПа·с и 35 % – при повышенной вязкости);

- достигнутым текущим коэффициентом нефтеотдачи (около 10 %).

Продолжительность стадии зависит от промышленной ценности залежи и составляет 4–5 лет, за окончание стадии принимается точка резкого перегиба кривой темпа добычи нефти.

Вторая стадия – поддержание высокого уровня добычи нефти – характеризуется:

- более или менее стабильным высоким уровнем добычи нефти (максимальный темп добычи нефти находится в пределах 3–17 %)

в течение 3–7 лет и более – для месторождений с маловязкими нефтями и 1–2 года – при повышенной вязкости;

– ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда;

– нарастанием обводненности продукции (ежегодный рост обводненности составляет 2–3 % – при малой вязкости нефти и 7 % и более – при повышенной вязкости, на конец стадии обводненность колеблется от нескольких до 65 %);

– отключением небольшой части скважин из-за обводнения и переводом многих на механизированный способ добычи нефти;

– текущим коэффициентом нефтеотдачи, составляющим к концу стадии 30–50 %, а для месторождений с «пикой» добычи – 10–15 %.

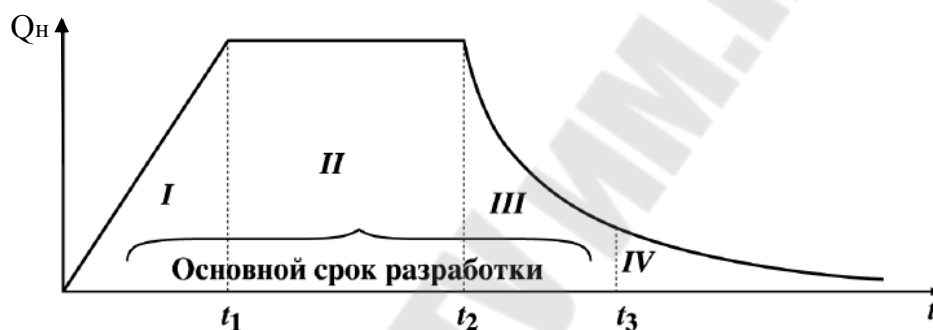


Рис. 6.1. Типовая динамика темпа добычи нефти при водонапорном режиме с выделением стадий разработки:

I – освоение эксплуатационного объекта; II – поддержание высокого уровня добычи нефти; III – значительное снижение добычи нефти; IV – завершающая

Устойчивость уровня добычи нефти обеспечивается бурением оставшегося основного фонда скважин и части резервного, а также применением методов интенсификации отбора жидкости. Однако по мере обводнения продукции скважин наступает момент, когда интенсивность обводнения продукции становится выше интенсивности роста добычи жидкости. После этого начинается снижение добычи нефти, несмотря на увеличение добычи жидкости, что может обуславливаться отключением части обводнившихся скважин и ограниченными возможностями оборудования и установок по сбору и подготовке нефти. Продолжительность стадии зависит от максимального уровня добычи нефти и соотношения вязкостей нефти и воды. Границу между второй и третьей стадиями устанавливают по точке перегиба кривой темпа отбора нефти в сторону уменьшения, которая почти

всегда четко отмечается, несмотря на продолжающийся иногда рост темпа добычи жидкости.

Третья стадия – значительное снижение добычи нефти – характеризуется:

- снижением добычи нефти (в среднем на 10–20 % в год – при маловязких нефтях и на 3–10 % – при нефтях повышенной вязкости); темпом отбора нефти на конец стадии – 1–2,5 %;

- уменьшением фонда скважин из-за отключения вследствие обводнения продукции, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ добычи;

- прогрессирующим обводнением продукции до 80–85 % – при среднем росте обводненности 7–8 % в год, причем с большей интенсивностью для месторождений с нефтями повышенной вязкости, повышением текущих коэффициентов нефтеотдачи на конец стадии до 50–60 % – для месторождений с вязкостью нефти не более 5 МПа · с и до 20–30 % – для месторождений с нефтями повышенной вязкости;

- суммарным отбором жидкости 0,5–1 объема от балансовых запасов нефти.

Эта стадия – наиболее трудная и сложная для всего процесса разработки, ее главная задача – замедление темпа снижения добычи нефти. Продолжительность стадии зависит от продолжительности предыдущих стадий и составляет 5–10 и более лет. Определить границу между третьей и четвертой стадиями по изменению среднегодового темпа добычи нефти обычно трудно.

Совместно первую, вторую и третью стадии называют **основным периодом разработки**. За основной период отбирают из залежей 80–90 % извлекаемых запасов нефти.

Четвертая стадия – завершающая – характеризуется:

- малыми, медленно снижающимися темпами отбора нефти (в среднем – около 1 %);

- большими темпами отбора жидкости (средние темпы отбора жидкости составляют 3–8 и даже 20 %; отбирают на этой стадии до 1 объема пор пласта по месторождениям с маловязкими нефтями и до 3–4 объемов – по месторождениям с нефтями повышенной вязкости; основная масса воды отбирается на этой стадии, конечные водонефтяные факторы достигают 0,7–7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>);

- высокой медленно возрастающей обводненностью продукции (ежегодный рост составляет около 1 %);

– более резким, чем на третьей стадии, уменьшением действующего фонда скважин из-за обводнения (фонд скважин составляет примерно 0,4–0,7 от максимального, снижаясь иногда до 0,1);

– отбором за период стадии 10–20 % балансовых запасов нефти.

Продолжительность четвертой стадии сопоставима с длительностью всего предшествующего периода разработки залежи и составляет 15–20 лет и более, определяется пределом экономической рентабельности, т. е. минимальным дебитом, при котором еще рентабельна эксплуатация скважин.

Предел рентабельности обычно наступает при обводненности продукции примерно на 98 %.

В качестве примера приведем график разработки межсолевой залежи Осташковичского нефтяного месторождения (рис. 6.2).

В целом динамика добычи нефти зависит от геолого-физических условий месторождения (вязкость нефти, литологический тип коллектора, продуктивность и неоднородность пластов, тип залежи), метода (с воздействием и без воздействия на залежь) и системы разработки, условий освоения объекта (темпа и порядка разбуривания) и эксплуатации скважин.

В заключение отметим, что производственный процесс добычи нефти на протяжении четырех стадий характеризуется неравномерностью отбора нефти, нефтяного газа и воды, неравномерной нагрузкой промышленного оборудования, изменением состава потока флюидов в скважинах, трубопроводах и установках во времени.

## **6.2. Режимы работы пластов как проявление определенного вида пластовой энергии**

Энергия, заключенная как в самой нефтяной залежи, так и в окружающей ее водоносной части, начинает действовать только при эксплуатации нефтяного пласта.

При организованном отборе жидкости из пласта в районе эксплуатационных скважин происходит понижение пластового давления. Под влиянием образовавшегося перепада давления к забоям скважин из окружающих частей пласта начинает двигаться нефть с растворенным в ней газом. По мере развития процесса в движение приходят краевые воды или газовая шапка, если таковая имеется.

В других случаях по ряду причин продвижение краевых вод может быть затруднено, и в таком случае нефть движется к скважинам под действием энергии растворенного газа или упругих сил.

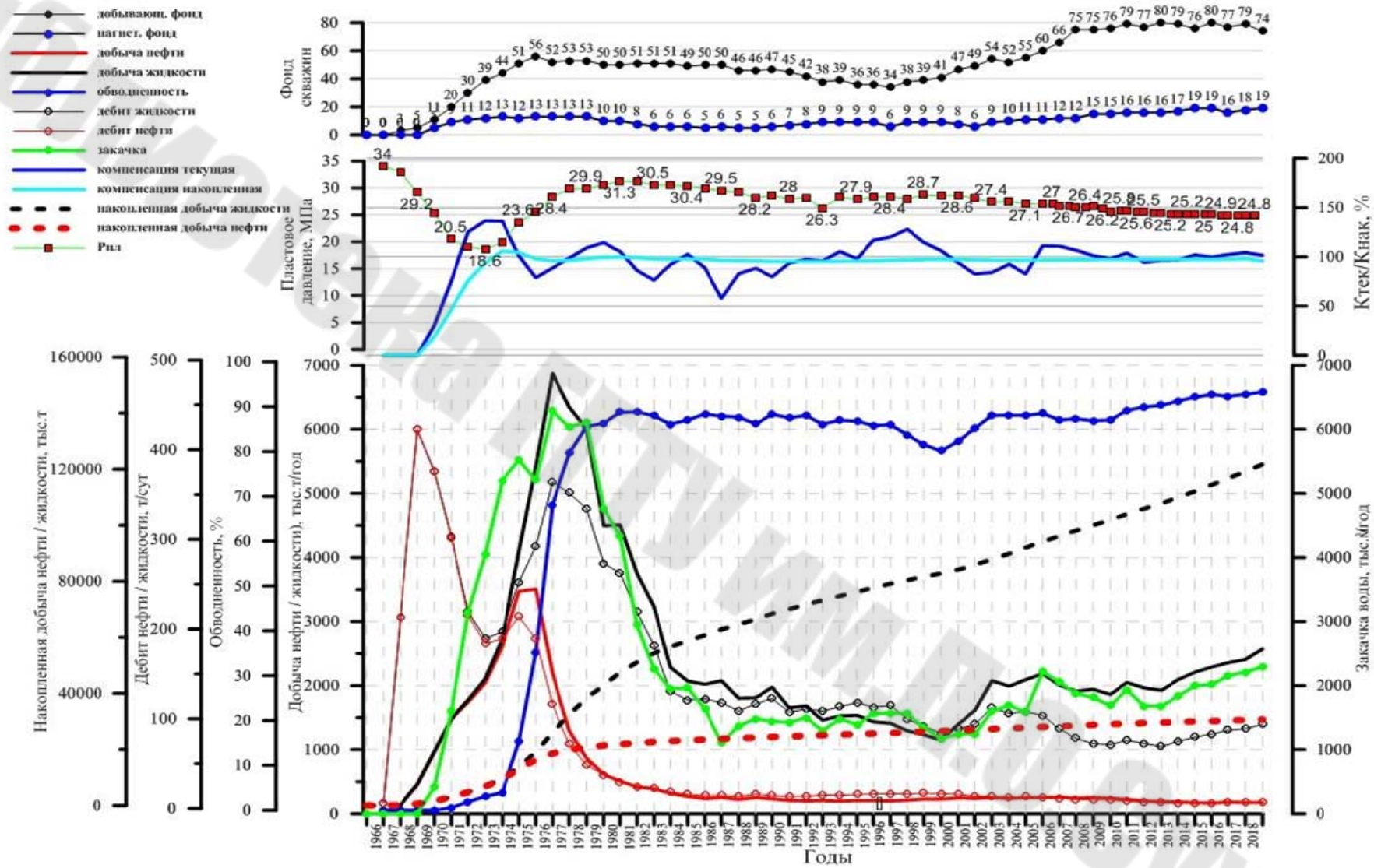


Рис. 6.2. График разработки межсолоевой залежи Осташковичского месторождения

Таким образом, в зависимости от природных условий залегания нефти и, в первую очередь, от физических свойств коллекторов (степени их неоднородности), пластовой нефти и краевой воды, строения пласта на окружающих месторождение площадях, а также в зависимости от установленного в процессе эксплуатации уровня добычи нефти и распределения отбора на площади в пласте может получить преимущественное значение какая-то одна сила или совокупность нескольких сил движения.

Совокупность всех условий работы пласта принято называть режимом пласта. Режим пласта внешне проявляется в преимущественном действии одной из сил движения (движения краевых вод, расширении газовой шапки и т. д.), во взаимосвязи между суммарным дебитом пласта и пластовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т. д.

Значительным фактором в проявлении режима пласта является характер изменения пластового давления, текущих дебитов нефти, газа и воды. Тесную связь с режимом пласта имеет конечная нефтеотдача. Следует особо отметить влияние темпа отбора и суммарного отбора жидкости на проявление режима пласта.

Так, при чрезмерно усиленном отборе жидкости из пласта краевые воды не восполняют отбор. В результате давление в нефтяной залежи падает ниже давления насыщения. При этом из нефти выделяется растворенный газ, что существенно сказывается на механизме нефтеотдачи пласта.

В другом случае упругая энергия жидкости и породы может оказаться недостаточной для вытеснения нефти к скважинам при снижении пластового давления до давления насыщения. В этом случае при дальнейшем понижении пластового давления также начинает выделяться растворенный газ.

Регулируя текущий уровень отбора жидкости и распределение отбора по площади, можно задержать снижение давления и добиться несколько лучшей нефтеотдачи. Однако ограниченность энергии упругого расширения жидкости, породы или сжатого газа обуславливает пониженную нефтеотдачу даже при описанном регулировании отбора.

В связи с этим на пласт воздействуют не только путем отбора жидкости, но и путем ввода дополнительной энергии, т. е. закачивают в него воду или газ. Таким образом, можно значительно улучшить механизм вытеснения нефти из пласта и основные факторы, характе-

ризирующие режим пласта. Пластовое давление может быть не только поддержано на одном уровне, но и повышено по сравнению с начальным пластовым давлением. В результате добыча нефти может быть также повышена. Одновременно будет предотвращено выделение газа из нефти, благодаря чему газовый фактор сохранится на первоначальном уровне.

В современной классификации различают следующие режимы для случая воздействия на пласт путем отбора жидкости: а) водонапорный режим; б) упругий режим; в) упруговодонапорный режим; г) газонапорный режим или режим газовой шапки; д) режим растворенного газа; е) гравитационный режим (с преимущественным использованием силы тяжести).

Правильное и своевременное определение режима пласта имеет большое значение для разработки нефтяных месторождений, так как выбор целесообразной системы разработки, рационального размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, темпа разработки и режима работы отдельных скважин в значительной степени определяется режимом пласта. Конечная нефтеотдача пласта также находится в тесной связи с его режимом.

### **6.3. Классификация режимов**

Режим залежи при ее эксплуатации хорошо характеризуется кривыми, отражающими в целом по залежи поведение пластового давления, динамику годовой добычи нефти (газа) и воды, промыслового газового фактора. Все эти кривые в совокупности с другими данными об изменении фонда скважин (среднего дебита на одну скважину и т. д.) представляют собой график разработки залежи (см. рис. 6.2).

Ниже рассмотрим режимы с преобладанием одного из видов природной энергии.

#### ***Водонапорный режим***

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема водонефтяного контакта (рис. 6.3, а).



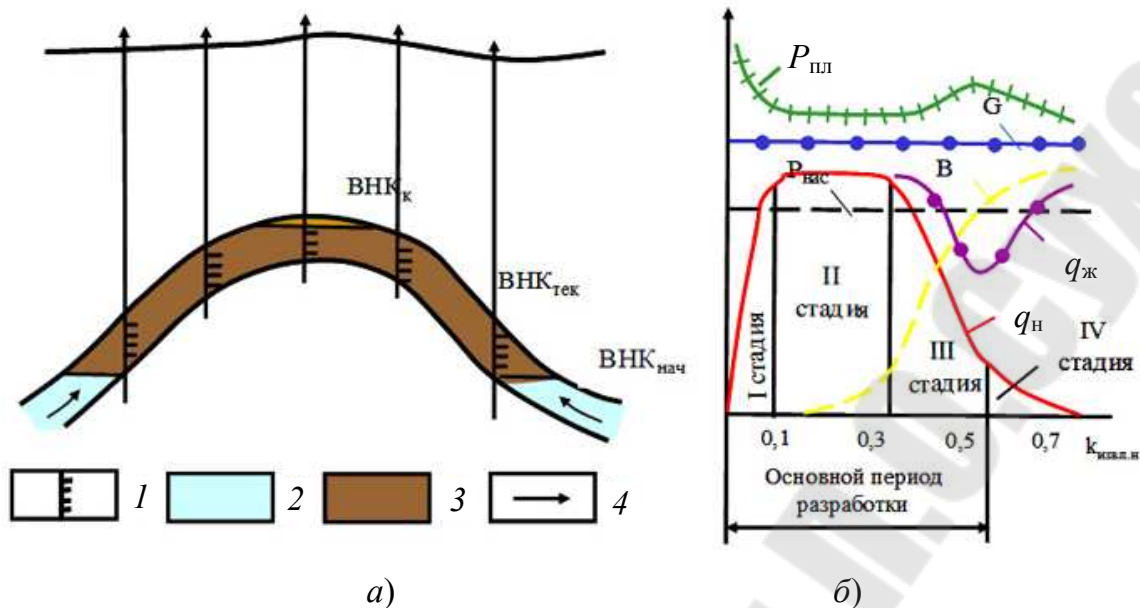


Рис. 6.3. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:

- a* – изменение объема залежи в процессе разработки; *б* – динамика основных показателей разработки: 1 – интервалы перфорации; 2 – вода; 3 – нефть; 4 – направление движения воды и нефти;  $ВНК_{нач}$  – начальное положение;  $ВНК_{тек}$  – текущее положение;  $ВНК_{к}$  – конечное положение;  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_{нас}$  – давление насыщения;  $q_n$  – годовые отборы нефти;  $q_ж$  – годовые отборы жидкости;  $B$  – обводненность продукции;  $G$  – промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  – коэффициент извлечения нефти

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях:

- небольшой удаленности залежи от области питания: высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области;
- отсутствие тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе;
- низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой.

Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима – значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис. 6.3, б):

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта – относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;

- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;

- достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки – до 8–10 % в год от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85–90 % извлекаемых запасов нефти;

- извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор – ВНФ) может достигать 0,5–1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – до 0,6–0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой высокоминерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим. Отметим, что залежи нефти, разработка которых ведется в таких идеальных условиях, встречаются редко.

### ***Упругий режим***

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Обязательным условием существования этого

режима (как и водонапорного) является превышение пластового давления над давлением насыщения ( $p_{пл} > p_{нас}$ ). Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти.

Объемный коэффициент упругости среды определяется как доля первоначального объема этой среды, на которую изменяется этот объем при изменении давления на единицу:

$$\beta = -\frac{\Delta V}{V\Delta p}, \quad (6.1)$$

где  $\Delta V$  – приращение объема (за счет упругого расширения);  $\Delta p$  – приращение давления (понижение давления);  $V$  – первоначальный объем среды.

Поскольку отрицательному приращению давления соответствует положительное приращение объема, то впереди ставится знак минус.

Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется вследствие изменения объема самих частиц оседания кровли пласта при уменьшении внутривещного давления, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости. Из экспериментальных данных известно:

- для воды  $\beta_v = (2,7 \div 5)10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}$ ;
- для нефти  $\beta_n = (7 \div 30)10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}$ ;
- для породы  $\beta_p = (0,3 \div 2)10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}$ ;

Обычно для оценки сжимаемости пласта пользуются приведенным коэффициентом сжимаемости, который называют **коэффициентом упругости пласта**. Это усредненный коэффициент объемной сжимаемости некоторой фиктивной среды, имеющей объем, равный объему реального пласта с насыщающими его жидкостями, совокупное упругое приращение которых равно упругому приращению объема фиктивной среды.

Согласно определению, можно найти упругие приращения объемов воды, нефти и породы для единичного элемента объема пласта:

$$\beta^* V \Delta p = \beta_v V_v \Delta p + \beta_n V_n \Delta p + \beta_p V_p \Delta p, \quad (6.2)$$

где  $V$  – объем фиктивной среды, равный сумме объемов воды, нефти и твердого скелета пласта;  $V_{\text{п}}$ ,  $V_{\text{в}}$ ,  $V_{\text{н}}$  – общие объемы твердого скелета пласта и насыщающих его воды и нефти соответственно;  $\beta^*$  – приведенный коэффициент упругости пласта.

Обозначая  $m$ ,  $\alpha_{\text{в}}$ ,  $\alpha_{\text{н}}$  соответственно как пористость, водо- и нефтенасыщенность пласта, можем вместо (6.2) записать:

$$\beta^* = m(\beta_{\text{в}}\alpha_{\text{в}} + \beta_{\text{н}}\alpha_{\text{н}}) + \beta_{\text{п}}(1 - m). \quad (6.3)$$

Это и будет наиболее общее выражение для приведенного объемного коэффициента упругости пластовой системы.

Упругий режим, относящийся к режиму истощения, – существенно неустановившийся. Давление в пласте по мере отбора жидкости падает. Для него характерны непрерывно разрастающаяся вокруг скважины воронка депрессии, систематическое падение дебита во времени при сохранении постоянства депрессии или систематическое увеличение депрессии во времени при сохранении дебита. Однако во всех случаях при упругом режиме газовый фактор должен оставаться постоянным по тем же причинам, что и при водонапорном режиме. Темп падения среднего пластового давления может быть различным в зависимости от общего запаса упругой энергии в пласте. При разработке нефтяной залежи на упругом режиме коэффициент нефтеизвлечения обычно не превышает 0,2.

#### ***Упруговодонапорный режим***

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их воды законтурной области, называется упруговодонапорным. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие:

- большой удаленности от нее;
- пониженной проницаемости;
- значительной неоднородности пласта;
- повышенной вязкости нефти;
- больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой.

Упруговодонапорный режим характерен практически для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам, с которыми связано большинство нефтяных месторождений.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (рис. 6.3, а), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 6.4) имеет сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

*Основное сходство* состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения.

*Отличия* заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает.

Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи.

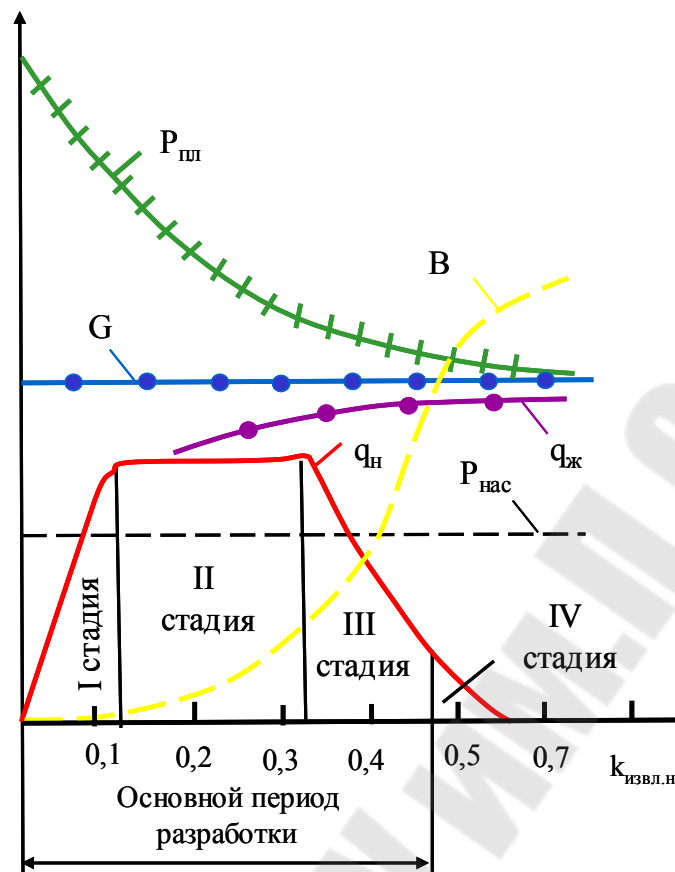


Рис. 6.4. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме:  
 $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_{нас}$  – давление насыщения;  
 $q_n$  – годовые отборы нефти;  $q_ж$  – годовые отборы жидкости;  
 $B$  – обводненность продукции;  $G$  – промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  – коэффициент извлечения нефти

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5–7 % в год от НИЗ (рис. 6.4). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2–3. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5–0,55. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

### **Газонапорный режим**

Газонапорный режим – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пла-

стового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти. Поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа; при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет шапку.

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений, ограничивающих залежь и др. Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима:

- наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти;
- значительная высота нефтяной части залежи;
- высокая проницаемость пласта по вертикали;
- малая вязкость пластовой нефти (не более  $2-3 \text{ МПа} \cdot \text{с}$ ).

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рис. 6.5).

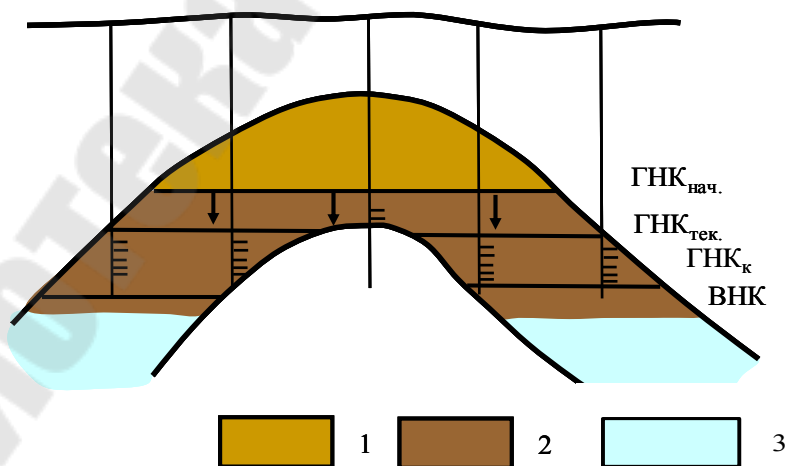


Рис. 6.5. Перемещение газонефтяного контакта нефтяной залежи при природном газонапорном режиме: 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; ГНК<sub>нач.</sub> – начальное положение; ГНК<sub>тек.</sub> – текущее положение; ГНК<sub>к.</sub> – конечное положение



При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис. 6.6). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта.

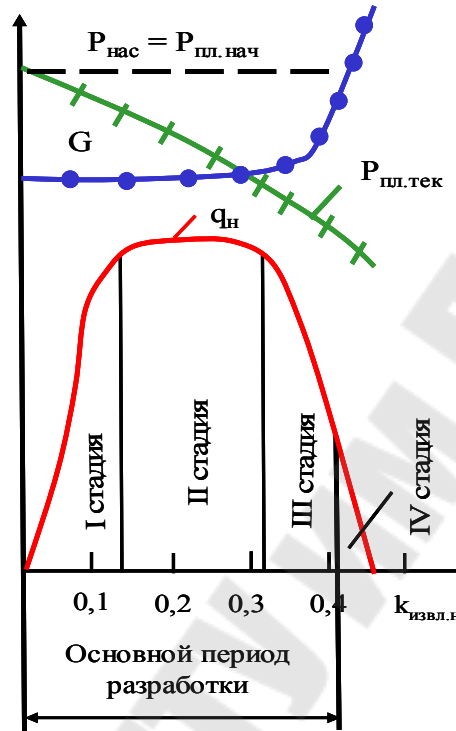


Рис. 6.6. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме:

$P_{пл.нач}$  – начальное пластовое давление;  $P_{нас}$  – давление насыщения;  $q_n$  – годовые отборы нефти;  $G$  – промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  – коэффициент извлечения нефти

Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими – примерно такими же как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме обычно не превышает 0,4–0,5. Поэтому при равных балансовых запасах и равных темпах разработки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой. Средний промысловый



газовый фактор по залежи на начальных стадиях разработки может оставаться более-менее постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды.

### ***Режим растворенного газа***

Режим растворенного газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности (рис. 6.7).

Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора – до нескольких кубометров на  $1 \text{ м}^3$ . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора намного (в 4–5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает

снижаться, т. е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2–0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1–0,15.

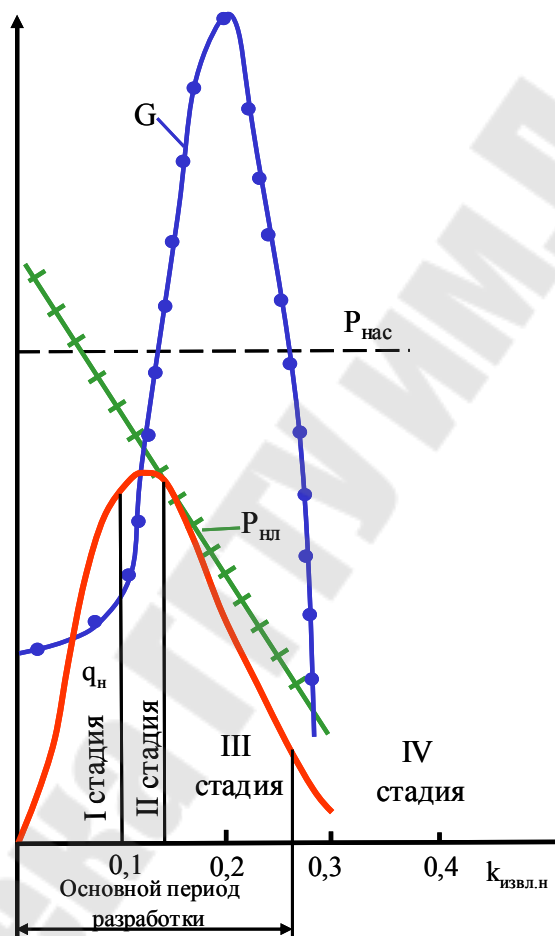


Рис. 6.7. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа:  
 $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_{нас}$  – давление насыщения;  
 $q_n$  – годовые отборы нефти,  $G$  – промысловый газовый фактор;  $k_{извл.н}$  – коэффициент извлечения нефти

### Гравитационный режим

Гравитационный режим – это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами

залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т. е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате «осушения» пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рис. 6.8. Нефть отбирается очень низкими темпами – менее 2–1 % в год от начальных извлекаемых запасов.

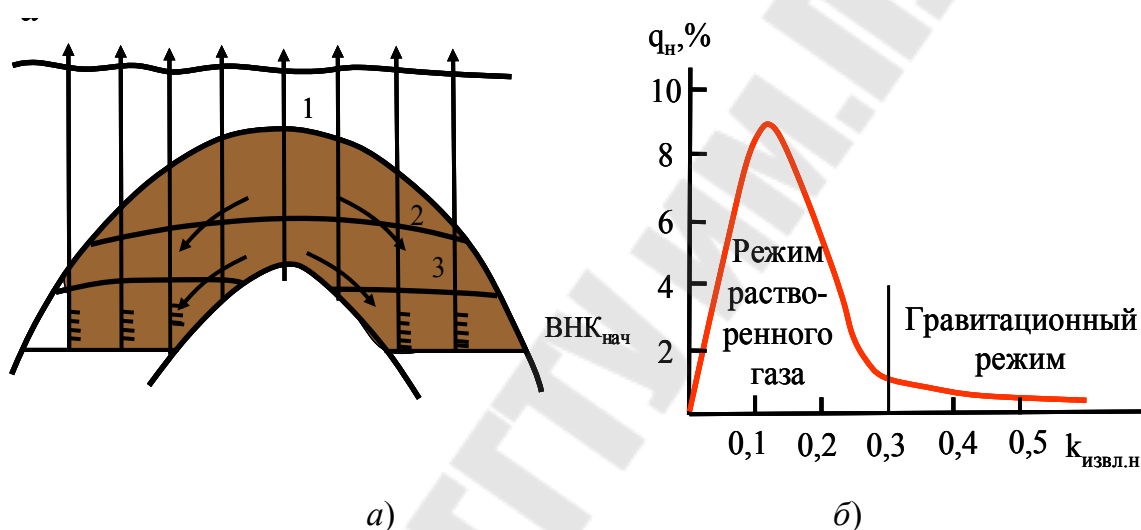


Рис. 6.8. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме:

*а* – изменение объема залежи в процессе разработки; *б* – динамика годовых отборов нефти  $q_n$ ; 1–3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате «осушения» верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти – с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти – единицы кубометров в  $1 \text{ м}^3$ .

При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется [9].

### *Сравнительный анализ режимов*

Геологические условия оказывают значительное влияние на возможность создания того или иного режима пласта, а также определяют характер проявления этого режима.

Особенное влияние на характер режима пласта и его эффективность оказывают проницаемость и угол наклона пласта, расстояние до выхода пласта на дневную поверхность, структура порового пространства пласта и начальная нефте-, газо- и водонасыщенность пласта, а также вязкость нефти и пластовой воды.

Хорошая проницаемость пласта и малая вязкость нефти являются основными факторами, способствующими развитию напорных режимов: водонапорного, упруговодонапорного и газонапорного.

Когда залежь нефти расположена недалеко от выхода пласта на дневную поверхность, где происходит полноценное питание пласта, атмосферными и поверхностными водами создаются условия, благоприятствующие развитию водонапорного режима. Когда залежь нефти удалена на сотни километров от выхода пласта на дневную поверхность, создаются условия, способствующие развитию упруговодонапорного режима.

При усиленном отборе жидкости, приводящем к понижению давления в пласте ниже давления насыщения нефти газом, при хорошей проницаемости пласта возможен переход как к газонапорному режиму, так и к режиму растворенного газа. Газонапорный режим развивается в том случае, когда выделившиеся пузырьки газа мигрируют преимущественно в повышенную часть пласта, образуя там газовую шапку. Такому перемещению пузырьков газа по пласту способствуют достаточно крутой угол наклона пласта и малая вязкость нефти. При незначительном угле наклона пластов пузырьки газа перемещаются к забоям ближайших скважин, что и определяет преимущественное развитие режима растворенного газа.

После истощения энергии газа режим переходит в гравитационный, причем при наличии крутого угла падения пласта развивается напорно-гравитационный режим, а при очень пологих углах – гравитационный режим со свободным зеркалом нефти.

Невысокая проницаемость пласта и большая вязкость нефти сильно увеличивают сопротивление движению, что не позволяет развиваться какому-либо напорному режиму. Поэтому в таких пластах с самого начала эксплуатации развивается режим растворенного газа в чистом виде, а после истощения энергии газа режим переходит в гравитационный со свободным зеркалом нефти.

Обычно эффективность режима пластов определяют по величине конечного коэффициента нефтеотдачи. Наибольшим конечным коэффициентом нефтеотдачи характеризуются режимы, связанные с активным продвижением краевых вод (водонапорным и упруговодонапорным), и наименьшим – режим растворенного газа. Высокая нефтеотдача, достигаемая при водонапорных режимах, обусловлена более эффективным вытеснением нефти водой по сравнению с вытеснением нефти газом.

В зависимости от коллекторских свойств пласта и его неоднородности в лабораторных условиях коэффициент вытеснения колеблется в пределах 0,65–0,80.

При режиме растворенного газа пласты с нефтью, имеющей малую вязкость, характеризуются наибольшим коэффициентом нефтеотдачи, достигающим до 0,3, причем для вязких нефтей чем больше объемный коэффициент растворимости газа и меньше коэффициент усадки, тем больше коэффициент нефтеотдачи.

При газонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи колеблется от 0,4 до 0,6. Более высокий коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме по сравнению с режимом растворенного газа обусловлен более экономным расходом энергии газа. Высокая нефтеотдача объясняется тем, что часть нефти вытесняется дополнительно краевыми водами, т. е. газонапорный режим обычно является смешанным режимом с одновременным движением газовой шапки и краевых вод.

Ранее в процессе разработки нефтяных месторождений происходила, как правило, смена режима работы пластов, причем более эффективные режимы постепенно заменялись менее эффективными.

Основной причиной смены режима является понижение давления в нефтяной залежи вследствие недостаточного запаса энергии. В результате смены режимов общая эффективность разработки многих нефтяных месторождений находилась на низком уровне.

В настоящее время для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений очень широко применяют ввод в пласт дополнительной энергии путем закачки воды и газа. Благодаря непрерывному пополнению энергии, давление в пласте поддерживается на высоком уровне, что позволяет иногда не только предотвратить смену режима на худший, но и перевести пласт на наиболее эффективные режимы вытеснения нефти водой.

Повышение эффективности разработки сказывается не только на увеличении коэффициента нефтеотдачи, но и на повышении ряда других важных показателей. Так, наличием высокого давления обеспечиваются высокие дебиты скважин, что позволяет разрабатывать нефтяные залежи меньшим количеством скважин и сильно сокращать сроки разработки. В связи с этим появляется возможность получить основную часть добычи наиболее дешевым фонтанным способом.

Достижимая конечная нефтеотдача при режиме вытеснения нефти закачиваемой водой близка к нефтеотдаче при водонапорном режиме.

При вытеснении газированной нефти водой действует тот же эффективный механизм вытеснения нефти водой. Но вместе с этим имеется и отличие, заключающееся в замещении части остаточной нефти так называемым запечатанным газом, что дополнительно повышает конечную нефтеотдачу по сравнению с режимом вытеснения нефти водой.

Достижимая конечная нефтеотдача при режиме вытеснения нефти закачиваемым газом находится в тесной зависимости от состояния истощения залежи к моменту организации закачки газа. Чем больше истощена залежь нефти (т. е. чем больше снижено давление и увеличена газонасыщенность), тем хуже результаты.

Наилучшие результаты получают, когда закачку газа осуществляют при пластовом давлении выше давления насыщения не менее чем на 10 % и одновременно используют гравитационные силы, стремящиеся переместить нефть в пониженную часть залежи, т. е. при закачке газа в повышенную часть залежи. В этом случае конечный коэффициент может достигать 0,51 при достаточно продолжительной закачке газа (около 8–9 объемов газа).

## **ГЛАВА 7. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ**

### **7.1. Цели и задачи проектирования разработки. Многостадийность проектирования разработки месторождений нефти**

Разработка нефтяных месторождений направляется и регулируется рядом проектных документов. В отечественной практике в настоящее время применяется принцип многостадийного проектирова-

ния: сначала проект пробной эксплуатации, затем технологическая схема, проект разработки и проект доработки. В ходе эксплуатации залежи в запроектированную систему разработки постоянно вносятся существенные изменения, обусловленные получением дополнительной промысловой информации, уточнением уровней добычи нефти и основных показателей разработки по мере детализации геологического строения эксплуатационного объекта.

Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений имеет свою специфику: проектирование ведется индивидуально для каждого месторождения по полному перечню работ. Проектирование проводится в 5 этапов:

1. Геологическое изучение месторождения (выявление особенностей и основных характеристик месторождений).

2. Гидродинамические расчеты основных технологических показателей при различных системах разработки.

3. Технико-экономическое обоснование различных вариантов разработки.

4. Выбор рационального варианта разработки.

5. Составление уточненного проекта разработки месторождения.

Весь процесс проектирования с учетом самого длительного первого этапа длится около двух лет. На практике ввод месторождения в разработку начинается не по окончании проектирования, а по результатам притоков нефти и газа первых 3–5 разведочных скважин.

## **7.2. Виды проектных документов, их назначение**

В качестве проектных технологических документов могут рассматриваться:

- проекты пробной эксплуатации (ППЭ);
- технологические схемы разработки и дополнения к ним;
- проекты разработки и дополнения к ним;
- технологические схемы опытно-промышленных работ (ОПР) на отдельных участках и залежах;
- авторские надзоры за реализацией технологических схем, проектов разработки и дополнений к ним (далее – авторский надзор).

*Проект пробной эксплуатации* составляется для месторождений на срок до трех лет, если объема исходных данных недостаточно для составления технологической схемы разработки.

Задачей пробной эксплуатации является уточнение параметров для подсчета запасов углеводородного сырья (УВС) и построения

геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей и оценка перспектив развития добычи.

При наличии информации о геологическом строении залежей нефти и коллекторских свойствах пластов, достаточной для составления технологической схемы, или проекта разработки в качестве первого проектного документа, проект пробной эксплуатации не составляется.

*Технологические схемы разработки* составляются для вводимых в разработку месторождений и служат для своевременного оформления разрешительных документов на право ведения разработки на участке недр, проектирования и строительства объектов обустройства.

Технологическая схема разработки является основным проектным технологическим документом, определяющим систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин.

*Проект разработки* – это основной документ, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю процесса разработки.

В проектах разработки рекомендуется предусматривать комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможного коэффициента извлечения УВС.

*Технологические схемы опытно-промышленных работ* рекомендуется составлять для залежей или участков, находящихся на любой стадии разработки, с целью проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки. Срок действия технологических схем опытно-промышленных работ – до 7 лет.

*Авторский надзор* является инструментом контроля реализации проектных технологических документов. В авторском надзоре основные положения действующего проектного документа не изменяются. Авторский надзор, как правило, выполняется организацией, подготовившей действующий проектный технологический документ. Авторские надзоры составляются по мере необходимости, но не реже одного раза в 3 года.

Для всех видов проектных технологических документов показатели рекомендуется рассчитывать на весь проектный период разработки, определяемый в данном документе.



В рекомендуемом расчетном варианте разработки месторождения за проектный период должна достигаться добыча извлекаемых запасов, состоящих на государственном балансе. В процессе доразведки и изучения месторождения разведочным и эксплуатационным фондом скважин пользователь недр вводит в разработку запасы категории  $C_2$  с обоснованием их перевода в категорию  $C_1$  и постановкой на государственный баланс в установленном порядке.

Проектные технологические документы являются результатом комплексной научно-исследовательской работы. При их составлении рекомендуется учитывать:

- передовой отечественный и зарубежный опыт;
- современные достижения науки и техники;
- практику разработки месторождений;
- современные технологии воздействия на пласты, а также результаты исследований скважин и их эксплуатации.

В технологических схемах в обязательном порядке рассматриваются мероприятия по повышению коэффициента извлечения УВС гидродинамическими, физико-химическими, тепловыми и другими методами.

В проектный технологический документ рекомендуется включать несколько расчетных вариантов разработки месторождения.

Расчетные варианты различаются выбором эксплуатационных объектов, системами размещения и плотностями сеток скважин, способами и агентами воздействия на пласт, режимами и способами их эксплуатации, набором и объемами методов повышения нефтеотдачи.

Технологические показатели разработки рассчитываются с использованием современных математических моделей пластов.

В проектных технологических документах один вариант рассматривается в качестве базового – вариант, утвержденный предыдущим проектным документом.

Прогнозными показателями расчетного варианта считаются технологические показатели разработки зон с запасами категорий  $A + B + C_1$ . Технологические показатели зон с запасами категории  $C_2$  определяются для проектирования обустройства месторождения, развития инфраструктуры, перспективного планирования добычи нефти и газа, объемов буровых и строительных работ.

Экономические показатели вариантов разработки месторождения определяются на основе рассчитанных технологических показателей.

Расчеты экономических показателей разработки рекомендуется проводить с использованием среднеотраслевых показателей: долей нефти, поступающих на внешний и внутренний рынки, цены нефти на внешнем и внутреннем рынках, показателей капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат.

В качестве экономических критериев оценки рекомендуется использовать:

- дисконтированный поток денежной наличности;
- индекс доходности;
- внутреннюю норму возврата капитальных вложений;
- период окупаемости капитальных вложений;
- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды).

Прогнозирование и сопоставление технико-экономических показателей в расчетных вариантах рекомендуется проводить за весь проектный срок разработки.

Выбор рекомендуемого для реализации варианта разработки проводится путем сопоставления технико-экономических показателей вариантов разработки.

В рекомендованном варианте разработки на месторождении могут быть выделены участки для проведения работ по испытанию новых технических средств и технологий нефтеизвлечения. Технологические показатели разработки таких участков рассчитываются на весь проектный период, представляются в проектном документе как отдельно, так и в составе показателей разработки эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

В проектных технологических документах рекомендуется обосновывать динамику ликвидации скважин и затраты на ликвидацию (кроме скважин, ликвидированных по техническим причинам).

#### ***Исходная информация и состав работ в проектных технологических документах***

К исходной информации при составлении проектного технологического документа рекомендуется относить:

- техническое задание на проектирование;
- составленные ранее проектные технологические документы, материалы их экспертизы и протоколы рассмотрения;
- сейсмические, геофизические и промысловые исследования площадей, скважин и пластов,

- результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин;
- подсчеты запасов;
- результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;
- результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия на пласты;
- размеры затрат (капитальных, эксплуатационных и ликвидационных).

В проектных технологических документах обосновывается следующее:

- выделение эксплуатационных объектов;
- порядок освоения месторождения, исключая выборочную отработку запасов;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты на основе анализа коэффициентов вытеснения при воздействии на породы газом, паром, водой, водой с добавками загустителей, поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- системы размещения и плотности сеток скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа, жидкости из пластов, закачка в них вытесняющих агентов по годам;
- мероприятия по повышению эффективности реализуемых систем разработки, применению физико-химических, тепловых и других методов повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти и газа;
- мероприятия по использованию нефтяного газа;
- конструкции скважин, технология их проводки, заканчивания и освоения;
- способ подъема жидкости из скважин, выбор устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- системы сбора и подготовки нефти;
- системы поддержания пластового давления (ППД);
- объемы и виды работ по доразведке и изучению месторождения;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- комплексы, объем, периодичность геофизических и гидродинамических исследований;

- опытно-промышленные работы по испытаниям и отработке новых технологий и технических решений;
- рекомендации по охране недр при бурении и эксплуатации скважин.

К исходной информации для составления авторского надзора за реализацией проектных технологических документов рекомендуется относить:

- техническое задание;
- материалы последнего подсчета запасов УВС и коэффициента извлечения нефти (КИН);
- последний проектный технологический документ на разработку месторождения;
- фактические показатели разработки месторождения за период реализации последнего проектного технологического документа;
- материалы уточнения геологического строения, мониторинга разработки месторождения, реализации методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти за период реализации последнего проектного технологического документа.

В авторских надзорах анализируется состояние реализации проектных технологических документов за рассматриваемый период. При необходимости в них предлагаются мероприятия по изменениям условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений, в том числе:

- распространение ранее утвержденной проектной системы разработки и сетки скважин на участках расширения границ залежей (увеличение скважин основного фонда);
- отмена ранее утвержденной сетки скважин на участках сокращения границ залежей (сокращение скважин основного фонда);
- применение методов регулирования разработки месторождения:
  - а) выравнивание профиля притока жидкости или приемистости,
  - б) изоляция или ограничение притока попутной воды и проравшегося газа в скважинах,
  - в) перенос интервала перфорации,
  - г) разукрупнение эксплуатационных объектов, перевод скважин с одного эксплуатационного объекта на другой,
  - д) одновременно-раздельная эксплуатация скважин,
  - е) бурение горизонтальных, многоствольно-разветвленных скважин и зарезка боковых стволов,
  - ж) проведение гидроразрывов пластов.

## ГЛАВА 8. ОБЪЕКТ И СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ

Нефтяные месторождения – это промышленные скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким геологическим структурам, находящимся вблизи одного и того же географического пункта.

Залежи углеводородов, входящие в месторождения, обычно находятся в пластах или массивах горных пород, имеющих различное распространение и различные геолого-физические свойства. Во многих случаях отдельные нефтеносные пласты разделены значительными толщами непроницаемых пород, а иногда находятся на отдельных участках месторождения.

Обособленные или отличающиеся по свойствам пласты разрабатывают различными группами скважин, иногда и разными технологиями. Приступая к разработке нефтяного месторождения, нефтедобывающая компания должна обосновать три основные стратегические задачи, отвечающие максимально возможной степени выработки запасов нефти с приемлемой рентабельностью при применении наиболее прогрессивных методов, техники и технологии извлечения нефти:

- выделить объекты разработки;
- обосновать систему разработки месторождения;
- обосновать технологию разработки месторождения.

### **8.1. Выбор объектов по разрезу и площади месторождения. Объединение нескольких продуктивных пластов в один объект разработки; обоснование целесообразности объединения**

Эксплуатационный объект разработки – это искусственно выделенное в пределах данного месторождения геологическое образование (продуктивный пласт, часть пласта, группа пластов), извлечение нефти из которых осуществляется самостоятельной (своей) сеткой скважин.

В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения. С точки зрения экономии металла, труб и других материалов для бурения и обустройства месторождения, т. е. капитальных затрат, желательно включить в один объект разработки как можно большее число пластов. Если в объект разработки включить все пласты в пределах месторождения, то понятия объекта и месторождения равнозначны.

Но, с другой стороны, увеличение числа пластов усложняет процесс извлечения нефти из каждого пласта в отдельности и в ряде случаев приводит к снижению извлекаемых запасов нефти в целом по объекту. Поэтому обоснование выделения объектов разработки является одной из ответственных стратегических задач разработки нефтяного месторождения.

Объекты разработки иногда подразделяют на самостоятельный и возвратный.

Самостоятельными объектами разработки могут быть пласты, имеющие значительную толщину с мощными непроницаемыми разделами. При небольшой толщине пластов и наличии зон слияния, осложняющих раздельное нагнетание воды в каждый пласт и регулирование процессов разработки, пласты объединяются в единый эксплуатационный объект. При выделении объектов разработки необходимо учитывать следующие факторы:

1. *Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа.* В один объект разработки можно включить пласты, имеющие близкие литологические характеристики и коллекторские свойства пород продуктивных пластов, величины начальных приведенных пластовых давлений и совпадающие в плане площади нефтеносности. Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщинам, а также начальному пластовому давлению пласты нецелесообразно объединить в один объект. Сильно различающиеся по площадной и послойной неоднородности пласты тоже нецелесообразно объединять в один объект разработки.

Пласты, существенно отличающиеся по продуктивности и пластовому давлению, будут отличаться по способам разработки, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции скважин, поэтому включение их в один объект разработки неизбежно приведет к снижению нефтеотдачи в целом по объекту.

В процессе разработки многопластовых эксплуатационных объектов нефтяных месторождений было замечено, что средний коэффициент продуктивности скважин  $K_{сов}^п$ , эксплуатирующих несколько пластов совместно, меньше суммы  $K_{сум}^п$  средних коэффициентов продуктивности скважин, эксплуатирующих те же пласты отдельно. Физическая сущность этого явления изучена недостаточно. Ряд исследователей считает, что снижение продуктивности происходит из-за перетоков жидкости между пластами, другие объясняют это потерями за счет гидравли-

ческих сопротивлений в стволе скважин, некоторые исследователи объясняют это взаимовлиянием эксплуатируемых пластов.

Если в один эксплуатационный объект объединяются большое количество пластов, максимальное значение уменьшения коэффициента продуктивности скважин при совместной эксплуатации пластов по сравнению с отдельной достигает 35–45 %.

2. *Физико-химические свойства нефти, воды и газа.* Пласты, содержащие нефть с неодинаковыми свойствами, например, по вязкости, нецелесообразно объединять в один объект разработки, так как для извлечения продукции необходимо применять разные технологии воздействия на них, требующие различную систему расположения и различную плотность сетки скважин.

Существенное значение при выделении объектов имеют физико-химические свойства пластовых вод, их возможность смешения. Например, закачка воды в пласт, содержащий пластовую воду определенного состава, может вызвать химические реакции, в результате которых ухудшаются условия фильтрации жидкостей.

3. *Фазовое состояние углеводородов и режимы пластов.* Например, нельзя объединить в один объект чисто нефтяной пласт и нефтяной пласт с газовой шапкой. Объединение указанных пластов в один объект нецелесообразно, так как разработка каждого из них требует различных схем расположения скважин и технологий извлечения нефти и газа.

4. *Возможность управления процессом разработки* (очень много пластов объединять в один объект нецелесообразно).

5. *Технология разработки, техника и технология эксплуатации скважин* (если пласты рентабельно разрабатывать самостоятельно, то их объединять нецелесообразно).

Целесообразность объединения пластов в один объект эксплуатации, предварительно установленная по перечисленным геологическим признакам, далее уточняется технологическим анализом и технико-экономическими расчетами.

Одним из последних достижений в технике и технологии добычи является технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов. Применение такой технологии позволяет совместить достоинства разукрупнения объектов разработки с достоинствами совместной эксплуатации пластов. При этой технологии скважина может добывать нефть из двух объектов одновременно, обеспечивая на каждый из объектов свое (оптимальное именно для этого объекта) воздействие. Таким образом, потери извлекаемых запасов не проис-

ходит, а рентабельность процесса повышается за счет уменьшения количества необходимых скважин.

При этом наиболее экономична однолифтовая модификация ОРЭ, когда смешение добываемых из двух объектов флюидов происходит в одной НКТ в скважине. Однако эта модификация осложняет процесс контроля за разработкой отдельных объектов и, кроме того, неприменима при существенных различиях в физико-химических свойствах пластовых флюидов. Двухлифтовая конструкция позволяет использовать одну скважину для полностью раздельной добычи углеводородов из двух объектов по разным НКТ. Развиваются также технологии одновременно-раздельной закачки.

## **8.2. Понятие о системе разработки нефтяных месторождений. Системы разработки по методу разбуривания месторождения в целом**

Система разработки – это совокупность взаимосвязанных инженерных решений: выделение объектов и установление последовательности их разбуривания и разработки; обоснование методов воздействия на пласты и режимов разработки, т. е. технологии разработки; обоснование сетки, соотношения и геометрии расположения нагнетательных и добывающих скважин; обоснование основных способов контроля и управления процессом разработки.

Процесс разработки месторождения регулируют, изменяя общее число и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение на площади, устанавливая различные режимы работы скважин в процессе их эксплуатации.

На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

- наличию или отсутствию воздействия на пласт;
- по расположению скважин.

По геометрии расположения скважин на площади выделяют системы с равномерной и неравномерной расстановкой скважин.

Для систем с равномерной расстановкой скважин характерно их расположение по правильным геометрическим сеткам, обеспечивающим высокую степень вскрываемости отдельных линз коллекторов. К наиболее простым из них относятся прямоугольная и треугольная (рис. 8.1 и 8.2), каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. При последовательном сгущении треугольной сетки на каждом этапе число скважин возрастает в 3 раза.



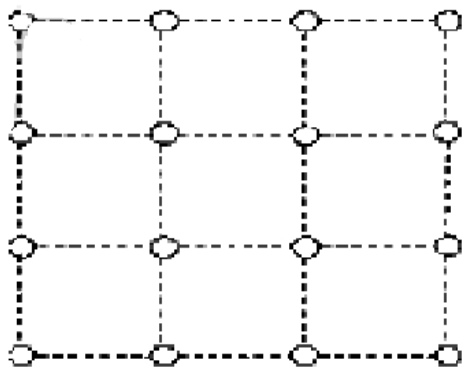


Рис. 8.1. Прямоугольная сетка скважин

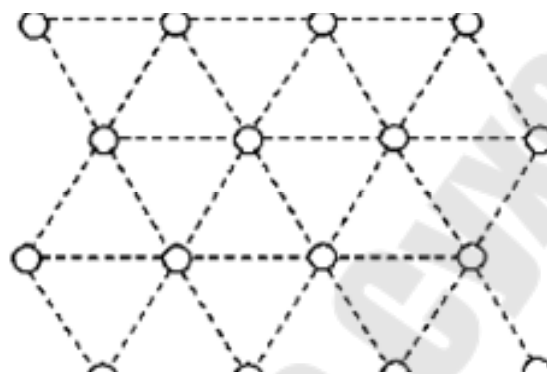


Рис. 8.2. Треугольная сетка скважин

Прямоугольная сетка – гибкая, при сгущении на каждом этапе число скважин удваивается. Поэтому квадратные сетки нашли более широкое применение на практике.

Для объектов с двумя пластами – целесообразно бурение скважин по квадратной сетке, а для объектов с тремя пластами – по треугольной.

Кроме того, существуют и более сложные сетки скважин: пяти-точечная, семиточечная, девятиточечная.

Для систем с неравномерным расположением скважин предполагают разработку залежей цепочками или рядами скважин, параллельными контуру нефтеносности или рядам нагнетательных скважин. Расстояния между скважинами в рядах и между рядами неодинаковые.

По методу воздействия различают системы разработки без воздействия и с воздействием на пласт.

Системы без воздействия на пласт используют в процессе разработки нефтяных месторождений естественную пластовую энергию. Лучшие результаты достигаются в условиях водонапорного, упруговодонапорного и газонапорного режимов, обеспечивающих относительно высокую степень нефтеизвлечения.

Наиболее распространены в нашей стране системы с воздействием на пласт путем закачки в него воды.

Каждую систему разработки можно характеризовать пятью основными параметрами, величина которых обосновывается в процессе составления технологической схемы разработки месторождения:

1. *Фонд скважин* – общее число скважин всех категорий, пробуренных на эксплуатационном объекте. Эксплуатационный фонд скважин – общее число нагнетательных, добывающих и находящихся в освоении скважин, предназначенных для осуществления процесса

разработки месторождения. Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на основной и резервный.

Под основным фондом понимают число скважин, необходимое для реализации запроектированной системы разработки.

Резервный фонд планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время разбуривания залежей отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт. Число скважин этого фонда зависит от неоднородности строения пласта, его прерывистости, особенностей применяемой технологии извлечения нефти из недр.

2. *Плотность сетки скважин  $S_c$*  равна площади нефтеносности залежи, приходящейся на одну добывающую и нагнетательную скважину,  $m^2/скв.$

3. *Удельные извлекаемые запасы нефти на одну скважину  $N_c$*  (параметр А. П. Крылова), величина которых учитывается при выборе плотности сетки скважин. Минимальное значение этого параметра должно быть достаточным для рентабельной эксплуатации скважин за весь период разработки.

4. *Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин*, от величины которого зависит интенсивность системы разработки. В пятирядных системах он равен 5, в пятиточечных площадных системах – 1.

5. *Соотношение числа резервного и основного фонда скважин.* При составлении проектов разработки основной фонд скважин размещается на карте расположения скважин. По резервному фонду определяется только число скважин, но они также закладываются в технико-экономические расчеты. Число резервных скважин может достигать до 25 % от основного фонда скважин.

***Системы разработки по методу разбуривания месторождения в целом***

Существуют три системы разработки многопластового нефтяного месторождения: а) система «сверху вниз», при которой каждый нижележащий пласт разрабатывается после разработки вышележащего (рис. 8.3, а); б) система «снизу вверх», при которой нефтеносные пласты вводятся в разработку в порядке последовательности их залегания, начиная с нижнего, причем вышележащие пласты могут вводиться в разработку до окончания разработки нижележащих (рис. 8.3, б); в) комбинированная система (рис. 8.4).

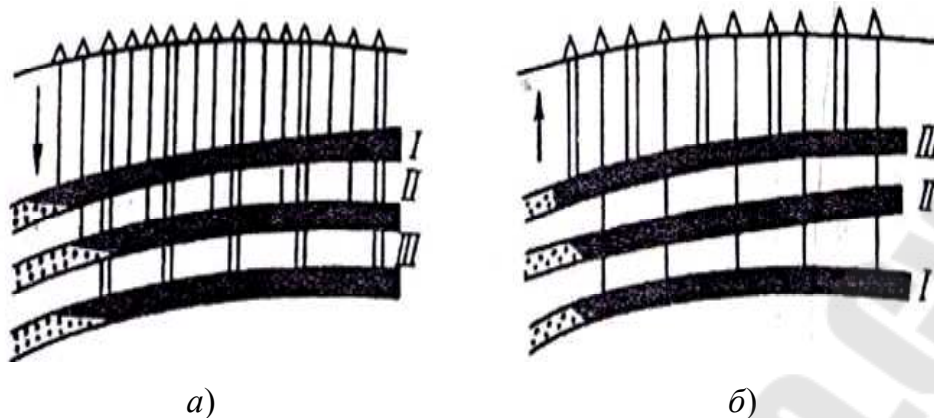


Рис. 8.3. Схема разработки:  
*a* – по системе «сверху вниз»; *б* – по системе «снизу вверх»

Система разработки «сверху вниз» являлась основным методом разработки в первый период развития нефтяной промышленности, когда бурение скважин осуществлялось ударным способом и эксплуатация скважин – желонкой.

При этой отсталой технике скважины крепили одновременно с бурением, причем выход из башмака предыдущей колонны равнялся 70–80 м, а часто – 40–45 м. Для обеспечения нормальной эксплуатации скважин желонкой необходимо было иметь диаметр колонны не меньше 273–325 мм. Все это заставляло затрачивать на бурение скважин значительное количество колонн и начинать бурение долотом с очень большим диаметром. Изоляция притока осуществлялась несовершенным способом – задавкой башмака колонны в глину или цементированием башмака.

При встрече высокопродуктивного пласта скважина начинала фонтанировать и дальнейшее бурение ее оказывалось невозможным. Поэтому открытый пласт приходилось вводить в разработку. В течение эксплуатации давление в пласте снижалось, разность давлений водоносных пластов и нефтяного пласта возрастала. Несовершенство тампонажа скважин приводило к прорыву верхних вод. Все это в конечном счете вынуждало прекратить эксплуатацию пласта и перейти на разработку нового, нижележащего пласта.

С внедрением вращательного бурения система разработки «сверху вниз» стала являться препятствием для разработки нефтяного месторождения. При пересечении эксплуатирующихся и разработанных пластов со сниженным давлением в бурящихся скважинах происходили потеря циркуляции и глинизация эксплуатируемых скважин, находящихся поблизости от бурящихся. Это сильно сокращало область применения системы разработки «сверху вниз».

В настоящее время система разработки «сверху вниз» применяется только при разработке неглубоко залегающих нефтеносных пластов, когда они характеризуются слабой проницаемостью и когда при прохождении их последующими скважинами на нижележащие пласты можно ожидать, что даже при сильном понижении пластового давления не будет поглощения глинистого раствора. Сама пачка верхних пластов должна разрабатываться по системе «снизу вверх».

#### *Система разработки «снизу вверх»*

Система разработки «снизу вверх» стала широко применяться после 1930 г. По этой системе разработку начинают с нижнего, так называемого опорного горизонта (базисного объекта).

Опорный горизонт должен: а) залегать на глубине, доступной для массового бурения эксплуатационных скважин при современном уровне развития техники; б) обладать высокой продуктивностью и сортностью нефти; в) иметь достаточно хорошо разведанную значительную площадь, т. е. быть вполне подготовленным к разработке. Желательно, чтобы опорный горизонт не имел подошвенной воды.

Вышележащие нефтеносные пласты по значимости разделяются следующим образом:

а) нефтеносные пласты, которые являются объектами самостоятельной разработки, т. е. разбуриваются самостоятельной сеткой скважин. Эти пласты выбираются по принципу высокой продуктивности, причем они должны обладать хорошо выраженным напорным режимом или эксплуатироваться с поддержанием пластового давления. Их можно разрабатывать одновременно с опорным горизонтом, но при условии разбуривания их быстрыми темпами (рис. 8.3, б, пласт III);

б) нефтеносные пласты, являющиеся объектами возврата; к ним относятся лишь малодебитные пласты. Разработка их осуществляется возвратом скважин после истощения или обводнения нижележащих пластов (рис. 8.3, б, пласт II).

Система разработки «снизу вверх» обладает рядом преимуществ по сравнению с системой разработки «сверху вниз».

При разработке опорного горизонта эксплуатационные скважины прорезают все вышележащие нефтеносные пласты, причем имеется возможность полного их изучения путем отбора грунтов и при помощи геофизических методов. В процессе разбуривания опорного горизонта детально освещаются все технические особенности месторождения и одновременно осуществляется подготовка к разработке всех вышележащих пластов. Благодаря этому, сильно сокращается число разведочных скважин на месторождении.

Эксплуатационные скважины, не получившие нефти на опорном горизонте, могут быть возвращены на вышележащие пласты, особенно если контуры нефтеносности расширяются в верхних пластах. Бурящиеся скважины вскрывают еще не разработанные верхние пласты, что исключает возможность взаимной глинизации скважин.

Особым преимуществом системы разработки «снизу вверх» является возможность одновременной эксплуатации всех объектов самостоятельной разработки, благодаря чему значительно ускоряются темпы освоения нефтяных месторождений.

Объективные условия – стремление к увеличению добычи нефти – привели к необходимости разбуривать многопластовые месторождения несколькими сериями эксплуатационных скважин. По результатам разведочных работ в пределах месторождения выделяется несколько этажей разработки, на каждый из которых планируется соответствующая серия эксплуатационных скважин. В пределах этажа разработки выделяются эксплуатационные и возвратные объекты. Каждая серия эксплуатационных скважин может буриться как одновременно, так и последовательно, что позволяет значительно увеличить темпы добычи, уменьшить капитальные вложения, снизить себестоимость нефти и газа. Такая система разработки получила название комбинированной (рис. 8.4).

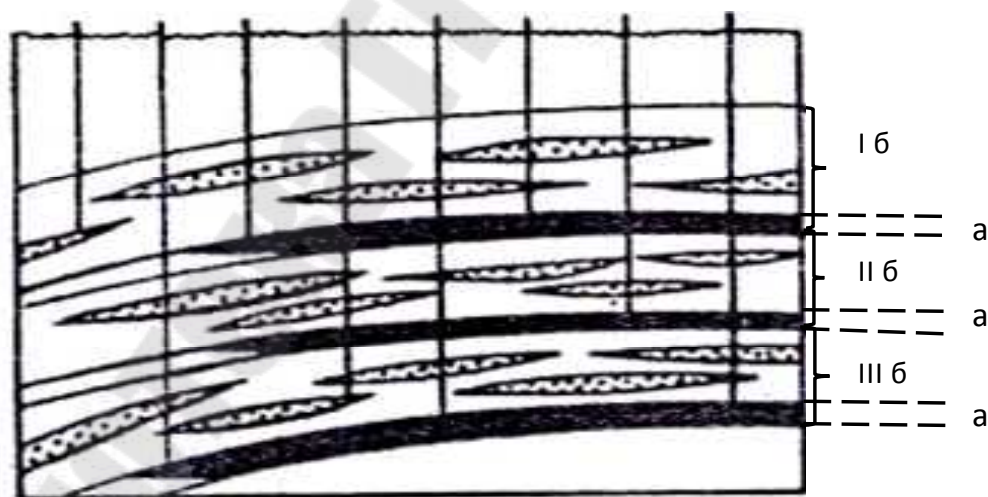


Рис. 8.4. Схема разработки многопластового нефтяного месторождения по комбинированной системе:  
*a* – базисный горизонт; *б* – возвратный объект;  
 I, II, III – этажи разработки

Что же следует называть этажом разработки, эксплуатационным объектом, объектом возврата, объектом разработки? **Этажом разработки** следует называть один или несколько продуктивных пластов, эксплуатируемых одной серией эксплуатационных скважин. Разработка залежей продуктивных пластов в пределах этажа осуществляется только по системе «снизу вверх». Этажи разработки могут разбурироваться по системе «снизу вверх», «сверху вниз», либо одновременно. В пределах этажа разработки выделяются эксплуатационные объекты и объекты возврата.

**Эксплуатационным объектом** называется один или группа пластов, предназначенных для одновременной самостоятельной разработки одной серией эксплуатационных скважин при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из них отдельно. Другими словами, подразумевается, что пласты, объединенные в эксплуатационный объект, вскрываются в каждой скважине общим фильтром. Эксплуатационный объект, в который объединяется несколько залежей различных продуктивных пластов (или несколько пластов одной залежи), называют многопластовым эксплуатационным объектом.

При выделении в эксплуатационный объект неоднородного пласта большой мощности или нескольких неоднородных пластов при их разработке могут потребоваться дополнительные мероприятия по выработке либо отдельных интервалов разреза пластов большой мощности, либо отдельных пластов многопластового эксплуатационного объекта. Тогда **объектом разработки** следует называть либо каждый пласт многопластового эксплуатационного объекта, либо отдельные интервалы мощного продуктивного пласта, по которым производятся контроль и регулирование разработки. Следовательно, эксплуатационный объект может состоять из нескольких объектов разработки.

**Возвратным объектом эксплуатации** называют один или несколько продуктивных пластов, на которые осуществляется возврат эксплуатационных скважин в пределах этажа разработки после окончания выработки нижележащего эксплуатационного объекта.

При разработке многопластовых месторождений большое внимание должно отводиться возможности одновременно-раздельной эксплуатации и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды в одной скважине. Для этих целей применяется специальное оборудование, позволяющее в одну скважину опускать несколько рядов насосно-компрессорных труб.



Таким образом, комбинированная система разработки позволяет очень четко, с учетом геологопромысловых особенностей каждого многопластового месторождения запроектировать свою, соответствующую, рациональную систему разработки. Она приводит за короткие сроки к достижению необходимого уровня добычи, обеспечению минимальной себестоимости нефти и газа и достижению максимальных коэффициентов нефтегазоотдачи [12, 13].

### **8.3. Системы разработки нефтяных залежей**

Системы разработки залежей нефти пластового и массивного типов заметно различаются.

Пластовые нефтяные залежи, окруженные краевыми водами, являются наиболее распространенными. В настоящее время по этим залежам накоплен большой опыт разработки. Это позволило значительно усовершенствовать системы их эксплуатации.

Основной характерной особенностью разработки пластовых залежей является планомерное перемещение по пласту фронтов воды. Таким образом, выработка запасов этих залежей нефти происходит постепенно с периферии. При этом продвигающая вода появляется последовательно в скважинах. В первую очередь, обводняются скважины, расположенные ближе к начальному контуру нефти. Затем обводняются скважины, расположенные внутри нефтеносной площади.

Описанные характерные особенности перемещения фронта воды наблюдаются в условиях как водонапорного, так и упруговодонапорного режимов. Принципиальной разницы в процессе здесь нет, так как в обоих случаях движение воды происходит под действием напора краевых вод.

Однако, если в условиях водонапорного режима естественные условия благоприятствуют эффективному и полноценному извлечению всех промышленных запасов нефти, то в условиях упруговодонапорного режима лишь в сравнительно редких случаях удастся эффективно извлечь промышленные запасы нефти. Обычно в результате необходимости непрерывного снижения динамического пластового давления происходит смена режима на смешанный режим – режим растворенного газа на разрабатываемой площади и упруговодонапорный – в небольшой полосе, прилегающей к поступающим краевым водам. Это приводит к снижению нефтеотдачи.

Существенным недостатком разработки в условиях упруговодонапорного режима является сравнительно невысокая текущая добыча

нефти, которую необходимо выдерживать для того, чтобы обеспечить сохранение этого режима до конца разработки нефтяной залежи.

Для повышения эффективности разработки пластовых нефтяных залежей, окруженных краевыми водами, в настоящее время широко применяют методы ввода дополнительной энергии в пласт, сущность которых заключается в следующем.

На продуктивный пласт бурят специальные скважины, называемые нагнетательными, через которые в пласт закачивают воду. В том случае, когда нагнетательные скважины бурят в водоносной части пласта вдоль контура нефтеносности, систему разработки называют системой с законтурным заводнением, а когда нагнетательные скважины располагают непосредственно на площади нефтяной залежи, систему называют системой с внутриконтурным заводнением.

Следовательно, разработку пластовых нефтяных залежей, окруженных краевыми водами, осуществляют по одной из трех следующих систем: 1) под действием естественного напора краевых вод; 2) путем законтурного заводнения; 3) путем внутриконтурного заводнения.

Массивные нефтяные залежи, подстилаемые на всей площади подошвенной водой, в основном разрабатываются в условиях естественного напора подошвенных вод. При слабой активности законтурной зоны реализуются предложения о вводе дополнительной энергии в пласт путем закачки воды в нижнюю водоносную часть пласта.

Небольшие залежи нефти с ограниченной пластовой энергией в основном разрабатываются на режимах истощения, т. е. в условиях упругого режима, режима растворенного газа и затем гравитационного режима, и лишь в редких случаях, когда геологические условия благоприятствуют формированию газовой шапки, – на газонапорном режиме. Однако в принципе залежи с ограниченной пластовой энергией можно разрабатывать путем ввода дополнительной энергии с помощью закачки в пласт воды.

При хорошей проницаемости пласта и низкой вязкости нефти можно применять системы как законтурного, так и внутриконтурного заводнения. При низкой проницаемости и высокой вязкости нефти, когда давление от нагнетательных скважин не может быть передано на большие расстояния, остается одна система, при которой можно ввести в пласт дополнительную энергию, – это площадное заводнение или избирательное заводнение.

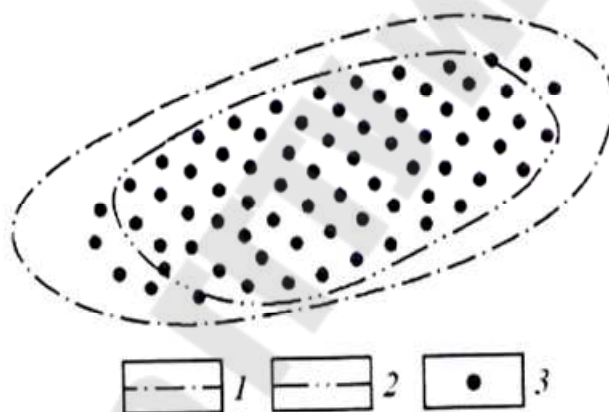


В случае разработки нефтяных залежей на режиме растворенного газа особое значение приобретают вопросы последовательного бурения эксплуатационных скважин и их уплотнения. В соответствии с этим для разработки нефтяных залежей в условиях режима растворенного газа предложено несколько систем: сгущающаяся и ряд разновидностей ползущей. В этих системах особое значение имеет характер размещения скважин [12].

### ***Системы разработки нефтяных залежей с использованием естественного напора краевых вод***

#### ***Разработка пластовых нефтяных залежей***

При разработке с использованием естественного напора краевых вод эксплуатационные скважины располагают на нефтяной залежи так, чтобы фронту продвигающейся краевой воды противостоял фронт эксплуатационных скважин. Для этого скважины размещают рядами параллельно контуру воды (рис. 8.5).



*Рис. 8.5. Система разработки с использованием естественного напора краевых вод:*

*1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – добывающие скважины*

Как показывают гидродинамические расчеты и опыт разработки, даже в наиболее благоприятных условиях в эффективной эксплуатации одновременно могут находиться не более четырех рядов скважин, причем для обеспечения более высокой добычи нефти ряды эксплуатационных скважин обычно размещают в пределах полного нефтенасыщения пласта по вертикали.

На тех залежах нефти, где размещается более четырех рядов, по мере обводнения наружных рядов скважин рекомендовалось выключать их из эксплуатации, а взамен вводить новые внутренние ряды.

Однако в связи с тем, что при задержке разбуривания внутренних рядов снижается темп отбора нефти от запасов, в настоящее время на этих залежах применяют более интенсивные системы разработки с внутриконтурным заводнением.

Лишь в редких случаях, при чистом водонапорном режиме, т. е. при пополнении пласта водой за счет естественного питания его на выходах на поверхность, сохраняется эффективный напор краевых вод до конца разработки залежи. При упруговодонапорном режиме процесс разработки более сложен.

Согласно теории упруговодонапорного режима, изменение давления в пласте  $\Delta p$  в зависимости от величины отбора жидкости  $Q$  и времени эксплуатации  $t$  можно выразить следующим приближенным уравнением:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi t}{R_c^2}, \quad (8.1)$$

где  $\Delta p$  – перепад (депрессия) давления между давлением на контуре питания и давлением на разрабатываемой площади, атм;  $Q$  – текущая добыча жидкости из пласта, см<sup>3</sup>/с;  $k$  – коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>;  $\chi$  – коэффициент пьезопроводности пласта, см<sup>2</sup>/с;  $t$  – время, прошедшее с начала эксплуатации, с;  $R_c$  – радиус разрабатываемой площади, т. е. площади, на которой расположены эксплуатационные скважины, см.

Из уравнения (8.1) следует, что с увеличением времени эксплуатации  $t$  происходит рост депрессии давления  $\Delta p$ . Но так как время входит в формулу под знаком логарифма, то это приводит к следующему, очень характерному для упруговодонапорного режима явлению.

Так, на рис. 8.6 показано изменение суммарной добычи жидкости из пласта в зависимости от текущей добычи  $Q$  при одной и той же конечной величине снижения давления в пласте  $\Delta p$ .

Как мы видим, при уменьшении текущей добычи  $Q$  значительно возрастает время эксплуатации до момента снижения динамического пластового давления до заданного уровня. При этом рост времени происходит неравномерно и значительно резче, чем снижение текущей добычи. Так, при снижении текущей добычи на 23 % время возрастает в 2 раза, а при снижении текущей добычи в 2 раза время возрастает в 10 раз.

Так как время возрастает в гораздо более быстром темпе, чем снижается текущая добыча нефти, это приводит к росту суммарной добычи жидкости при одной и той же конечной величине снижения динамического пластового давления и, в частности, при снижении текущей добычи нефти в 2 раза суммарная добыча возрастает в 5 раз.

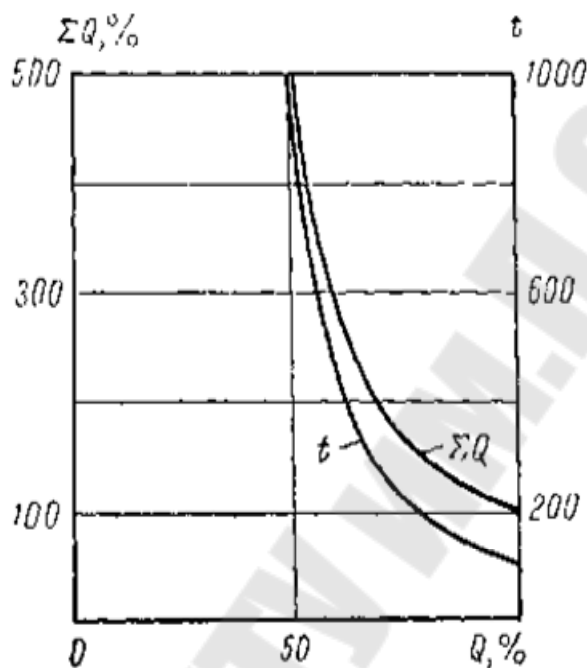


Рис. 8.6. Изменение суммарной добычи жидкости из пласта в зависимости от текущей добычи

Как следует из уравнения (8.1), величина депрессии давления  $\Delta p$  зависит от величин  $\mu$ ,  $k$ ,  $\chi$  и  $R_c$ , причем с увеличением вязкости нефти и пьезопроводности пласта величина  $\Delta p$  возрастает, а с увеличением проницаемости и величины разрабатываемой площади  $R_c$ , наоборот, снижается. Следовательно, эффективная разработка пластовых нефтяных залежей с использованием естественного напора краевых вод возможна для пластов, характеризующихся хорошей проницаемостью, низкой вязкостью нефти в пластовых условиях и пьезопроводностью пласта.

До недавнего времени считалось, что во избежание перехода упруговодонапорного режима в менее эффективный режим растворенного газа нельзя снижать давление на разрабатываемой площади ниже давления насыщения. При этом условии при разработке пласта в условиях упруговодонапорного режима наступает момент, когда падение давления на разрабатываемой площади должно быть приос-

тановлено. Чтобы выполнить это условие, необходимо при понижении динамического пластового давления до давления насыщения постепенно уменьшать добычу жидкости из пласта.

Таким образом, разработка нефтяных залежей с использованием естественного напора контурных вод характеризуется сравнительно непродолжительным временем постоянной добычи нефти, после чего она начинает снижаться.

В настоящее время в результате лабораторных опытов и экспериментов, проведенных в промысловых условиях, установлено, что при разработке нефтяных залежей допустимо умеренное (на 10–15 %) снижение динамического пластового давления ниже давления насыщения, если в конечном итоге нефть будет вымыта из пласта водой. При этом условии нефтеотдача не только не уменьшается, а даже несколько возрастает за счет образования, так называемого запечатанного газа.

Обоснование возможности снижения динамического давления ниже давления насыщения значительно увеличивает возможность осуществления разработки пластовых нефтяных залежей с использованием естественного напора краевых вод.

Из уравнения (8.1) вытекает, что увеличение перепада давления  $\Delta p$  позволяет пропорционально повысить текущую добычу. В тех случаях, когда не удавалось эффективно извлечь запасы нефти при снижении пластового давления до давления насыщения, увеличение перепада давления позволяло при сохранении уровня добычи нефти значительно увеличить суммарную добычу нефти, т. е. увеличить отбор запасов нефти.

Таким образом, возможность снижения динамического пластового давления ниже давления насыщения расширяет возможность эффективного отбора запасов нефти с использованием естественного напора краевых вод в большем количестве случаев [13].

Для того чтобы извлечь большие запасы нефти из нефтяных залежей, необходимо использовать огромный запас упругой энергии, заключенной в пластовой жидкости и породе пласта. Расчеты показывают, что за счет упругой энергии, заключенной непосредственно в нефтяной залежи, можно извлечь лишь очень незначительную часть запасов нефти. Извлечение нефти происходит в основном за счет использования упругой энергии, заключенной в окружающей водоносной части пласта. При этом в процесс вовлекаются части пласта, расположенные на очень больших расстояниях от месторождения (обычно радиус образующейся в пласте воронки депрессии давления

вокруг месторождения измеряется десятками километров) [14, 15]. Поэтому правильно разрешить этот вопрос можно лишь на основании изучения размеров водного бассейна, к которому приурочена нефтяная залежь, запаса упругой энергии пласта и возможной скорости перераспределения давления.

На практике более надежным способом (ввиду сложности изучения перечисленных исходных данных для учета влияния законтурной области) является анализ изменения пластового давления при отборе нефти из залежи. Фактическое снижение пластового давления в залежи сопоставляется с понижением пластового давления, определенным по теоретическим формулам, учитывающим действие упругих сил пласта. На основании этого сопоставления определяется так называемый коэффициент  $z$ , представляющий отношение фактической депрессии давления (измеренной от начального пластового давления) к депрессии, вычисленной путем расчетов. Полученный коэффициент  $z$  вводится в дальнейшие теоретические расчеты, с помощью которых уточняются вопросы, могут ли быть извлечены запасы нефти и при каком уровне добычи нефти, необходимо ли поддержание пластового давления, а если необходимо, то с какого момента.

Коэффициент  $z$  может быть теоретически и больше, и меньше единицы. Обычно на практике значение коэффициента больше единицы (от 1,3 до 13). Повышенное значение коэффициента  $z$  вызывается следующими обстоятельствами. При теоретических расчетах пласт принимается однородным и бесконечным. Практически пласт является неоднородным и конечным. Уменьшение средней мощности пласта, особенно выклинивание его на отдельных участках, ухудшение проницаемости коллекторов понижают запас упругой энергии в законтурной области пласта и скорость перераспределения давления по сравнению с теоретическими расчетами. Увеличение мощности пласта и улучшение проницаемости коллекторов в законтурной области могут привести к более медленному темпу понижения давления в нефтяной залежи. Более медленному темпу снижения давления может способствовать также наличие гидродинамической связи разрабатываемого пласта с соседними выше- или нижезалегающими пластами.

Таким образом, коэффициент  $z$  отображает изменение указанных выше свойств пласта в законтурной его части. Однако для того, чтобы выяснить эти свойства на большой площади пласта с целью не ошибиться в прогнозе изменения давления в течение всего срока разработки, необходимо определять коэффициент  $z$ , когда область пониженного давления распространилась уже на достаточно большое рас-

стояние от залежи нефти. Для этого необходимо располагать данными за довольно длительный срок опытной эксплуатации залежи, причем добыча нефти должна достигнуть значительных размеров [12].

*Разработка массивных нефтяных залежей, подстилаемых на всей площади подошвенной водой*

Характерной особенностью разработки нефтяных залежей массивного типа является постепенное внедрение пластовых вод в нефтяную залежь. Но в отличие от пластовых нефтяных залежей, окруженных краевыми водами, где наблюдается преимущественно движение краевых вод в горизонтальном направлении, в массивных нефтяных залежах происходит преимущественно вертикальное движение подошвенных вод. Вертикальное движение подошвенных вод наблюдается и в пластовых нефтяных залежах в конечной стадии разработки, когда ВНК поднимается выше подошвы пласта по всей залежи (рис. 8.7).

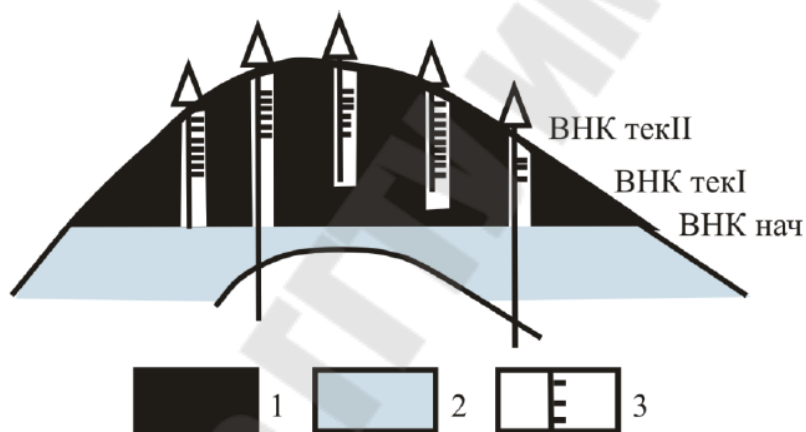


Рис. 8.7. Разновидность системы разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод:  
 1 – нефть; 2 – вода; 3 – интервал перфорации;  
 ВНК<sub>нач</sub> – начальное положение; ВНК<sub>тек</sub> – текущее положение

Выработку запасов нефти массивных залежей производят последовательно, начиная с подошвенной части залежи. При этом непосредственно в районе расположения скважин вследствие своеобразия линии токов образуются конусы воды. Обводнение всех скважин происходит постепенно, причем в них последовательно обводняются части разреза снизу вверх.

Однако, несмотря на то, что вытеснение нефти происходит подошвенной водой, она не является основной движущей силой, так как запас упругой энергии, заключенной непосредственно в ней, очень мал и далеко не достаточен для извлечения запасов нефти из залежи.

Выработка запасов нефти при разработке массивных залежей, как и пластовых, в основном осуществляется под действием напора краевых (законтурных) вод. Поэтому все изложенное выше об особенностях проявления упругих сил при разработке пластовых залежей нефти, окруженных краевыми водами, остается справедливым и в условиях разработки массивных залежей. Отличие заключается лишь в том, что при разработке массивных залежей нефти в скважинах вскрывается, как правило, не весь разрез, а только нефтенасыщенная его часть и то не полностью. В результате своеобразия образующихся при этом линий тока непосредственно в нефтяной залежи жидкость движется преимущественно в вертикальном направлении, тогда как в подошвенной части пласта вода движется в горизонтальном направлении.

Так как на площади нефтяной залежи не весь разрез нефтенасыщен, то это обуславливает лучшее соотношение между запасом упругой энергии и запасом нефти. На практике это улучшение соотношения выражается в уменьшении величины поправочного коэффициента  $z$ , причем, чем меньшая часть разреза пласта нефтенасыщена, тем меньше оказывается коэффициент  $z$ , а чем меньше величина  $z$ , тем большая часть запасов нефти может быть эффективно извлечена за счет упругой энергии пласта.

Таким образом, основная характерная особенность массивных нефтяных залежей – неполная нефтенасыщенность разреза – улучшает условия разработки этих залежей под действием естественного напора краевых вод. В условиях вытеснения нефти подошвенной водой, которая движется в вертикальном направлении, целесообразно равномерное размещение скважин на площади нефтяной залежи [12].

При разработке нефтяных месторождений для поддержания пластового давления в основном в пласт закачивают воду. Многообразие геологических условий месторождений привело к необходимости создания различных модификаций систем заводнения.

#### ***Законтурное заводнение***

*Метод законтурного заводнения* применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей.

При этой разновидности заводнения нагнетательные скважины располагаются в законтурной части продуктивного пласта (рис. 8.8), по всему периметру залежи, как можно ближе к внешнему контуру нефтеносности. Механизм вытеснения нефти из пласта водой при этом примерно тот же, что и при природном водонапорном режиме.



Для повышения добычи нефти эксплуатационные скважины необходимо закладывать в чисто нефтяной части площади в некотором удалении от контура нефтеносности. Это позволяет вскрывать в скважинах всю продуктивную мощность пласта, а следовательно, получать и более высокий дебит, чем в водонефтяной части. Кроме того, некоторое время (пока не подойдет контур воды) скважины будут давать безводную нефть, и чем дальше будут находиться скважины от начального контура нефтеносности, тем более продолжительное время будут давать нефть без воды.

При осуществлении законтурного заводнения необходимо учитывать, что эта система в большинстве случаев применяется на залежах нефти, обладающих естественным напором пластовых вод, но характеризующихся упруговодонапорным режимом. Эти залежи нефти обладают некоторой энергией пластовых вод, но недостаточной для получения запланированного уровня добычи нефти, что и вызывает необходимость применения законтурного заводнения.

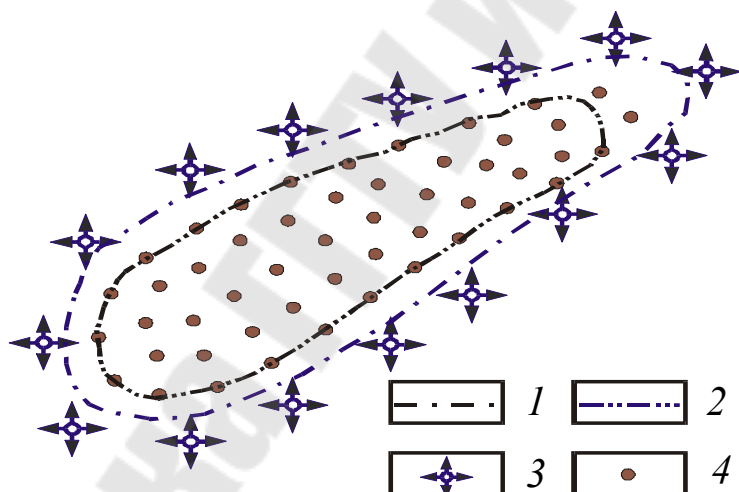


Рис. 8.8. Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением::

- 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – нагнетательные скважины;  
4 – добывающие скважины

Метод высокоэффективен при небольшой ширине залежей (до 4–5 км), в основном при малой относительной вязкости пластовой нефти (до 5 МПа · с), высокой проницаемости коллектора (0,4–0,5 мкм<sup>2</sup> и более), сравнительно однородном строении продуктивного пласта, хорошей сообщаемости залежи с законтурной областью. Более широко законтурное заводнение апробировано на залежах пластового типа,



но при указанных геолого-физических условиях получены хорошие результаты и на залежах массивного типа, в том числе и в карбонатных коллекторах.

Применение рассматриваемого вида заводнения в названных весьма благоприятных геологических условиях позволяет добиваться высокого нефтеизвлечения (до 60–65 %). Добывающие скважины могут быть расположены в основном в пределах внутреннего контура нефтеносности. При этом нефть из водонефтяной зоны может быть вытеснена к забоям добывающих скважин нагнетаемой водой. Таким путем без существенного увеличения потерь нефти в пласте можно сократить количество скважин для разработки объекта и объемы попутной (отбираемой вместе с нефтью) воды.

При законтурном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится четыре-пять добывающих скважин.

### ***Приконтурное заводнение***

Приконтурное заводнение применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной. Плохая связь залежи с водоносной частью пласта обусловлена ухудшением проницаемости пласта вблизи ВНК или наличием под ним или на его уровне водонепроницаемого экрана. Присутствие такого экрана особенно характерно для залежей в карбонатных коллекторах, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пустот минеральными солями, твердыми битумами и др. [9].

Поэтому нагнетательные скважины обычно располагают между внешним и внутренним контуром нефтегазоносности (рис. 8.9).

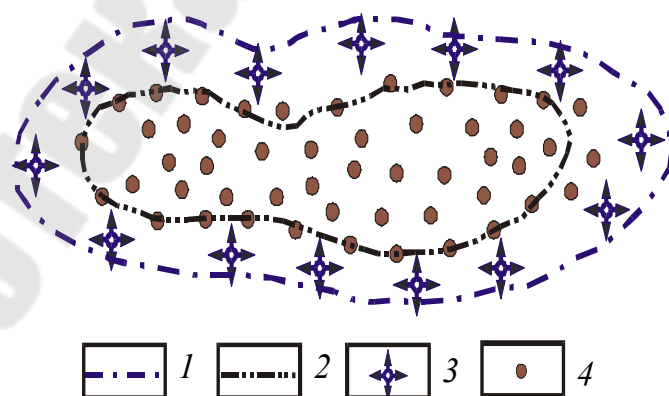


Рис. 8.9. Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением:  
1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – нагнетательные скважины;  
4 – добывающие скважины

### *Внутриконтурное заводнение*

Внутриконтурное заводнение представлено целым рядом разновидностей:

- разрезание рядами нагнетательных скважин;
- площадное;
- избирательное;
- очаговое;
- головное;
- барьерное.

#### *Разрезание рядами нагнетательных скважин*

При разрезании залежи рядами нагнетательных скважин закачка воды в пласты производится через скважины, расположенные рядами, называемыми разрезающими рядами или линиями разрезания. Скважины разрезающих рядов после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить прискважинные зоны пласта и снизить пластовое давление в ряду, т. е. создает условия для успешного освоения скважин под закачку воды. Затем скважины в ряду осваивают под нагнетание через одну, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. Этот период освоения разрезающего ряда очень важен, поскольку позволяет сократить возможные потери нефти в ряду между скважинами и обеспечить за счет интенсивной эксплуатации промежуточных скважин быстрый рост добычи нефти уже в начальной фазе освоения эксплуатационного объекта.

После обводнения промежуточных нагнетательных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды. Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение полосы воды, созданной вдоль этого ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Рассматриваемый вид заводнения применяют на залежах пластового типа с параметрами пластов и нефтей, указанными для законтур-

ного заводнения, но с большой площадью нефтеносности, а также на залежах разных размеров при практически повсеместном залегании пласта-коллектора, но при ухудшении условий фильтрации у ВНК.

Выделяют несколько подвидов разрезания рядами нагнетательных скважин – *разрезание на площади, блоковое и сводовое (центральное)*.

При заводнении *с разрезанием эксплуатационного объекта на площади* самостоятельной разработки разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.).

Так, при весьма большой площади нефтеносности многопластового эксплуатационного объекта и общем для всех пластов ВНК количество нефтенасыщенных пластов и соответственно нефтенасыщенная толща объекта уменьшаются от свода залежи к периферии. В этих условиях возможно реализовать разрезание эксплуатационного объекта на площади с разным количеством нефтенасыщенных пластов.

Большое преимущество системы разработки с разрезанием объекта на площади – возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами. Но применение такого способа возможно при условии, что ко времени ввода объекта в разработку известно положение внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем его пластам [9].

#### *Блоковое заводнение*

При блоковом заводнении нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), размещают ряды добывающих скважин в таком же направлении. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рис. 8.10). При «круговой» форме залежей с обширными площадями нефтеносности направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов – в крест выявленной превалирующей ориентации зон с повышенной толщиной (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов (рис. 8.11).

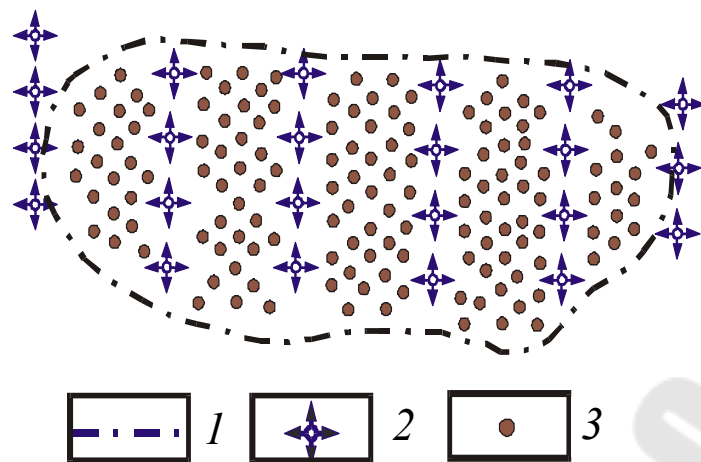


Рис. 8.10. Система разработки нефтяной залежи с блоковыми заводнением:

1 – контур нефтеносности; 2 – нагнетательные скважины; 3 – добывающие скважины

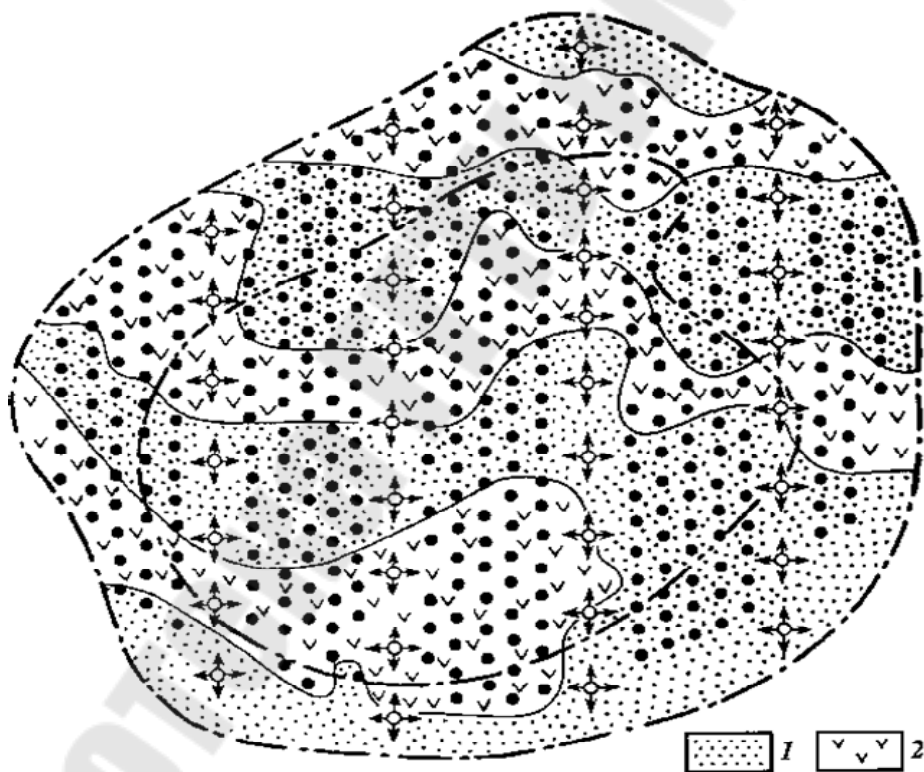


Рис. 8.11. Система разработки крупной «круговой» нефтяной залежи с блоковым заводнением:

1 – зона с высокой толщиной и лучшими коллекторскими свойствами пласта; 2 – зона с низкой толщиной и слабыми коллекторскими свойствами пласта; остальные обозначения – на рис. 8.10

В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечивается большее влияние на них закачки воды. При ином направлении разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной доли нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетания воды.

При проектировании систем разработки с рассматриваемым видом заводнения особое внимание следует уделять обоснованию ширины блоков и количества рядов добывающих скважин в блоке.

Решение этого вопроса диктуется необходимостью обеспечивать влияние нагнетания воды на всю ширину блоков, не допуская консервации их внутренних частей. Ширину блоков выбирают от 4 до 1,5 км в зависимости от гидропроводности объекта. Уменьшение ширины полос повышает активность системы заводнения благодаря возрастанию перепада давления на единицу ширины блока, что позволяет частично компенсировать пониженную продуктивность залежи. Чтобы избежать значительных потерь нефти в центральных частях блоков (на участках стягивания контуров нефтеносности), в пределах блока располагают обычно нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд обычно играет роль «стягивающего». При повышенной ширине блоков (3,5–4 км) принято располагать пять рядов добывающих скважин, при меньшей ширине (1,5–3 км) – три ряда. В зависимости от количества рядов добывающих скважин блоковое заводнение называют пятирядным или трехрядным. Количество добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную, при пятирядной и трехрядной системах соответственно составляет около 5 и 3.

Систему с узкими блоками и трехрядным размещением скважин можно применить и на высокопродуктивном эксплуатационном объекте при необходимости разработки его высокими темпами или с целью обеспечения продолжительного периода фонтанной эксплуатации при больших трудностях перевода скважин на механизированный способ подъема жидкости, а также в некоторых других случаях.

На залежах с широкими водонефтяными зонами всю систему разработки с разрезанием следует распространять и на водонефтяную зону, за исключением самых внешних ее частей с небольшой нефте-

насыщенной толщиной (менее 3–4 м). В некоторых случаях при монолитном строении высокопроницаемых пластов более успешным может быть вариант с комбинированным заводнением, при котором периферийная неразбуренная зона может быть расширена вплоть до изопахиты нефтенасыщенной толщины 5–6 м. При этом система разработки с разрезанием залежи, распространенная до этой изопахиты, сочетается с законтурным заводнением, за счет которого в указанных условиях может быть обеспечено вытеснение нефти из неразбуренной периферийной зоны к разбуренной основной части.

Преимущества систем разработки с блоковым заводнением заключаются в том, что они могут проектироваться и реализовываться, когда детальные сведения о конфигурации контуров нефтеносности еще отсутствуют. Применение таких систем дает возможность осваивать блоки эксплуатационного объекта в нужной последовательности, регулировать разработку с помощью перераспределения объемов закачки воды [9].

#### *Сводное заводнение*

При сводовом заводнении нагнетание воды осуществляется в скважины одного практически прямолинейного (рис. 8.12) или кольцевого разрезающего ряда (рис. 8.13), расположенного в сводовой части залежи.

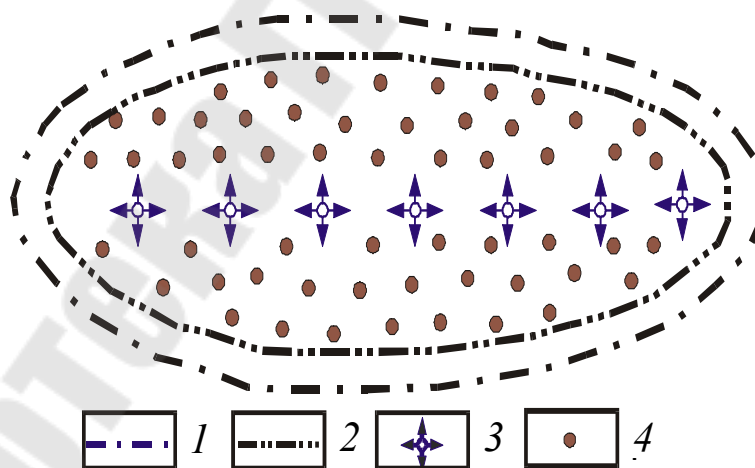


Рис. 8.12. Осевое заводнение:

1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – нагнетательные скважины; 4 – добывающие скважины



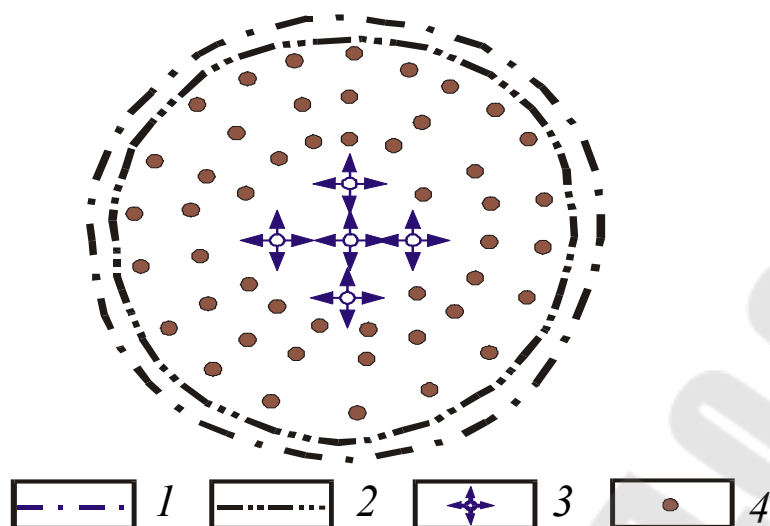


Рис. 8.13. Центральное заводнение:  
 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности 3 – нагнетательные скважины;  
 4 – добывающие скважины

Эти разновидности заводнения применяют для пластов, геолого-физическая характеристика которых благоприятна для применения разрезания вообще. Рациональны они для залежей с умеренной площадью нефтеносности.

Показания для применения – низкая проницаемость пластов или наличие экранирующего слоя под залежью, необходимость дополнить законтурное заводнение для усиления воздействия на центральную часть залежи.

#### *Площадное заводнение*

Площадное заводнение – также разновидность внутриконтурного, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности. Местоположение добывающих и нагнетательных скважин в принимаемой сетке определяется в проектном документе на разработку.

Системы разработки с площадным заводнением (площадные системы) обладают большей активностью по сравнению с системами, охарактеризованными выше, поскольку здесь каждая добывающая скважина непосредственно контактирует с нагнетательными (при внутриконтурном разрезании в начале разработки под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних добывающих рядов), и на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих скважин. Применяют

несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т. е. разной величиной соотношения количеств добывающих и нагнетательных скважин. Для линейной и пятиточечной систем это соотношение равно 1; для семиточечной прямой – 0,5, обращенной – 2; для девятиточечной прямой – 0,33, обращенной – 3; для ячеистой – 4–6.

Применяемые обычно при площадном заводнении системы показаны на рис. 8.14. Наиболее широкое применение нашли пятиточечная, обращенная семиточечная и обращенная девятиточечная системы. Они обычно рекомендуются для эксплуатационных объектов с терригенными или карбонатными коллекторами порового типа и широко применяются при разработке объектов с низкой проницаемостью коллекторов, с повышенной вязкостью нефти или объектов с низкой проницаемостью и повышенной вязкостью.

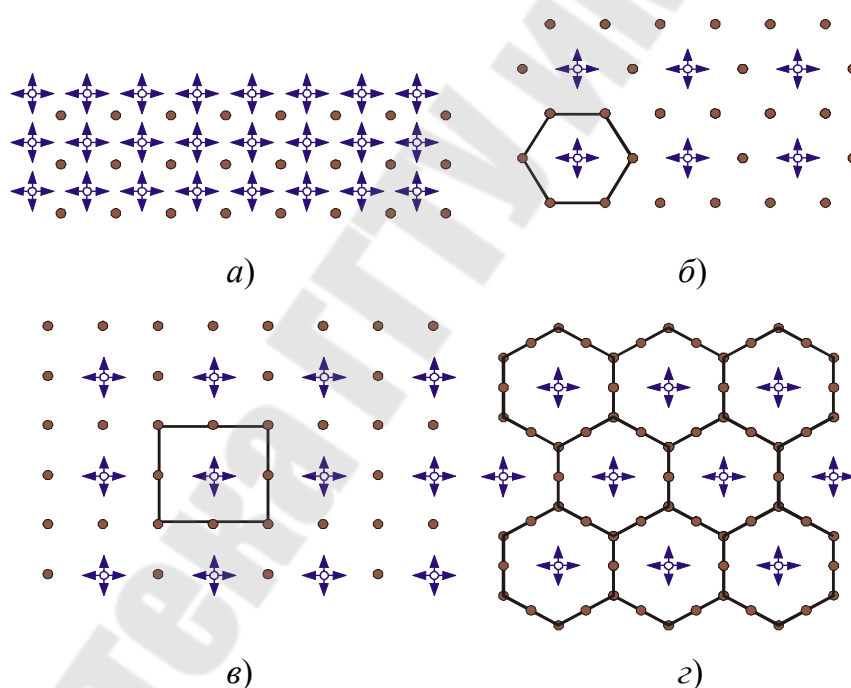


Рис. 8.14. Системы разработки с площадным заводнением.

Формы сеток скважин:

а – пятиточечная, б – семиточечная обращенная,  
в – девятиточечная обращенная, г – ячеистая

Такие системы, также как и блоковую систему с разрезанием на узкие полосы, можно применять и для высокопродуктивных объектов при необходимости получения высоких уровней добычи нефти или продления фонтанного периода эксплуатации в случае больших труд-



ностей с организацией механизированной эксплуатации скважин. Их использование может быть целесообразным также в случаях, когда продолжительность разработки месторождения ограничена, например, сроком возможной эксплуатации морских сооружений в условиях шельфа.

Для залежей нефти повышенной вязкости, приуроченных к трещинно-поровым карбонатным коллекторам, доказана целесообразность применения площадной системы заводнения, названной ячеистой (рис. 8.14, з). При разработке таких залежей коллектор в добывающих скважинах ведет себя как поровый, а в нагнетательных в связи с раскрытием трещин под влиянием высокого забойного давления – как трещинно-поровый.

Приемистость нагнетательных скважин резко возрастает после создания возле них искусственных водонасыщенных зон. Это обуславливает многократное превышение коэффициента приемистости нагнетательных скважин над коэффициентом продуктивности добывающих скважин и соответственно высокую суточную приемистость первых при низких дебитах вторых. Применение в таких условиях обычных площадных систем обуславливает низкий уровень добычи при большом объеме закачиваемой в пласт воды, намного превышающем объем отбираемой из пласта жидкости.

Ячеистая система обеспечивает резкое увеличение отношения количества добывающих и нагнетательных скважин (до 6 : 1 и более), а также увеличение расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами при малых расстояниях между добывающими скважинами. Это способствует соответствию объемов нагнетаемой воды и добываемой жидкости, замедляет обводнение добывающих скважин.

Системам разработки с площадным заводнением свойственны и негативные моменты. Они практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам имеющегося элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В связи с этим возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин. Этот процесс усугубляется одновременным вводом новых добывающих скважин в элементе, остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями дебитов скважин и др.

В связи с низкой продуктивностью залежей, при которой применяется площадное заводнение, и вследствие указанных особенностей процесса разработки коэффициент извлечения нефти, как правило, не превышает 0,4–0,45 [9].

#### *Избирательное заводнение*

Избирательное заводнение – разновидность внутриконтурного заводнения – предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения (рис. 8.15). При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют.

После разбуривания объекта по равномерной сетке и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в непоследовательном залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д., а также при нарушении объекта серией дизъюнктивных нарушений.

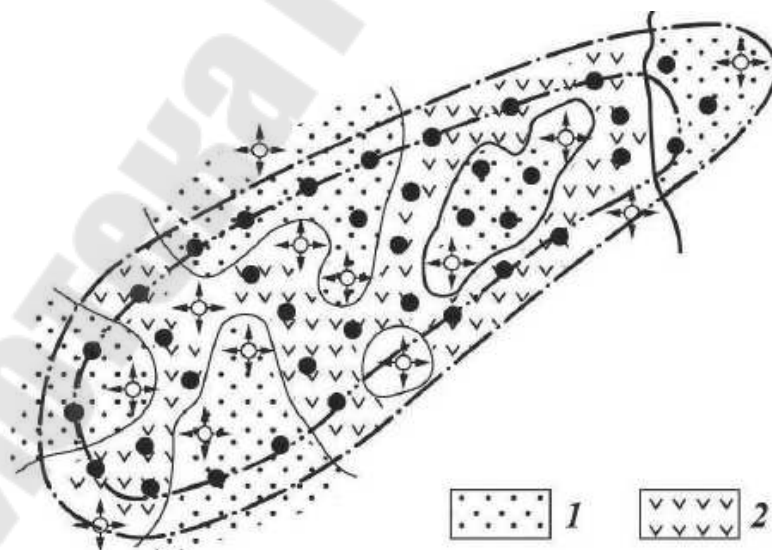


Рис. 8.15. Система разработки с избирательным заводнением:  
1 – зона пласта с высокой проницаемостью;  
2 – зона пласта с низкой проницаемостью

### *Очаговое заводнение*

Очаговое заводнение (рис. 8.16) по сути является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнения (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоку и др.), если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы скважин) обычно создают на участках, не испытывающих или недостаточно испытывающих влияние заводнения после освоения запроектированного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили, т. е. расположенные на заводненных (выработанных) участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины.

Очаговое заводнение применяют очень широко. Это одно из главных мероприятий по развитию и совершенствованию систем разработки с заводнением.

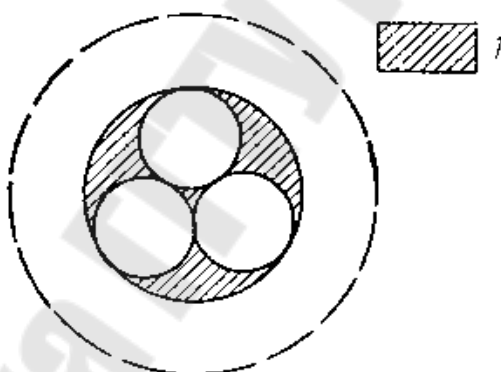


Рис. 8.16. Очаговое заводнение:

1 – площади, не охваченные процессом

### *Головное заводнение*

По существу, эта разновидность близка к сводовому заводнению. Головным называют нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях. Этот вид заводнения применяется при разработке месторождений нефти геосинклинального типа – в Азербайджане, Казахстане, Западной Украине и др.

### *Барьерное заводнение*

Эта разновидность внутриконтурного заводнения применяется при разработке нефтегазовых или нефтегазоконденсатных залежей

пластового типа с целью изоляции газовой (газоконденсатной) части залежи от нефтяной. Кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в пределах газонефтяной зоны, вблизи внутреннего контура газоносности.

В результате нагнетания воды в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть залежи от нефтяной. Применение барьерного заводнения обеспечивает возможность одновременного отбора нефти и газа из недр без консервации газовой шапки на длительное время, обязательной при разработке с использованием природных видов энергии или при охарактеризованных выше разновидностях заводнения.

Барьерное заводнение может сочетаться с законтурным или приконтурным, а также с использованием энергии напора пластовых вод. Наиболее эффективно его применение при относительно однородном строении и небольших углах падения пластов.

Таким образом, во многих случаях при проектировании системы разработки эксплуатационного объекта, исходя из его геологопромысловой характеристики, для него может быть рекомендовано две, а иногда и три разновидности заводнения. Например, приконтурное заводнение может рассматриваться наряду с осевым разрезанием или поперечным разрезанием объекта на блоки; разрезание на узкие блоки может быть рекомендовано наряду с площадным заводнением и т. д. Из числа возможных вариантов, обоснованных геологически, оптимальный вариант выбирают с помощью моделирования, гидродинамических, экономических расчетов при учете других элементов системы разработки (плотности сетки добывающих скважин, перепада давления между зонами нагнетания и отбора).

#### **8.4. Системы размещения эксплуатационных скважин при разработке нефтяных залежей**

*Задачи и условия, учитываемые при размещении эксплуатационных скважин*

В наиболее благоприятном случае, когда пласт является однородным и обладает водонапорным режимом, скважины имеют огромный радиус действия (радиус распространяется до выхода пласта на дневную поверхность).

В этих условиях теоретически можно извлечь из залежи все промышленные запасы нефти несколькими скважинами, рационально

расположенными на залежи, а из залежи, имеющей форму круга – всего одной скважиной, расположенной в центре круга.

Однако природные нефтяные пласты характеризуются неоднородностью. Кроме того, текущая добыча нефти из нескольких скважин оказывается небольшой. Такая разработка не может удовлетворить потребности народного хозяйства в нефти, а нефтяных компаний – в прибыли. Поэтому практически нефтяные залежи разрабатываются относительно большим количеством скважин. Современная технология разработки требует применения эксплуатационных скважин с различным назначением.

В зависимости от назначения эксплуатационные скважины можно подразделить на три основные группы: 1) собственно эксплуатационные скважины, через которые осуществляют извлечение на поверхность земли нефти, газа и воды; 2) нагнетательные скважины, через которые производят закачку рабочего агента (воды или газа) в пласт; 3) контрольные скважины, с помощью которых наблюдают за состоянием эксплуатации нефтяных залежей.

При проектировании системы размещения скважин на залежи ставят следующие основные задачи: а) создать систему размещения скважин, наиболее целесообразную для регулирования эксплуатации пласта как единого объекта; б) получить высокую добычу с залежи, удовлетворяющую потребность в нефти народного хозяйства; в) обеспечить полноценное извлечение нефти из недр.

Все нефтяные пласты характеризуются в той или иной степени неоднородностью, что в принципе требует применения для каждой залежи своей системы размещения скважин с максимальным учетом неоднородности пласта, т. е. рациональная система размещения скважин должна быть неравномерной.

Однако при проектировании системы размещения скважин, как правило, еще отсутствуют сведения о деталях строения нефтяного пласта, что не дает возможности запроектировать сразу рациональную систему размещения скважин. В связи с этим разработку нефтяных и нефтегазовых залежей начинают осуществлять по системам, построенным по правильным геометрическим сеткам.

При определении количества скважин на залежи необходимо учитывать взаимовлияние скважин.

Для пластов с водонапорным режимом или разрабатываемых с поддержанием давления путем заводнения увеличение количества одновременно работающих скважин на пласте за счет большего уплот-

нения скважин обеспечивает прирост текущей добычи нефти, но не прямо пропорционально возрастанию количества скважин, а в меньших размерах. Объясняется это тем, что при уплотнении скважин усиливается их взаимовлияние и дебиты скважин уменьшаются.

Наряду со снижением средних дебитов скважин при водонапорном режиме происходит снижение и начальных дебитов скважин по мере их уплотнения независимо от времени разработки.

При упруговодонапорном и газонапорном режимах, а также режиме растворенного газа происходит снижение как начальных, так и средних дебитов скважин в зависимости от суммарного отобранного из пласта объема жидкости, т. е. в зависимости от времени эксплуатации залежи.

Разнообразие геологических условий нефтяных месторождений, различие в изменении начальных и текущих дебитов скважин обусловили необходимость применения довольно большого числа систем размещения скважин, а также различного порядка разбуривания скважин.

Как было описано выше, режимы пластов тесно связаны с геологическими условиями их залегания. В одних случаях скважины имеют ограниченные радиусы действия, тогда нефтяную залежь целесообразно разрабатывать равномерной сеткой скважин. В других случаях режим характеризуется продвигающимися контурами воды или газа, в таких условиях целесообразно размещать скважины рядами, расположенными параллельно продвигающемуся контуру.

Применяемые в настоящее время системы размещения скважин по правильным геометрическим формам можно подразделить на две большие группы: 1) системы размещения скважин по равномерной сетке; 2) системы размещения скважин рядами.

#### *Системы размещения скважин по равномерной сетке*

Существует несколько систем размещения скважин по равномерной сетке, которые различаются: 1) по форме сетки расположения скважины; 2) по степени уплотнения скважин; 3) по темпу ввода скважин в эксплуатацию; 4) по порядку ввода скважин в эксплуатацию как относительно друг друга, так и относительно структурных элементов залежи.

Схема систем размещения эксплуатационных скважин по равномерной сетке с выделением основных элементов показана на рис. 8.17.

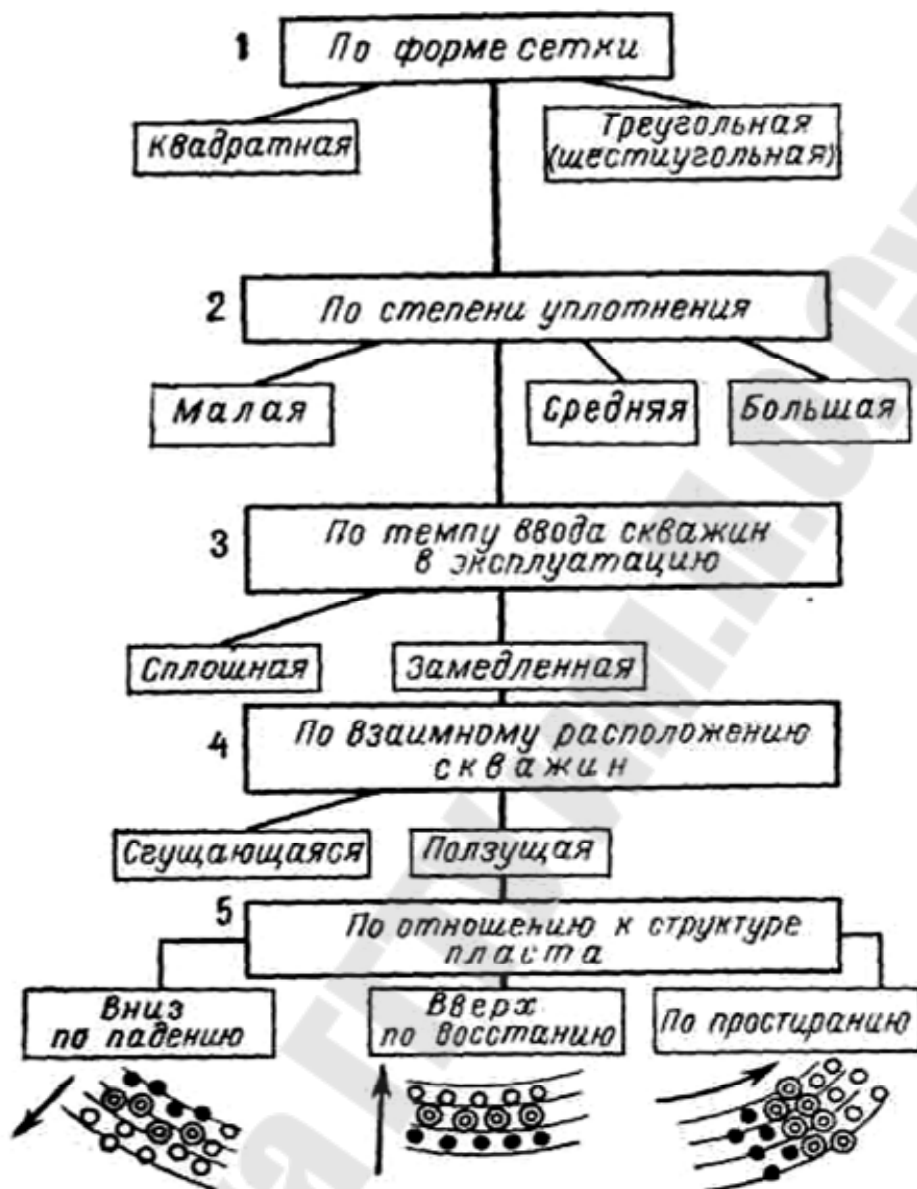


Рис. 8.17. Схема систем размещения эксплуатационных скважин по равномерной сетке

При размещении скважин учитывают полную площадь, приходящуюся на скважину, причем расстояние между скважинами определяется по формуле

$$l = 1,075\sqrt{S}, \quad (8.2)$$

где  $S$  – площадь, приходящаяся на скважину,  $\text{м}^2$ .

Искривление скважин в процессе бурения может сильно нарушить правильность сетки скважин на глубине, поэтому при разработке по равномерной сетке надо обращать особое внимание на борьбу с искривлением скважин.

Понятие о малом, среднем и большом уплотнении скважин является весьма условным и различным для разных районов.

По темпу ввода скважин в эксплуатацию различают сплошную и замедленную системы разработки. Под сплошной системой разработки понимают такую систему, при которой все скважины вводят в эксплуатацию почти одновременно в очень короткий срок (менее года). При большем сроке система считается замедленной.

По порядку ввода скважин в эксплуатацию различают такие системы, как сгущающаяся, ползущая, ориентированная по отношению к структуре пласта.

При сгущающейся системе всю площадь покрывают вначале редкой сеткой скважин (первая степень уплотнения), а затем в промежутках между первыми скважинами бурят скважины второй степени уплотнения, причем при каждой степени уплотнения площадь равномерно покрывают скважинами.

Возможны два способа сгущения скважин. В первом случае скважины второй степени уплотнения закладывают в центре треугольников, образуемых скважинами первой степени уплотнения (рис. 8.18).

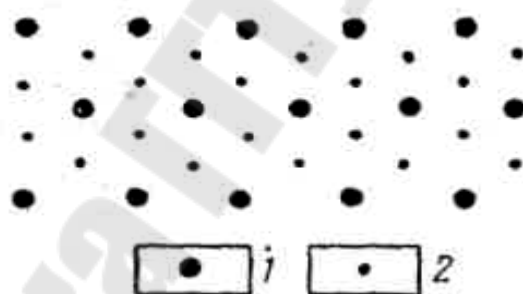


Рис. 8.18. Первый вариант сгущения скважин:  
1 – скважины первой степени уплотнения;  
2 – скважины второй степени уплотнения

В целом на площади при первом способе на одну скважину первой степени уплотнения приходится две скважины второй степени уплотнения. При втором способе скважины второй степени уплотнения располагают точно посередине между скважинами первой степени уплотнения (рис. 8.19). В целом на площади при втором способе на одну скважину первой степени уплотнения приходится три скважины второй степени уплотнения.



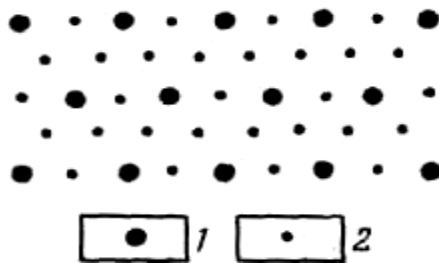


Рис. 8.19. Второй вариант сгущения скважин:  
 1 – скважины первой степени уплотнения;  
 2 – скважины второй степени уплотнения

При ползущей системе первые скважины располагают в одном и том же ряду или в одной группе, а последующие ряды или группы скважин размещают в определенном заданном направлении, строго ориентированном по отношению к структурным элементам пласта.

Выделяют следующие ползущие системы (рис. 8.17): 1) «вниз по падению», когда ряды или группы скважин последовательно двигаются в направлении падения пласта; 2) «вверх по восстанию», когда ряды или группы скважин последовательно двигаются в направлении восстания пласта; 3) «по простиранию», когда первую группу скважин закладывают вкрест простирания пласта, а дальнейшие группы скважин задают в направлении простирания пласта.

Опыт разработки залежей нефти при равномерной сетке скважин без поддержания давления показал, что при одном и том же уплотнении пласта скважинами наибольшая отдача достигается при применении сплошной системы разработки. Отдача нефти при ползущей системе уменьшается. Наименьшая отдача получается при сгущающейся системе.

#### *Системы размещения скважин рядами*

Различие в системах разработки, основанных на заложении скважин рядами, можно установить, сопоставляя их по отдельным элементам (рис. 8.20). По форме рядов системы разделяются на две группы: с незамкнутыми рядами и с замкнутыми (кольцевыми) рядами.

Необходимость применения систем с незамкнутыми рядами возникает при разработке залежей нефти тектонически, литологически и стратиграфически экранированного типов. На рис. 8.21 показан пример размещения скважин на залежах нефти майкопского заливообразного типа. Ряды скважин закладывают параллельно начальному контуру воды.

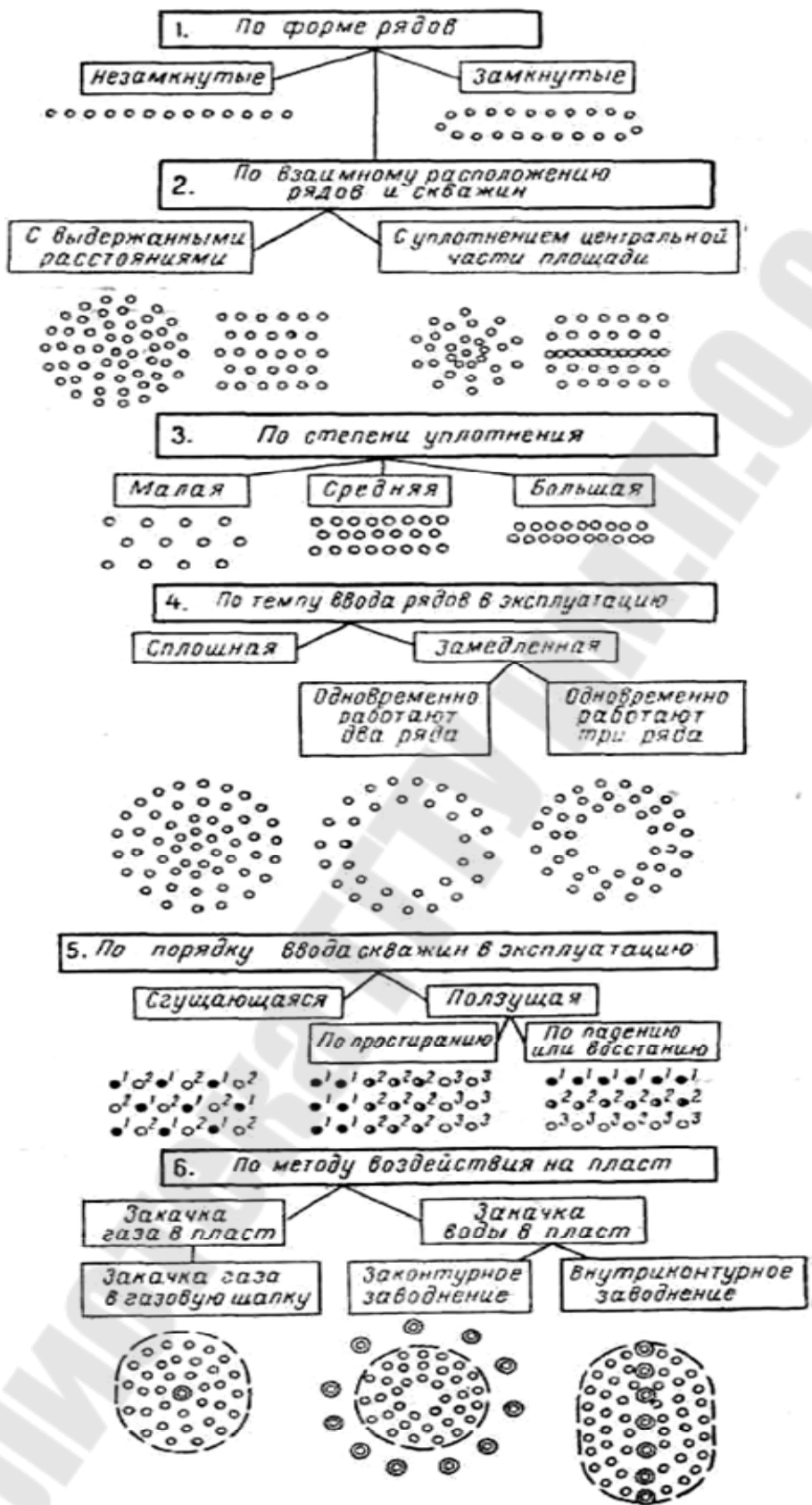


Рис. 8.20. Схема систем размещения скважин рядами

Незамкнутые ряды скважин можно применять также на залежах нефти с водонапорным режимом, когда они приурочены к очень узким антиклинальным складкам, и когда достаточно заложить 1–3 ряда скважин вдоль оси.

Нефтяные залежи пластового типа, приуроченные к обычным антиклинальным складкам и платформенного типа структурам, при хорошей проницаемости коллекторов разрабатывают замкнутыми (кольцевыми) рядами, расположенными вдоль начального контура воды.

По взаимному расположению рядов и скважин в рядах различают системы с выдержанными расстояниями и с невыдержанными расстояниями. При первой системе на всех участках сохраняются одинаковые расстояния между рядами и между скважинами. Но сами расстояния между рядами и между скважинами обычно выбирают неодинаковыми, что обуславливается наличием взаимовлияния скважин. Эксплуатация каждого ряда скважин вызывает определенное понижение пластового давления, причем, чем плотнее расставлены скважины в ряду, тем больше происходит снижение давления.

Поэтому, когда желают увеличить расстояния между рядами скважин, для того чтобы давление доходило до внутренних рядов, увеличивают расстояние между скважинами в рядах, причем тем больше, чем больше находится в одновременной эксплуатации рядов скважин.

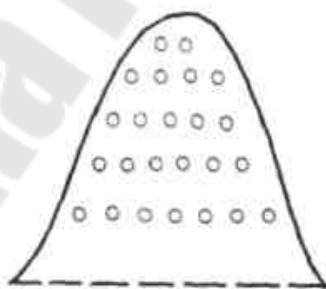


Рис. 8.21. Расстановка скважин на залежи нефти майкопского заливообразного типа

Применение систем с невыдержанными расстояниями обуславливается характерными особенностями разработки при водонапорном или упруговодонапорном режимах.

На рис. 8.22 представлены последовательные этапы разработки узкой залежи нефти, имеющей наступающий контур краевой воды

с двух сторон, при пяти одновременно эксплуатируемых рядах скважин (рис. 8.22, I). На втором этапе обводнившиеся наружные (первые) ряды скважин выключают из эксплуатации, остаются три ряда скважин. Это обстоятельство позволяет уплотнить средний ряд скважин, находящийся под воздействием напора краевой воды с двух сторон, обеспечив при этом высокие дебиты (рис. 8.22, II). На третьем этапе после обводнения скважин вторых рядов остается в эксплуатации только один центральный (третий) ряд, находящийся под воздействием напора краевой воды с двух сторон. Это позволяет уплотнить дополнительно скважины в этом ряду на последнем этапе разработки и обеспечить повышенный отбор жидкости (рис. 8.22, III).

На узких залежах нефти все ряды скважин можно вводить в эксплуатацию одновременно, т. е. может быть использована сплошная система разработки.

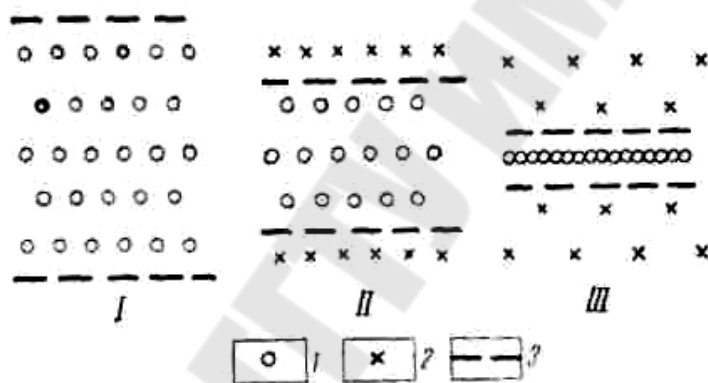


Рис. 8.22. Этапы разработки узкой залежи нефти:  
1 – эксплуатируемые скважины; 2 – обводнившиеся скважины; 3 – контур воды

### *Выбор системы размещения скважин в зависимости от геологических условий*

Для того чтобы система способствовала увеличению нефтеотдачи пластов, необходимо, чтобы она в наибольшей степени учитывала природные условия нефтяного месторождения (соответствовала особенностям геологического строения месторождения).

При выборе одной из указанных систем размещения скважин основное значение имеют форма и величина залежи нефти и особенно физико-геологические параметры пласта, которые влияют на возможность создания эффективного режима разработки пласта.

Залежи нефти пластового типа, а также ограниченные вследствие изменчивости литологического состава или обусловленные стра-

тиграфическим несогласием, в случае, когда они характеризуются большой продуктивностью и хорошей проницаемостью и когда при разработке их за счет природных условий или принятых мер по поддержанию пластового давления может быть сохранен напорный режим, рекомендуется разрабатывать рядами скважин, закладываемых параллельно контуру нефтеносности при водонапорном режиме или контуру газоносности при газонапорном режиме.

Однако залежи нефти массивного типа, подстилаемые по всей площади подошвенной водой, даже при наличии водонапорного режима рекомендуется разрабатывать равномерной сеткой скважин; таким же образом рекомендуется разрабатывать сводовые нефтегазовые залежи.

Залежи нефти любых типов с плохой проницаемостью коллекторов, при эксплуатации которых неизбежно проявляется режим растворенного газа, также разрабатывают равномерной сеткой скважин.

На некоторых залежах платформенного типа, характеризующихся наличием обширных водонефтяных или подгазовых частей, возникает необходимость применять различные системы размещения скважин. Водонефтяные и подгазовые части залежи более целесообразно разрабатывать равномерной сеткой скважин, тогда как на основной чисто нефтяной части залежи скважины следует размещать рядами. Так как эти системы очень трудно сопрягаются при наличиидвигающегося водонефтяного контакта, то рекомендуется обширные водонефтяные зоны мощных изотропных пластов отрезать от основной площади рядом нагнетательных скважин, выделяя их для самостоятельной разработки равномерной сеткой скважин. Сопряжение двух систем разработки на основной и подгазовой частях залежи может быть достигнуто при неподвижном газонефтяном контакте. При разработке сводовых нефтегазовых залежей, характеризующихся наличием в разрезе выдерживающихся по площади непроницаемых прослоев и довольно значительными углами наклона пласта, расстояние между скважинами по линии направления падения пласта может быть уменьшено тем больше, чем больше угол падения пласта, что позволит более равномерно дренировать пласт.

Для обеспечения долговечности первых скважин их следует располагать на достаточном расстоянии от контуров воды или газа. При недостаточной разведанности контуров может применяться система, ползущая одновременно вниз по падению и вверх по восстанию пласта от среднего ряда скважин, заложенных на крыле структуры.

Система, ползущая по простиранию пород, требует лучшей разведанности контуров нефтеносности и газоносности, чем система, ползущая вниз по падению или вверх по восстанию. Но вместе с тем при бурении скважин в быстрый срок (полтора–два года) эта система дает наибольший эффект, приближающийся к эффекту при сплошной системе разработки.

Система, ползущая от разведанной части пласта к неразведанной без относительно его структурных элементов, является нерациональной, и применение ее недопустимо.

Сгущающаяся система разработки в условиях режима растворенного газа применяется в тех случаях, когда при сложном геологическом строении вследствие тектонических нарушений или сильной литологической изменчивости коллекторов образуются отдельные непродуктивные участки. В подобном случае бурение скважин по сплошной или ползущей системам может привести к получению большого процента неудачных скважин.

При сгущающейся же системе разработки при бурении скважин первой степени уплотнения уточняется геологическое строение пласта, устанавливается положение продуктивных и непродуктивных участков, что дает возможность более обоснованно расположить скважины второй степени уплотнения в пределах продуктивных участков.

Следует отметить разницу в эффективности замедленных систем разработки в условиях вытеснения нефти водой и в условиях режима растворенного газа.

При разработке в условиях законтурного или внутриконтурного заводнения, а также в условиях эффективного напора пластовых вод на первом этапе разработки, когда вводятся в эксплуатацию первые первоочередные ряды, разбуривание скважин можно производить как по ползущей, так и по сгущающейся системам разработки. Необходимо подчеркнуть, что влияние этих систем при дальнейшем поддержании давления сказывается только в течение первых лет разработки, пока поток жидкости в пласте еще не установился.

Ползущие системы более удобны для буровиков, так как разбуриваемые участки сразу заполняются скважинами до запроектированного уплотнения. Однако эти системы требуют очень хорошей разведанности контуров нефти и воды и до момента, пока не начало сказываться в значительных размерах поддержание давления, обуславливают необходимость довольно значительного ограничения дебитов скважин.

Сгущающаяся система более удобна в том отношении, что при ее осуществлении производится детальная разведка разбуриваемой полосы, что дает возможность более обоснованно расположить последующие скважины. При неравномерной проницаемости отдельных участков пласта желательно, чтобы расстояния между скважинами на них были различными. Сгущающаяся система позволяет выполнить это. Кроме того, дебиты скважин первой степени уплотнения значительно выше, чем при ползущей системе. Благодаря этому при одном и том же количестве пробуренных скважин начальная общая добыча нефти из скважин первой степени уплотнения при сгущающейся системе оказывается значительно выше, чем при ползущей [12].

*Влияние плотности размещения скважин и темпа разбуривания залежи на коэффициенты охвата и вытеснения*

В ряде случаев достигаемый конечный коэффициент охвата тесно связан с плотностью размещения скважин. В частности, при разработке залежей, подстилаемых подошвенной водой, происходит образование конуса воды около каждой скважины. Благодаря этому в конечной стадии разработки раздел между заводненной частью залежи и оставшейся вне воздействия представляет собой сложную поверхность. Около эксплуатационных скважин эта поверхность достигает кровли пласта, а в промежутках между скважинами понижается (рис. 8.23). Следовательно, в верхней части пласта остается целик нефти с наибольшей нефтенасыщенной мощностью вдали от скважин.

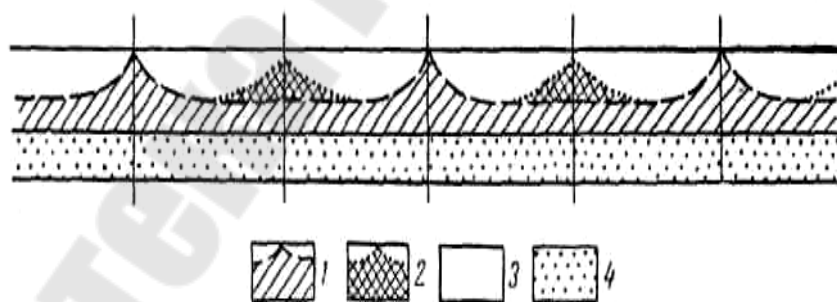


Рис. 8.23. Объем залежи, заводняемый подошвенной водой, при различном уплотнении скважин:

- 1 – объем, охваченный водой с помощью скважин первой степени уплотнения; 2 – дополнительный объем, охваченный водой с помощью скважин второй степени уплотнения;
- 3 – нефтенасыщенная часть пласта, не охваченная процессом вытеснения водой; 4 – водоносная часть пласта

Если в промежутках между скважинами пробурить дополнительные скважины второй степени уплотнения, то каждая скважина увеличит объем заводненной части пласта. Таким образом, ввод в эксплуатацию скважин второй степени уплотнения приводит к увеличению достигаемого к концу разработки коэффициента охвата.

Однако дополнительный объем, охватываемый водой за счет скважин второй степени уплотнения, значительно уступает объему, охватываемому водой при помощи скважин первой степени уплотнения.

Если после этого пробурить еще серию скважин третьей степени уплотнения, то это также увеличит охват процессом, но дополнительный объем заводненной части пласта значительно уступит дополнительному заводненному объему пласта за счет скважин второй степени уплотнения.

Тесная связь конечной нефтеотдачи с плотностью сетки скважин имеется при гравитационном режиме со свободным зеркалом нефти. Основным условием существования этого режима является плохая проницаемость коллектора или очень пологое залегание пласта. При этих условиях нефть притекает к каждой скважине из ограниченной площади, расположенной вокруг каждой скважины, образуя свободную поверхность нефти в пласте, определяющуюся на конечной стадии эксплуатации линией так называемого естественного откоса (название линии дано по аналогии «сыпучими телами»).

Уплотняющие скважины, пробуренные в промежутках между существующими, вскроют пласт с повышенными уровнями нефти, и за счет их эксплуатации будет добыто дополнительно некоторое количество нефти.

Таким образом, при этом режиме вся площадь залежи вовлекается в процесс, но часть объема пласта (в подошве) остается не охваченной им. При увеличении уплотнения скважин коэффициент охвата возрастает, однако не может достигнуть 100 %.

Более сложная картина наблюдается при режиме растворенного газа. При этом режиме в процессе эксплуатации вокруг каждой скважины образуются местные воронки депрессии давления, которые постепенно по мере отбора жидкости и газа из данной скважины расширяются до тех пор, пока воронки соседних скважин не сомкнутся (рис. 8.24).



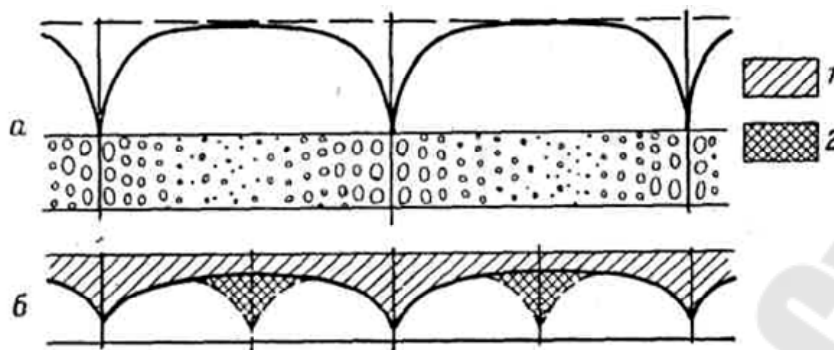


Рис. 8.24. Объем залежи, охваченный скважинами в условиях режима растворенного газа при различном уплотнении:  
 1 – объем, охваченный скважинами первой степени уплотнения;  
 2 – дополнительный объем, охваченный скважинами второй степени уплотнения

При снижении давления происходит выделение газа из нефти, причем газ, перешедший из растворенного состояния в свободное, начинает играть активную роль в вытеснении нефти из пласта.

После снижения воронок депрессии давления наступает момент, когда во всей залежи давление снижается ниже давления насыщения, и во всех частях залежи появляется свободный газ, т. е. наступает момент, когда весь объем залежи оказывается охваченным процессом, что соответствует коэффициенту охвата, равному 100 % (рис. 8.24, а).

Однако перешедший в свободное состояние газ распределяется в пласте весьма неравномерно. Наибольшее сечение свободный газ занимает вблизи забоя скважин, а чем дальше от скважин, тем меньше становится сечение пласта, занятое свободным газом.

Такое характерное размещение свободного газа и нефти свидетельствует о неравномерном вытеснении нефти из пласта.

Если разделить объем пласта на занятый свободным газом и занятый нефтью с растворенным еще в ней газом, то можно получить диаграмму, представленную на рис. 8.24, б. Из этой диаграммы следует, что наибольшее количество нефти вытеснено из зоны пласта, примыкающей непосредственно к скважине, а в промежутках между скважинами сохраняется весьма высокая нефтенасыщенность пласта.

Если не рассматривать абсолютной величины остаточной нефтенасыщенности пласта, то можно установить сходство в изменении нефтенасыщенности пласта в случаях, изображенных на рис. 8.23 и 8.24, б, а именно – возрастание остаточной нефтенасыщенности во все стороны от скважин.

Можно отметить еще одно сходство. Скважины второй и третьей степеней уплотнения в условиях режима растворенного газа также дополнительно извлекают из пласта некоторое количество нефти (на рис. 8.24, б дополнительно извлекаемые запасы нефти показаны пунктиром).

Но вместе с этим здесь имеется и некоторое различие. Так, в условиях вытеснения нефти водой одну и ту же суммарную добычу нефти можно получить независимо от времени ввода в эксплуатацию скважин второй и третьей степеней уплотнения. В случае более раннего ввода скважин второй и третьей степеней уплотнения ими будет добыто больше нефти и соответственно меньше добыто скважинами первой степени уплотнения. При режиме растворенного газа, как показала практика разработки, суммарное количество добываемой нефти (т. е. достигаемый конечный коэффициент нефтеотдачи) находится в тесной связи с временем ввода в эксплуатацию скважин второй и третьей степеней уплотнения. Наибольшее количество нефти добывают в том случае, когда последующие скважины вводят настолько быстро, что воронки депрессии давления уже введенных скважин не успевают распространиться на зоны пласта, где располагаются последующие скважины. При запаздывании ввода последующих скважин они имеют сниженные начальные пластовое давление и дебит нефти, а также повышенный газовый фактор. В связи с этим суммарная добыча этих скважин снижается и тем больше, чем позже вводят скважину в эксплуатацию, а вместе с этим уменьшается и суммарная добыча из пласта в целом.

Аналогичные результаты получены и в том случае, когда ввод скважин в эксплуатацию осуществлялся последовательно в одном определенном или нескольких направлениях (при ползущей системе разработки). Чем быстрее вводят скважины, тем выше в них начальное пластовое давление и начальный дебит нефти, а вместе с этим и суммарная добыча нефти, как из последующих скважин, так и из пласта в целом.

Разработку нефтяного пласта при режиме растворенного газа следует осуществлять по системе сплошной или ползущей, приняв в последнем случае все меры к тому, чтобы ввести скважины в эксплуатацию в наиболее сжатые сроки.

В условиях вытеснения нефти краевой или нагнетаемой в пласт водой влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу сказывается менее значительно.

В условиях однородного пласта при вытеснении нефти водой к эксплуатационным скважинам в пласте образуются застойные зоны, в которых формируются целики нефти. Особенно значительные целики нефти формируются между скважинами центрального стягивающего ряда, причем их размеры тесно связаны с расстоянием между скважинами в этом ряду.

Значительно меньшие целики формируются позади каждой эксплуатационной скважины внешних рядов. Однако они легко ликвидируются при своевременном выключении скважин при их обводнении.

Одним из путей, предложенных для повышения коэффициента охвата в описанных условиях, является уплотнение скважин центрального ряда, к которому стягивается нефть. Так, сокращение расстояния между скважинами центрального ряда с 400 до 200 м при доведении обводненности скважин до 98 % приводит к уменьшению целиков нефти между скважинами этого ряда с 1,54 до 0,31 га.

Таким образом, в случае однородного пласта в условиях вытеснения нефти водой на величину коэффициента охвата оказывает влияние только плотность размещения скважин центрального ряда. Путем уплотнения скважин только этого ряда можно повысить коэффициент охвата.

Однако коэффициент охвата можно повысить и другим способом, а именно – путем закачки воды в конечной стадии разработки в скважины центрального ряда, нагнетая воду через одну скважину и продолжая эксплуатировать промежуточные скважины. При этом мероприятии отпадает необходимость уплотнения скважин и вместе с этим обеспечивается более высокий коэффициент охвата.

В условиях внутриконтурного заводнения целики нефти могут формироваться на линии нагнетания в промежутках между нагнетательными скважинами. Однако образование целиков нефти можно предотвратить путем специального разрезания залежи нефти водой. Для этого необходимо организовать закачку воды вначале не во все скважины, а в половину скважин через одну, и одновременно в промежуточных скважинах проводить интенсивный отбор жидкости. Это создаст условия для преимущественного движения воды по линии нагнетания от нагнетательных скважин к интенсивно эксплуатирующимся скважинам. После обводнения промежуточных скважин в них организуют закачку воды.

Неоднородность пласта, особенно его прерывистость, осложняет движение жидкости в нем и приводит к образованию новых застой-

ных участков, на которых при движении фронта воды формируются целики нефти.

Неоднородность пласта затрудняет воздействие на него процесса вытеснения нефти, и для того чтобы этим процессом был охвачен весь объем нефтяного пласта, необходимо осуществлять регулирование эксплуатации в течение всего времени разработки. Это, в свою очередь, требует специального контроля за разработкой и анализа полученных результатов [12].

*Условия рационального применения разреженных сеток эксплуатационных скважин*

Проблема разрежения сеток эксплуатационных скважин с точки зрения разработки сводится к двум основным задачам:

1) получению при редких сетках скважин высокого уровня добычи нефти;

2) обеспечению при редких сетках скважин высокой нефтеотдачи.

Новые методы интенсификации добычи нефти с помощью увеличения градиента давления в пласте позволяют эффективно решить первую задачу при разреженной сетке скважин в различных геологических условиях. При увеличении градиента давления в пласте происходит рост дебитов скважин, что дает возможность сократить количество скважин при сохранении того же уровня добычи нефти.

При решении второй задачи учтены характерные черты процесса вытеснения нефти водой, связанные со специфическими особенностями нефти как жидкого полезного ископаемого.

Как бы ни размещали скважины на нефтяной залежи, выработка запасов нефти происходит только в зоне продвижения воды, т. е. на периферии залежи (рис. 8.25). Хотя нефть при покрытии всей нефтяной площади скважинами внутри залежи движется, запасы нефти на не охваченной водой площади не изменяются, т. е. в условиях вытеснения нефти водой выработки запасов нефти внутри нефтяной площади не происходит.

Уже на сравнительно небольшом расстоянии от ряда эксплуатационных скважин жидкость по пласту движется так равномерно, как если бы вместо ряда скважин была образована в пласте галерея. В неоднородном пласте, характеризующемся чередованием плохо проницаемых участков с хорошо проницаемыми, автоматически происходит увеличение градиентов давления на участках с ухудшенной проницаемостью, что несколько выравнивает движение фронта воды по пласту.

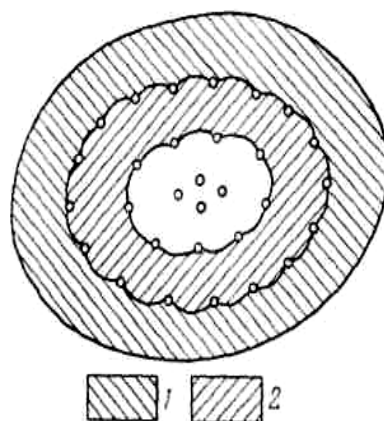


Рис. 8.25. Схема выработки залежи нефти с краевыми водами:

- 1 – часть залежи, вырабатываемая на первом этапе;  
2 – часть залежи, вырабатываемая на втором этапе

В целом интенсивность выработки запасов тесно связана с общим уровнем отбора жидкости из пласта, причем не зависит от степени уплотнения эксплуатационных скважин внутри нефтяной площади.

Несколько иные черты приобретает процесс на заводняемой площади. Здесь после прохождения фронта воды вследствие неоднородности пласта как по разрезу, так и по площади образуются целики нефти. Целики нефти образуются и вследствие разнообразия линий тока при эксплуатации нефтяного пласта скважинами.

Ясно, что чем больше образуется целиков, тем больше потери запасов нефти, поэтому борьба с образованием целиков нефти и организация их ликвидации имеют существенное значение в достижении высокого коэффициента нефтеотдачи.

Проведенными исследованиями установлено, что основными мероприятиями по вытеснению из целиков нефти являются изменение направления потока жидкости в пласте и бурение в необходимых случаях дополнительных скважин с наиболее целесообразным их расположением на целике нефти. Так, нефть из целиков, образовавшихся между скважинами стягивающего ряда, может быть быстро вытеснена при организации закачки воды в половину скважин центрального ряда (через одну скважину) с отбором нефти через другую половину скважин.

Для вытеснения нефти из линз необходимо иметь как минимум две скважины, наиболее целесообразно расположенные, причем одна должна быть эксплуатационной, а вторая – нагнетательной.

Таким образом, совершенно неправильно связывать получение высокой отдачи в условиях вытеснения нефти водой только с плотной сеткой скважин. Для достижения высокой нефтеотдачи необходимы целесообразное размещение скважин на пласте и определенное направление потоков жидкости. В условиях неоднородного пласта размещение скважин должно быть неравномерным, с учетом характерных особенностей строения пласта.

Разработку нефтяных залежей в условиях вытеснения нефти водой рекомендуется проводить в следующем порядке. В первый период разработки, когда имеется обширная чисто нефтяная площадь, разработку осуществлять редкой равномерной сеткой скважин. Количество скважин, а следовательно, и их уплотнение надо устанавливать, исходя из необходимости обеспечить заданную добычу нефти, причем при применении методов интенсификации добычи нефти путем увеличения градиента давления в пласте допустимо значительное уменьшение числа скважин на чисто нефтяной части площади при условии рационального распределения давления в пласте и при более или менее равномерном размещении эксплуатационных скважин вдоль наступающего фронта воды.

На втором этапе, когда продвинувшаяся вода захватит большую часть площади, после проведения соответствующего комплекса исследовательских работ должно быть уточнено местоположение сформировавшихся целиков нефти как в тупиковых и застойных зонах, так и в отдельных плохо проницаемых прослоях, а также изолированных линзах. Это позволит наиболее целесообразно разместить дополнительные эксплуатационные и нагнетательные скважины из числа резервных и переместить нагнетание воды так, чтобы обеспечить при минимальном числе скважин наиболее полный охват процессом вытеснения нефти водой всего объема пор нефтеносного пласта.

Этим путем будет достигнута высокая нефтеотдача при минимальных капиталовложениях и в то же время будут обеспечены необходимые условия добычи нефти.

Разрежение сеток скважин дает возможность также вводить в разработку нефтяные залежи при меньшей степени их разведанности. Переложение некоторых задач разведки на эксплуатационное бурение является очень важным мероприятием, так как на каждое месторождение в этом случае затрачивается меньший объем разведочного бурения, что позволяет при том же объеме бурения в целом разведать большее число месторождений. В общем итоге обеспечиваются более высокие темпы прироста разведанных запасов нефти и добычи нефти.

При вводе в разработку месторождений с меньшей степенью разведанности необходимо, конечно, учитывать, что какая-то часть эксплуатационных скважин может оказаться непродуктивной. Не исключено, что положенное в основу системы разработки представление о геологическом строении, нефтяной залежи не подтвердится после ее разбуривания, и запроектированная система разработки окажется неудовлетворительной. Получение некоторого количества непродуктивных скважин является обоснованным. Учитывая, что при принятой методике часть задач промышленной разведки переносится на эксплуатационные скважины, получение непродуктивных скважин в данном случае тесно связано с обычным оправданным риском при проведении разведочных работ. Наблюдаемый же в результате внедрения нового метода работ описанный выше эффект во много раз перекрывает убытки, связанные с получением непродуктивных скважин из числа эксплуатационных.

В описанном случае выявляется особая целесообразность предусмотренного отнесения части скважин в резерв. Путем бурения резервных скважин система разработки в последующем может быть приведена в полное соответствие с уточненным геологическим строением нефтяной залежи. Таким образом, в тех случаях, когда представление о геологическом строении может не подтвердиться, нефтяную залежь следует разбуривать по наиболее редкой сетке с тем, чтобы больше скважин отнести в резерв.

Подобные случаи могут произойти при слабой разведанности залежи и при сложном ее строении, т. е. в условиях сильной неоднородности пласта, при наличии дизъюнктивных нарушений, при некоторой волнистости полого залегающего пласта и др.

Для обеспечения высокой нефтеотдачи при такой системе необходимо:

а) осуществлять в процессе разработки залежи нефти комплекс исследовательских работ, в котором большое значение имеют геолого-разведочные работы, проводимые с целью наиболее детального изучения строения нефтяного пласта, физических свойств и их изменения, как по разрезу, так и по площади, а также выявления формирующихся целиков нефти после прохождения фронта воды;

б) предусматриваемые в проектах резервные скважины бурить с целью ликвидации сформировавшихся целиков нефти; заложение каждой скважины должно быть тщательно обосновано и проводиться

в комплексе с другими мероприятиями: изменением направления потоков жидкости в пласте на отдельных участках, переводом отдельных скважин в нагнетательные и т. п.;

в) регулировать эксплуатацию нефтяной залежи с учетом изменения нефтенасыщенности пласта на отдельных участках.

### **8.5. Характеристика технологических и экономических показателей разработки**

При составлении проектов и технологических схем разработки на основе выбранной системы разработки по каждому рассматриваемому варианту определяются технологические и экономические показатели. Данные показатели тесно связаны между собой и их совокупность носит название технико-экономических:

1. *Месячная и годовая добыча нефти*  $Q_n^M$ ,  $Q_n^Г$  – основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам данного объекта соответственно за месяц и за год. Эти показатели определяются суммированием добытой нефти из всех добывающих скважин за соответствующий период. Характер изменения во времени этих показателей зависит от величины запасов объекта, свойств пласта и насыщающей его нефти, от систем и технологии разработки (рис. 8.26).

2. *Месячная и годовая добыча жидкости*  $Q_{ж}^M$ ,  $Q_{ж}^Г$  – суммарная добыча нефти и воды соответственно за месяц и за год. В начальный период разработки из залежи добывают безводную нефть. На месторождениях, разрабатываемых при водонапорном или упруговодонапорном режимах, а также путем закачки воды для ППД, в дальнейшем скважины постепенно начинают обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти (рис. 8.26.)

3. *Добыча газа*. Этот показатель зависит от содержания растворенного газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте и наличия газовой шапки. При разработке месторождения с поддержанием пластового давления выше давления насыщения газовый фактор остается неизменным, и поэтому объем добываемого газа можно определять как произведение объема добытой нефти на величину пластового газового фактора. Если же в процессе разработки пластовое давление будет ниже давления насыщения, то газовый фактор вначале увеличивается, достигает максимума, а затем уменьшается.



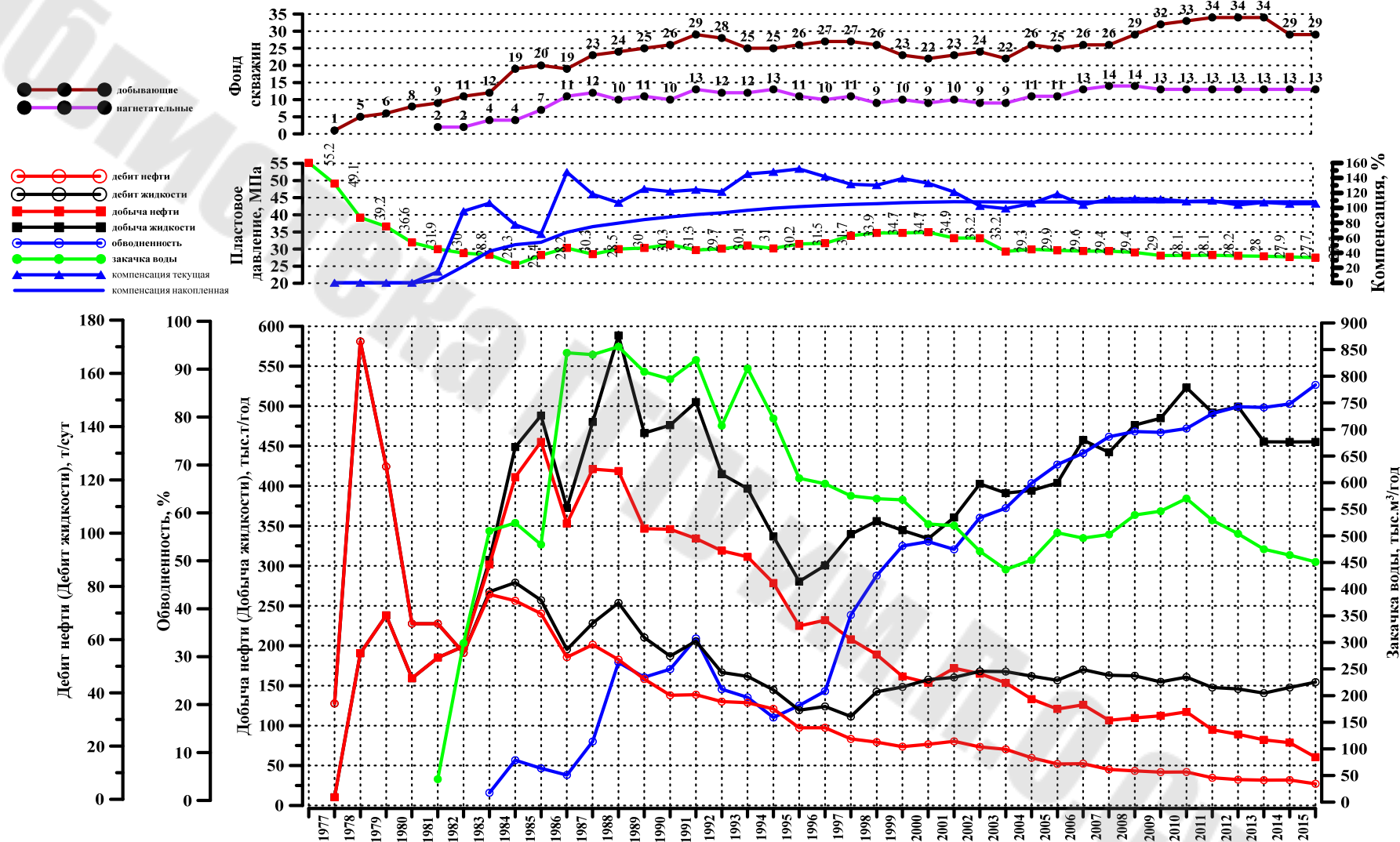


Рис. 8.26. График разработки межсоловой залежи Южно-Сосновского месторождения

4. *Обводненность добываемой продукции.* Она определяется как средний показатель за каждый месяц и за каждый год для каждой добывающей скважины и по залежи в целом. Размерность ее – доли единиц или % (рис. 8.26). Величина обводненности добываемой продукции численно равна отношению добытой воды к добытой жидкости за соответствующий период:

$$B = \frac{Q_B}{Q_{\text{ж}}} = \frac{Q_B}{Q_H + Q_B}. \quad (8.3)$$

Во времени величина обводненности в процессе разработки изменяется от 0 до 100 %. Характер обводнения скважин и залежи в целом зависит от многих факторов; прежде всего, от отношения вязкости нефти к вязкости вытесняющей воды  $\mu_0 = \frac{\mu_H}{\mu_B}$  и послойной неоднородности пласта. С увеличением вязкости пластовой нефти и степени неоднородности пласта сокращается период безводной добычи нефти, увеличивается темп роста обводненности добываемой продукции. Обводненность может служить показателем эффективности разработки пласта.

5. *Накопленная или нарастающая добыча нефти  $Q_H^{\text{нак}}$*  определяется суммированием годовой добычи нефти из залежи за все предшествующие годы разработки. Она в начальный период разработки интенсивно растет, а по мере обводнения скважин темп роста нарастающей добычи нефти снижается.

6. *Коэффициент извлечения нефти.* Часто употребляют термин «коэффициент нефтеотдачи пласта». КИН – это основной показатель, отражающий технологическую эффективность разработки нефтяного месторождения.

Он зависит от многих факторов: геологического строения залежи, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, технологии и системы разработки.

Различают фактический и прогнозный КИН. Фактический КИН определяется как доля извлеченной нефти от вовлеченных в разработку начальных балансовых запасов нефти  $Q_6$ :

$$\eta = \text{КИН} = \frac{Q_H}{Q_6}, \quad (8.4)$$

где  $Q_H$  – добыча нефти с начала разработки.

Прогнозный КИН рассчитывают при составлении технологических схем разработки. Обычно представляют его в виде произведения коэффициентов вытеснения  $K_{\text{выт}}$  и охвата пласта разработкой  $K_{\text{охв}}$ :

$$\eta = K_{\text{охв}} K_{\text{выт}}, \quad (8.5)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – отношение максимально возможного объема извлеченной нефти из участка залежи, охваченного воздействием закачиваемой водой, к первоначальным запасам таких участков;  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата залежи заводнением, показывает, какая доля нефтенасыщенного объема залежи подвергается вторжению воды и зависит, в первую очередь, от степени неоднородности коллектора.

7. *Начальные извлекаемые запасы нефти* относятся к прогнозным показателям. Численное значение НИЗ равно массе нефти, которая может быть извлечена из пласта за весь период разработки:

$$\text{НИЗ} = Q_0 \text{КИН}. \quad (8.6)$$

Наряду с абсолютными технологическими показателями добычи нефти используются следующие относительные, т. е. безразмерные показатели разработки:

8. *Темпы отбора нефти от НИЗ и текущих извлекаемых запасов* определяются как отношение годовой добычи нефти соответственно к НИЗ и ТИЗ; обычно выражается в процентах или в долях единицы:

$$z(t) = \frac{Q_H^r}{\text{НИЗ}}, \quad \varphi(t) = \frac{Q_H^r}{\text{ТИЗ}}. \quad (8.7)$$

Текущие извлекаемые запасы на конец года вычисляются путем вычитания накопленной добычи нефти к этому времени от НИЗ:

$$\text{ТИЗ}(t) = \text{НИЗ} - Q_H^{\text{нак}}. \quad (8.8)$$

Темп отбора нефти от НИЗ в начальный период разработки возрастает, затем, достигнув своего максимального значения, постепенно снижается.

9. *Коэффициент использования запасов нефти* определяется как отношение накопленного отбора нефти к НИЗ:

$$K_{\text{исп}}(t) = \frac{Q_H^{\text{нак}}}{\text{НИЗ}}. \quad (8.9)$$

Коэффициент использования запасов, по существу, это то же самое, что и накопленная добыча нефти. Отличие заключается лишь в том, что  $K_{исп}(t)$  – величина относительная, а накопленная добыча нефти является размерной величиной. При разработке месторождения методом искусственного поддержания пластового давления кроме вышеназванных используются следующие показатели:

10. *Закачка вытесняющих агентов (воды) годовая и накопленная.* По графикам изменения годовых объемов закачки воды, отбора нефти, обводненности продукции и среднего пластового давления можно оценить эффективность заводнения пластов.

11. *Компенсация отбора жидкости закачкой* определяется как отношение накопленной закачки воды к накопленной добыче нефти в пластовых условиях, %.

12. *Водонефтяной фактор (ВНФ)* определяется как отношение накопленной добычи воды к накопленной добыче нефти. Чтобы достичь одинакового значения КИН, на залежах вязких нефтей требуется закачивать в пласт больше объема воды по сравнению с залежью маловязкой нефти, т. е. один и тот же КИН достигается при различных значениях ВНФ.

Кроме указанных выше технологических показателей разработки также применяются данные показатели:

1) действующий фонд скважин добывающих и нагнетательных скважин;

2) средний дебит одной скважины по нефти и по жидкости за месяц;

3) месячная, годовая и накопленная добыча нефти из каждой скважины;

4) распределение давления в пласте (карта изобар) – строится по замерам пластового давления в скважинах. Оно характеризует энергетическое состояние разрабатываемого пласта;

5) давление нагнетания  $P_{уст}$  по скважинам;

6) забойное давление  $P_{заб}$  в добывающих скважинах;

7) распределение температуры в пласте;

8) среднее по залежи пластовое давление;

9) распределение скважин по способам эксплуатации.

К экономическим показателям разработки относятся:

– капитальные вложения;

– удельные капитальные вложения на добычу 1 т нефти;

– текущие затраты без учета затрат на амортизацию основных производственных фондов;

- эксплуатационные затраты, включающие затраты на амортизацию основных фондов;
- себестоимость продукции;
- прибыль;
- экономический эффект.

*Капитальные вложения* – затраты на создание новых, реконструкцию и расширение основных производственных фондов (строительство скважин, объектов сбора, подготовки и транспорта продукции, объектов по очистке технологической воды и средств по ее закачке в пласты по электроснабжению, автоматизации производственных процессов добычи и транспорта нефти и др.).

Эти вложения на 60–70 % определяются стоимостью строительства скважин.

Поэтому приближенно их оценивают по стоимости одной скважины с учетом коэффициента пропорциональности стоимости основных фондов и стоимости всех скважин. В проектах разработки капитальные вложения определяют по затратам на отдельные виды оборудования и затратам на строительно-монтажные работы, а также по нормативам капитальных вложений, принятым в отрасли.

*Удельные капитальные вложения* – отношение накопленных капитальных вложений к годовой добыче нефти. Различают удельные капитальные вложения на 1 т новой мощности, равные частному от деления капитальных вложений за некоторый период времени к расчетной добыче нефти из новых скважин за этот же период времени.

*Текущие затраты* определяются в основном числом скважин и зависят от объема текущей добычи нефти, воды и газа. От уровня добычи зависят затраты энергии на механизированную добычу, транспорт и первичную подготовку нефти. Сюда же входят затраты на эксплуатацию системы воздействия на пласт.

*Эксплуатационные затраты* – сумма затрат на амортизацию основных производственных фондов и текущих затрат.

*Себестоимость добычи нефти* – отношение эксплуатационных затрат к добыче нефти.

*Приведенные затраты* формируются из себестоимости добычи нефти и удельных капитальных вложений в виде:

$$S_{\text{пр}} = C_{\text{н}} + EK, \quad (8.10)$$

где  $S_{\text{пр}}$  – приведенные затраты, руб./т;  $C_{\text{н}}$  – себестоимость нефти, руб./т;  $E$  – нормативный коэффициент, руб./т;  $K$  – удельные капитальные вложения, руб./т.

Для сопоставления вариантов технологических схем разработки используют показатель годового экономического эффекта:

$$\mathcal{E} = (S_{\text{пр1}} - S_{\text{пр2}})A_2, \quad (8.11)$$

где  $\mathcal{E}$  – годовой экономический эффект, руб.;  $S_{\text{пр1}}$ ,  $S_{\text{пр2}}$  – приведенные затраты на единицу продукции, произведенные по базовой и рассматриваемой схемам и по технологии разработки, руб.;  $A_2$  – годовой объем добычи нефти, т.

*Производительность труда* – годовой объем добычи нефти или газа, приходящийся на единицу промышленно-производственного персонала, или стоимость валовой продукции на единицу промышленно-производственного персонала в единицу времени.

*Валовая продукция* нефтегазодобывающего предприятия определяется в денежном выражении произведением отпускной цены на нефть или газ на количество ее в единицу времени плюс стоимость прочих услуг.

*Прибыль* равна разнице между стоимостью сданной в единицу времени продукции и эксплуатационными затратами.

Используют и другие показатели, характеризующие эффективность деятельности предприятия. Определение комплекса экономических показателей регламентируется соответствующими инструкциями и методическими указаниями, принимаемыми в нефтяной и газовой отрасли.

## 8.6. Проведение гидродинамических расчетов основных показателей разработки

### *Гидродинамические расчеты при упругом режиме*

Основным признаком упругого режима является однофазность фильтрационного потока, т. е. превышение пластового давления над давлением насыщения. Упругий режим – это естественный режим истощения залежи.

Если упругие деформации считать квазилинейными и подчиняющимися закону Гука, полученному для однородного пласта, то можно записать:

$$\frac{\Delta V}{V} = \beta^* \Delta p, \quad (8.12)$$

или в дифференциальной форме:

$$\frac{\Delta V}{V} = \beta^* dp, \quad (8.13)$$

где  $V$  – объем упругого тела;  $p$  – пластовое давление;  $\beta^*$  – коэффициент упругости пласта (сжимаемость).

Сжимаемость нефти зависит от давления, температуры, фракционного состава нефти и количества растворенного в ней газа. Для месторождений нефти она изменяется в достаточно широких пределах – от  $7 \cdot 10^{-10}$  до  $140 \cdot 10^{-10}$  1/Па.

Сжимаемость пластовых вод изменяется в небольших пределах от  $2,7 \cdot 10^{-10}$  до  $5 \cdot 10^{-10}$  1/Па. При наличии растворенного газа в минерализованной воде ее сжимаемость будет равна:

$$\beta_{\text{вм}} = \beta_{\text{в}}(1 + 0,05S), \quad (8.14)$$

где  $\beta_{\text{в}}$  – упругость воды без растворенного газа;  $S$  – количество растворенного газа.

Виды упругого режима:

- замкнуто-упругий режим, который проявляется в замкнутых (изолированных от законтурной области) пластах;
- упруговодонапорный, который имеет место в залежах со значительной по размерам законтурной водоносной областью;

**Замкнуто-упругий режим.** Под упругим запасом залежи понимается количество нефти (флюида), которое может быть извлечено за счет упругих сил пласта и пластовых флюидов. Упругий запас определяется расширением нефти, воды и породы при снижении давления. Аналитически, согласно закону Гука, можно записать:

$$V_{\text{уз}} = \Delta V_{\text{ж}} + \Delta V_{\text{п}} = \Delta V_{\text{п}}(m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}})\Delta p = V_{\text{п}}\beta^*\Delta p, \quad (8.15)$$

где  $\beta_{\text{ж}}$ ,  $\beta_{\text{с}}$  – коэффициент сжимаемости жидкости и скелета породы;  $V_{\text{п}}$  – геометрический объем пласта;  $\Delta p$  – снижение пластового давления [16].

Наиболее полно теория упругого режима разработана В. Н. Щелкачевым.

При разработке нефтяных месторождений на упругом режиме выделяют две фазы. Первая фаза существует до тех пор, пока возмущение от пуска скважины в работу не достигнет контура нефтеносности (т. е. когда  $p_{\text{к}} = \text{const}$ ). Длительность этой фазы равна:

$$t_1 = \frac{R_k^2 - r_c^2}{4\chi}. \quad (8.16)$$

Положение границы области пониженного давления оценивают по формуле Э. Б. Чекалюка:

$$R(t) = r_c + \sqrt{\pi\chi t}. \quad (8.17)$$

Распределение давления в приведенной области влияния скважины можно определять с использованием многих формул.

Формула Дюпюи:

$$p_0 - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_{пр}}{r_c}, \quad (8.18)$$

где  $r_{пр} = 2\sqrt{\chi t}$  по И. А. Чарному.

Формула А. М. Пирвердяна:

$$p_0 - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_{пр}}{r_c} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(1 - \frac{r_{пр}}{r_c}\right), \quad (8.19)$$

где  $r_{пр} = 12\sqrt{\chi t}$ .

Формула Г. П. Гусейнова:

$$p_0 - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_{пр}}{r_c} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(1 - \frac{r_c^2}{r_{пр}^2}\right), \quad (8.20)$$

где  $r_{пр} = 8\sqrt{\chi t}$ .

Упрощенная основная формула упругого режима:

$$p_0 - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (8.21)$$

где  $p_0$  – начальное пластовое давление;  $p_c$  – давление на забое добывающей скважины;  $r_{пр}$  – приведенный радиус скважины.

Сопоставление результатов расчетов по указанным формулам, сделанное В. Н. Щелкачевым, показало, что наилучшие результаты дает упрощенная основная формула упругого режима, которая справедлива для бесконечного пласта.

Вторая фаза начинается с момента понижения давления на контуре нефтеносности. Изменение давления во второй фазе упругого режима можно определить по нескольким формулам.



Формула И. А. Чарного для определения давления на стенке скважины и на контуре нефтеносности (или непроницаемой границе):

$$p_c = p_0 - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{4\chi}{r_c^2} t_1 + 1\right) + \frac{q\mu}{\pi kh} \frac{\chi t}{R_k^2 - r_c^2}; \quad (8.22)$$

$$p_k = p_0 - \frac{q\mu}{\pi kh} \ln \frac{\chi t}{R_k^2}, \quad (8.23)$$

где  $p_0$  – начальное пластовое давление;  $q$  – установившийся дебит скважины;  $k$  – проницаемость пласта;  $h$  – толщина пласта;  $R_k$  и  $r_c$  – радиусы контура нефтеносности и скважины соответственно;  $\chi$  – коэффициент пьезопроводности пласта;  $t_1$  – продолжительность первой фазы.

При расчетах пластового давления и дебита скважин для месторождения в целом пользуются понятием укрупненной скважины. Радиус такой скважины равен:

$$R_{ук} = \sqrt{\frac{F}{N}}, \quad (8.24)$$

где  $F$  – площадь месторождения;  $N$  – число скважин.

В расчетах для укрупненной скважины, когда  $\frac{R_k}{r_c} < 1,5 \div 2$  пользоваться строгой гидродинамической формулой нельзя и следует использовать формулы М. Маскета, А. Хупера, А. Ван Эвердингена, У. Херста. Так, давление на забое добывающей галереи (контуре нефтеносности), работающей с постоянным дебитом, можно определить по формуле М. Маскета:

$$p_c(t) = p_0 - \frac{Q\mu_n}{2\pi kh} \bar{p}(\tau), \quad (8.25)$$

где  $\tau = \frac{\chi t}{r_c^2}$ .

Функция  $\bar{p}(\tau)$  подсчитана А. Ван Эвердингеном и У. Херстом для значений  $\tau = 1 \div \infty$ .

Для расчета дебита скважины в круговой залежи ограниченного пласта в период действия первой фазы упругого режима предпочтительнее пользоваться следующими формулами:

По формуле Э. Б. Чекалюка:

$$q^* = \frac{q}{2\pi kh(p_0 - p_c)} = \frac{1}{\ln(1 + \sqrt{\pi f_0})}, \quad (8.26)$$

где  $q^*$  и  $q$  – соответственно безразмерный и размерный дебиты скважины;  $f_0 = \frac{\chi t}{r_c^2}$  – параметр Фурье.

По формуле Б. А. Богачева:

$$q = \frac{4\pi kh(\ln f_0 - 1)(p_0 - p_c)}{\mu(\ln f_0)^2}. \quad (8.27)$$

Погрешность этой формулы не превышает 1,2 %.

Для расчета дебита в период действия второй фазы режима рекомендуется пользоваться формулой В. Н. Щелкачева (при  $R_k > r_c$  с точностью до 3–8 %):

$$q^* = \frac{q\mu}{2\pi kh(p_0 - p_c)} = \frac{e^{-\frac{2}{D}f_0}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (8.28)$$

где  $D = \ln \frac{R_k}{r_c} - 1$ .

**Упруговодонапорный режим (УВНР)** – наиболее распространенный режим в практике разработки нефтяных месторождений. Он может быть как искусственным, так и естественным. Искусственный УВНР на 98 % обеспечивается внутриконтурным заводнением, в том числе 10 % за счет площадного и избирательного.

подавляющее большинство объектов (~70 %) разрабатывается при плотности сетки скважин – 10–50 га/скв. На долю этих объектов приходится около 90 % добываемой за счет заводнения нефти. Наиболее распространенные сетки скважин – 20–30 га/скв.

Рассмотрим особенности естественного УВНР.

*Пуск скважины с постоянным дебитом* в круговой залежи неограниченного пласта. Перераспределение давления в пласте после пуска добывающей скважины можно рассчитать с помощью формулы, которая давно известна в математической физике, но для подземной гидродинамики впервые применена Тсейсом:

$$p_0 - p = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ \begin{aligned} & \ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772 + \frac{r^2}{4\chi t} - \frac{1}{4} \left( \frac{r^2}{4\chi t} \right)^2 + \\ & + \frac{1}{18} \left( \frac{r^2}{4\chi t} \right)^3 - \frac{1}{19} \left( \frac{r^2}{4\chi t} \right)^4 + \dots \end{aligned} \right\}, \quad (8.29)$$

где  $r$  – расстояние от скважины до точки с давлением  $p$ ;  $q$  – установившийся дебит скважины.

Используя понятие упрощенной интегральной экспоненциальной функции  $-Ei(-x)$ , получим:

$$p_0 - p = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( \frac{r^2}{4\chi t} \right) \right]. \quad (8.30)$$

*Пуск скважины с постоянным забойным давлением.* Дебит скважины и накопленную добычу можно определить по формулам М. Маскета (для галереи):

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} R_r^2 (p_0 - p_r) \bar{q}(\tau); \quad (8.31)$$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} R_r^2 (p_0 - p_r) \bar{Q}(\tau), \quad (8.32)$$

где  $R_r$  – радиус галереи;  $p_r$  – давление на галерее;  $\bar{Q}(\tau)$  и  $\bar{q}(\tau)$  – безразмерные функции дебита и накопленной добычи (табулированы У. Херстом, А. Ван Эвердингенем).

*Прогнозирование давления на контуре питания при упругом режиме в законтурной области.* Предполагается, что добыча жидкости во времени изменяется в соответствии с графиком (рис. 8.27).

Согласно теореме Дюамеля (криволинейную зависимость дебита во времени можно заменить ступенчатой ломаной линией, т. е. участками с постоянным дебитом), изменение давления на контуре питания будет определяться выражением

$$\Delta p_k(t) = p_0 - \frac{\mu}{2\pi kh} \int_0^\tau \frac{dq}{d\tau} f(1, \tau - \lambda) d\lambda, \quad (8.33)$$

где  $\tau$  – время с начала разработки;  $\lambda$  – время ступенчатого изменения дебита.

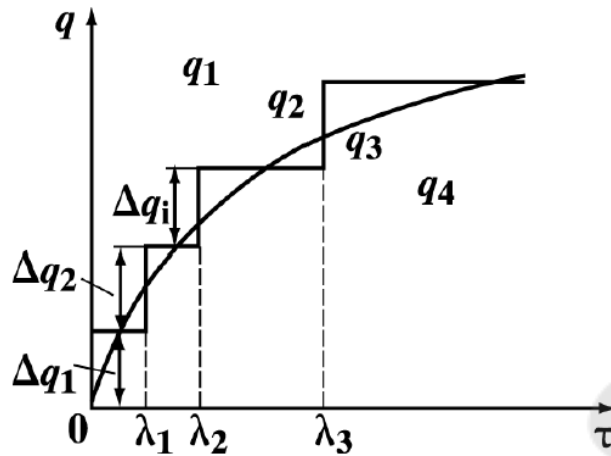


Рис. 8.27. Зависимость добычи жидкости во времени:  
 $\Delta q_i = \text{const}$  – прирост добычи жидкости

Характер внедрения воды в нефтяную залежь является типичным, и можно выделить четыре периода:

1. Увеличение поступления законтурной воды:  $q_{з.в} = \alpha\lambda$ ,  $0 \leq \lambda \leq \lambda_1 = \tau$ , где  $\lambda_1$  – конец разбуривания.

2. Стабилизация отбора и поступления жидкости:  $q_{з.в} = q_1 = \text{const}$ ,  $\lambda_1 \leq \lambda \leq \lambda^{**} = \tau^{**}$ , где  $\tau^{**}$  – начало законтурного заводнения.

3. Снижение поступления законтурной воды за счет законтурного заводнения  $q_{з.в} = q_1 - \alpha_1\lambda$ , при  $\lambda^* \leq \lambda \leq \lambda^{**} = \tau^{**}$ .

4. Установившийся приток воды в залежь  $q_{з.в} = q_2 = \text{const}$ , при  $\lambda \leq \lambda^{**}$ .

Интеграл Дюамеля для  $\frac{R_k}{r_c} = 1$  вычисляется с помощью аппроксимации Ю. П. Желтова:

$$J(\tau) = 0,5\tau - 0,178 \left[ 1 - \frac{1}{(1+\tau)^{2,81}} \right] + 0,487 [(1+\tau)\ln(1+\tau) - \tau]. \quad (8.34)$$

Тогда

• для 1-го периода

$$\Delta p_k(\tau) = p_0 - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} J(\tau); \quad (8.35)$$

- для 2-го периода

$$\Delta p_k(\tau) = p_0 - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} [J(\tau) - J(\tau - \tau_1)]; \quad (8.36)$$

- для 3-го периода

$$\Delta p_k(\tau) = p_0 - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} \left[ [J(\tau) - J(\tau - \tau_1)] - \frac{\alpha_1\mu}{2\pi kh} J(\tau - \tau^*) \right]; \quad (8.37)$$

- для 4-го периода

$$\Delta p_k(\tau) = p_0 - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} \left[ [J(\tau) - J(\tau - \tau_1)] - \frac{\alpha_1\mu}{2\pi kh} J(\tau - \tau^*) - J(\tau - \tau^{**}) \right]. \quad (8.38)$$

Задача может решаться и в обратной постановке – задаваясь величиной  $\Delta p_k(\tau)$ , можно определить  $q_{з.в} = q_{з.в}(\tau)$  [16].

### ***Гидродинамические расчеты при режиме растворенного газа***

**Режим растворенного газа (РРГ)** – это режим истощения нефтяной залежи, известный в практике разработки нефтяных месторождений с самого начала нефтедобычи в мире. При режиме растворенного газа в пласте фильтруется газонефтяная смесь. Если объемы выделившегося газа значительные, то в пласте может образоваться вторичная газовая шапка. В таком случае РРГ переходит в упругогазонапорный. Основным условием существования РРГ является понижение пластового давления ниже давления насыщения, кроме того, залежь должна быть запечатанной, или не иметь активной законтурной водонасыщенной области и газовой шапки. В таких условиях естественная пластовая энергия распространена по площади залежи практически равномерно. И правомерен принцип равномерного расположения скважин [16].

Источником пластовой энергии при РРГ является энергия выделяющегося из нефти газа, количество которого при справедливости закона Генри равно:

$$V_{гр} = \alpha_0 V_n p, \quad (8.39)$$

где  $V_{гр}$  – объем растворенного в нефти газа в стандартных условиях;  $\alpha_0$  – коэффициент растворимости газа в нефти;  $V_n$  – объем нефти в пластовых условиях вместе с растворенным газом;  $p$  – абсолютное давление.

Количество выделившегося газа из объема нефти при снижении давления от давления насыщения до абсолютного равно:

$$V_{\Gamma} = \alpha_0 V_{\text{н}} (p_{\text{нас}} - p); \quad (8.40)$$

в пластовых термобарических условиях:

$$V_{\Gamma} = \frac{\alpha_0 V_{\text{н}} z_{\text{р}} (p_{\text{нас}} - p)}{p T_0}, \quad (8.41)$$

где  $z_{\text{р}}$  – поправка на сжимаемость газа в пластовых условиях.

Выделившийся свободный газ равномерно распределяется в нефти, образуя газонефтяную смесь. Так как объем смеси больше объема пор пласта, то ее избыток будет двигаться к забоям добывающих скважин.

Для расчета РРГ используют экспериментальные данные (данные  $pVT$ ), принятые для конкретного месторождения. В то же время, очевидно, что использование усредненных данных  $pVT$  вносит определенную погрешность в результаты расчетов, так как свойства нефти по площади не являются неизменными. В настоящее время имеется вполне определенное представление о физике процессов при этом режиме, его особенностях и возможностях. На этой базе созданы инженерные методы расчета технологических показателей разработки, полученные для некоторых частных случаев.

Одним из простых и наиболее часто используемым является метод Л. А. Зиновьевой, основанный на применении метода смены установившихся состояний. Получена зависимость нефтенасыщенности пласта на контуре нефтеносности от давления. В связи с тем, что в настоящее время нефтяные месторождения разрабатываются в основном при режимах вытеснения, обеспечивающих более высокую нефтеотдачу, то расчеты РРГ проводятся только для оценки добычных возможностей залежи на режиме истощения, что не требует высокой точности. Поэтому они выполняются для дренируемого объема пласта, приходящегося на одну добывающую скважину без учета интерференции [16].

Если проектируется разработка залежи на РРГ, то следует учитывать интерференцию скважин, используя решение Э. Б. Чекалюка для функции Христиановича и методику А. К. Ермакова.

**Расчет РРГ без учета интерференции скважин.** Выделенный объем продуктивного пласта, приходящийся на одну добывающую скважину, заменяют равновеликим цилиндром с непроницаемыми границами (рис. 8.28).

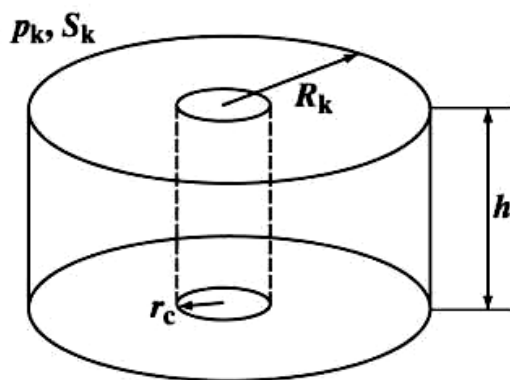


Рис. 8.28. Расчетная схема пласта:

$R_k, r_c$  – радиус контура нефтеносности и скважины соответственно;  $S_k, S_c$  – нефтенасыщенность на контуре нефтеносности и стенке скважины;  $p_k, p_c$  – давление на контуре нефтеносности и на стенке скважины;  
 $h$  – толщина пласта

Радиус цилиндра, принимаемый за радиус контура, определяют из выражения

$$R_k = \sqrt{\frac{F}{\pi}}, \quad (8.42)$$

где  $F$  – площадь, приходящаяся на одну скважину.

При квадратной сетке расположения скважин радиус условного контура нефтенасыщенности равен  $R_k = 1,128\sigma$ , а при треугольной –  $R_k = 1,05\sigma$ , где  $\sigma$  – половина расстояния между соседними скважинами.

Расчет ведется для выделенного объема пласта, т. е. для одной скважины, а затем пересчитывается на число проектных скважин.

Зависимость между нефтенасыщенностью и давлением на контуре имеет вид:

$$S_{ki+1} = \frac{\frac{\bar{G}_i - \alpha(p_{ki})}{b(p_{ki})} S_{ki} - (1 - S_{ki})\rho_\Gamma + \rho_\Gamma(p_{ki+1})}{\frac{\bar{G}_i - \alpha(p_{ki+1})}{b(p_{ki+1})} + \bar{\rho}_\Gamma(p_{ki+1})}, \quad (8.43)$$

где  $\bar{G}_i$  – средний газовый фактор при изменении давления от  $p_{ki}$  до  $p_{ki+1}$ ;  $i$  – значение величин при давлении  $p_i$ ;  $i + 1$  – значение величин при давлении  $p_{i+1}$ ;  $\alpha$  – растворимость газа в нефти;

$\bar{\rho}_r = \frac{\rho_r(p)}{\rho_{r0}}$  – относительная плотность газа;  $\rho_{r0}$  – плотность газа при давлении  $p_0 = 0,1$  МПа.

Средний газовый фактор в интервале изменения давления от  $p_{ki}$  до  $p_{ki+1}$  вычисляется по формуле

$$\bar{G}_{i+1} = \psi(S_{ki}) \frac{\mu_n(p)b(p)\bar{\rho}_r(\bar{p})}{\mu_r(p)z(\bar{p})}, \quad (8.44)$$

где  $\psi(S_{ki}) = \frac{\bar{k}_n(S)}{\bar{k}_r(S)}$  – отношение относительных проницаемостей для газа и нефти;  $\bar{k}_n(S)$ ,  $\bar{k}_r(S)$  – относительная фазовая проницаемость для нефти и газа;  $\bar{p} = \frac{p_{ki} + p_{ki+1}}{2}$  – среднее давление на контуре нефтеносности;  $b$ ,  $\mu_n(p)$  – объемный коэффициент и абсолютная вязкость нефти;  $\mu_r(p)$  – абсолютная вязкость газа при давлении;  $z(\bar{p})$  – коэффициент сжимаемости газа.

При расчетах принимается, что начальная нефтенасыщенность равна 1, а шаг снижения давления на контуре – 0,1–0,2 МПа. По результатам расчетов строится зависимость  $S_k = f(p_k)$ .

Нефтеотдача расчетного объема пласта равна:

$$\eta = 1 - \frac{S_{ki}b(p_{k,n})}{S_{ni}b(p_{ki})}, \quad (8.45)$$

где  $p_{k,n}$  – давление насыщения на контуре нефтеносности;  $S_{ki}=1$  – начальная нефтенасыщенность на контуре нефтеносности;  $b$  – объемный коэффициент нефти.

Далее расчеты ведут для двух случаев:

1. Расчеты при заданном забойном давлении.

Дебит скважины определяется по формуле М. М. Глоговского:

$$q_{ni} = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)\varphi}{-\frac{1}{2} + \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (8.46)$$

где  $\varphi(S) = \frac{\bar{k}_n(S_{ki})}{\mu_n(p)b(p)}$  при  $p = p_{cp} = \frac{(p_k + p_c)}{2}$ ,  $p_k$  и  $p_c$  – давление на контуре и забойное давление в скважине.



Предварительно для каждого  $p_{ki}$  вычисляют отношение относительных фазовых проницаемостей газа и нефти при среднем давлении по формуле

$$\psi(S) \frac{\bar{k}_g(S)}{\bar{k}_n(S)} = \frac{G(p_{cp}) - \frac{\alpha(p_{cp})}{\rho_{г0}}}{\frac{\mu_n(p_{cp})}{\mu_g(p_{cp})} b(p_{cp}) \frac{\rho_g(p_{cp})}{\rho_{г0}}}. \quad (8.47)$$

Затем по таблицам К. А. Цпаревича находят среднюю нефтенасыщенность пласта  $S$ , затем  $\bar{k}_n(S)$  и  $\varphi$ .

Дебит газа определяют из балансового соотношения:

$$q_g = q_n G. \quad (8.48)$$

Продолжительность работы скважины с определенным дебитом вычисляют по формуле

$$t = \pi R_K^2 h m \sum_{i=S_{KH}}^{i=S_{KI}} \frac{1}{2} \left( \frac{1}{q_{ni}} + \frac{1}{q_{ni+1}} \right) \left[ \frac{S_{ki}}{b(p_{ki})} - \frac{S_{ki+1}}{b(p_{ki+1})} \right]. \quad (8.49)$$

Таким образом, устанавливают зависимость технологических показателей разработки не только от давления, но и во времени.

Последовательность расчетов является следующей:

- задаются шагом снижения давления на контуре области дренирования;
- вычисляется среднее значение давления на контуре нефтеносности;
- рассчитывается величина среднего газового фактора  $\bar{G}_{i+1}$ ;
- определяется зависимость насыщенности на контуре от давления, принимая на первом шаге  $S_{ki} = 1,0$ ;
- вычисляется среднее пластовое давление для каждого контурного давления  $p_{cp}$ ;
- вычисляется отношение относительных проницаемостей газа и нефти при среднем пластовом давлении;
- находится относительная проницаемость для нефти и соответствующая ей средняя насыщенность пласта;
- вычисляется параметр  $\varphi(S)$ ;
- определяется дебит нефти;

– определяется продолжительность процесса разработки во времени, сначала по шагам понижения давления на контуре, а затем суммарная;

– рассчитывается нефтеотдача пласта.

## 2. Расчеты при заданном дебите скважины.

Расчеты по этой схеме более трудоемки, так как искомым является пластовое давление, обеспечивающее заданный дебит.

Так как дебит скважины известен, то формула М. М. Глоговского имеет вид:

$$q_H = \frac{2\pi kh(H_K - H_C)}{\ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{1}{2}}, \quad (8.50)$$

где  $H_K - H_C = \int_{p_K}^{p_C} \frac{\bar{k}_H(S)}{\mu_H(p)b(p)} dp$  – разность функций Христиановича;

$$H_K - H_C = \frac{q_H \left( \ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{1}{2} \right)}{2\pi kh} = \text{const} = A. \quad (8.51)$$

Тогда по известной  $H_K$  можно рассчитать  $H_C$ . Задача может быть решена двумя способами. Согласно исследованиям Л.А. Зиновьевой, функцию Христиановича можно представить в виде простого двухчленного уравнения:

$$\frac{\bar{k}_H(S)}{\mu_H(p)b(p)} = ap + b. \quad (8.52)$$

Тогда

$$H_K - H_C = \frac{a}{2}(p_K^2 + p_C^2) + b(p_K + p_C). \quad (8.53)$$

Коэффициенты  $a$  и  $b$  определяются по формулам:

$$a = \frac{\frac{\bar{k}_H(S_K)}{\mu_H(p_K)b(p_K)} - \frac{\bar{k}_H(S_C)}{\mu_H(p_C)b(p_C)}}{p_K - p_C}, \quad (8.54)$$

$$b = \frac{\bar{k}_H(S_K)}{\mu_H(p_K)b(p_K)}. \quad (8.55)$$

Последовательность расчетов следующая:

- рассчитываются зависимость насыщения нефтью на контуре выделенной области от давления и величина среднего газового фактора от среднего давления на контуре по изложенной выше методологии;
- для каждого значения давления на контуре  $p_k$  берутся произвольно три значения забойного давления;
- вычисляются численные значения разности функции Христиановича, соответствующие заданному дебиту скважины;
- строится зависимость  $H_k - H_c = f(p_c)$  и графическим методом по известной величине разности функции Христиановича находят искомое забойное давление  $p_c$ , обеспечивающее заданный дебит нефти;
- определяется время разработки сначала по шагам снижения контурного давления, а затем и общее;
- рассчитывается нефтеотдача залежи во времени по шагам снижения контурного давления [16].

#### ***Учет непоршневого вытеснения нефти водой в технологических расчетах при заводнении пластов***

Модель непоршневого вытеснения нефти водой в настоящее время является основной при проведении технологических расчетов проектного уровня. Она базируется на теории Бакли–Леверетта, предложенной авторами в 1941 г., после создания Р. Виковым и Х. Ботсом теории о фазовых проницаемостях. Предполагается, что каждая из фаз, фильтрующихся в пласте, движется в занятом ею поровом пространстве независимо от свойств остальных в соответствии с обобщенным законом Дарси.

При условиях:  $k_i = 0$ , если  $S_i = 0$  и  $k_i = 1$ , если  $S_i = 1$ , скорость фильтрации равна:

$$\vec{v}_i = -\frac{k_i}{\mu_i} \text{grad} p_i, \quad (8.56)$$

где  $p_i$  – приведенное давление в  $i$ -й фазе;  $k_i$  – фазовая проницаемость  $i$ -й фазы;  $\mu_i$  – вязкость  $i$ -й фазы.

Для двухфазной фильтрации нефти и воды кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) имеют вид, показанный на рис. 8.29.

Видно, что при водонасыщенности  $0 \leq S \leq S_{c.v}$  вода не движется, так как находится в капельном состоянии.

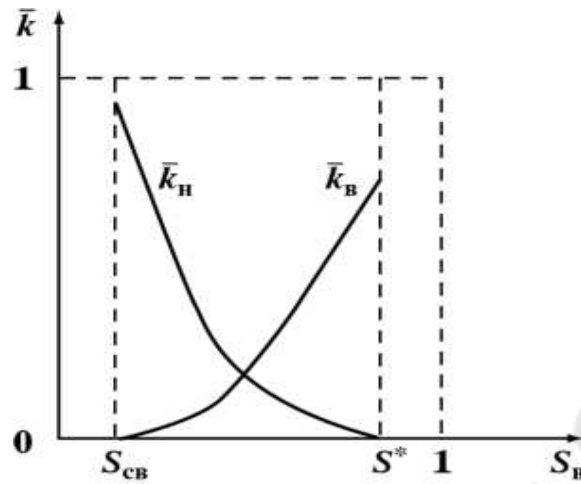


Рис. 8.29. Кривые относительных фазовых отрицательностей для системы «нефть – вода»

При водонасыщенности  $S^* \leq S \leq 1$  не движется нефть. В этом случае нефть также находится в капельном состоянии.

Таким образом, для двухфазной фильтрации имеем:

$$k_B(0) = 0, \quad k_B(S) = 0, \quad \text{если } 0 \leq S \leq S_{c.B};$$

$$k_H(0) = 0, \quad k_H(S) = 0, \quad \text{если } S^* \leq S \leq 1.$$

В соответствии с теорией Бакли–Левретта вода и нефть считаются несжимаемыми жидкостями.

Многофазная фильтрация несжимаемых флюидов в пласте описывается системой дифференциальных уравнений, включающей:

- уравнение неразрывности;
- закон Дарси:

$$\vec{v}_B = -\frac{kk_B}{\mu_B} \text{grad} p_1;$$

$$\vec{v}_H = -\frac{kk_H}{\mu_H} \text{grad} p_2;$$

- уравнение для капиллярного давления между фазами

$$p_k(S) = p_1 - p_2 = AJ(S),$$

где  $J(S)$  – функция Левретта; жидкости считаются несжимаемыми.

Данная система определена, так как для пяти неизвестных –  $\vec{v}_B$ ,  $\vec{v}_H$ ,  $S$ ,  $p_1$ ,  $p_2$  – имеется пять уравнений.

Классическое уравнение для капиллярного давления Лапласа системы «нефть – вода» имеет вид:

$$p_H - p_B = \sigma_{H-B} J_{H-B}, \quad (8.57a)$$

или

$$p_K = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = gh(\gamma_B - \gamma_H), \quad (8.57b)$$

где  $J_{H-B}$  – выражение для нелинейного дифференциального уравнения второго порядка, которое не имеет решения в виде известных функций.

При этом: для  $\theta < 40^\circ$ ,  $\frac{dJ_{H-B}}{dS_B} < 0$ ; и для  $\theta > 40^\circ$ ,  $\frac{dJ_{H-B}}{dS_B} < 0$ , где  $\theta$  – угол смачивания на контакте фаз.

Согласно аппроксимации А. К. Курбанова, функция Леверетта равна:

$$J(S) = 0,3 \sqrt{\ln \frac{0,9}{S}}. \quad (8.58)$$

Вид функции Леверетта для фиктивного грунта приведен на рис. 8.30.

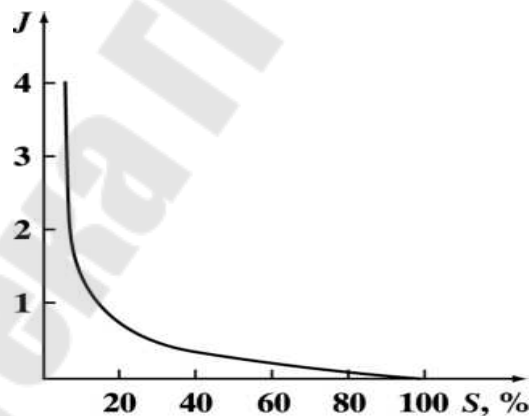


Рис. 8.30. Вид функции Леверетта для фиктивного грунта

В расчетах капиллярное давление нормируют. Левереттом предложена следующая безразмерная функция:

$$J(S) = \frac{p_K \sqrt{\frac{k}{m}}}{2\sigma \cos \theta}; \quad (8.59a)$$

$$p_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{\sqrt{\frac{k}{m}}} J(S) = AJ(S). \quad (8.596)$$

Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для реального грунта имеет гистерезис, так как в натуральных образцах породы может находиться некоторое количество нефти и воды, которое нельзя извлечь ни при каких капиллярных давлениях [16].

Известно, что в гидрофильных породах капиллярные силы способствуют вытеснению нефти водой, и характер вытеснения близок к поршневому. В гидрофобных пластах капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти водой из пор коллектора, безводный период короток, а водный – продолжителен. Таким образом, для описания процесса фильтрации системы «нефть – вода» имеем следующую систему из пяти дифференциальных уравнений, которая называется системой уравнений Раппопорта–Лиса (*RL*-система):

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(\vec{v}_B) + m \frac{dS}{dt} &= 0; \\ \operatorname{div}(\vec{v}_B + \vec{v}_H) &= \operatorname{div}(\vec{v}) = 0; \\ \vec{v}_H &= -\frac{kk_H}{\mu_H} \operatorname{grad} p_H; \\ \vec{v}_B &= -\frac{kk_B}{\mu_B} \operatorname{grad} p_B; \\ p_k(S) = p_B - p_H &= \frac{2\sigma \cos \theta}{\sqrt{\frac{k}{m}}} J(S) = AJ(S). \end{aligned} \quad (8.60)$$

Оценим значимость комплекса  $A$  в уравнении для капиллярного давления в зависимости от условий вытеснения нефти водой. Пусть имеем следующие исходные данные:  $2\sigma = 10^{-2}$  Н/м;  $\theta = 60^\circ$ ,  $\frac{k}{m} = 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. При указанных исходных данных находим  $A = 0,5 \cdot 10^4$  Па.

В лабораторных условиях перепад давления в модели пласта  $\Delta p_M$  обычно небольшой, и исходя из критериев подобия, составляет около  $0,5 \div 1,0 \cdot 10^4$  Па. Тогда соотношение  $\varepsilon = \frac{A}{\Delta p_M}$  равно 1–0,5.

В реальных скважинах депрессия достигает нескольких мегапаскалей. В этом случае  $\varepsilon \ll 1$ , что позволяет пренебречь влиянием капиллярных эффектов ввиду их малой значимости. Исключением является ситуация, когда необходимо учитывать капиллярную пропитку коллектора как одного из важных элементов механизма нефтеотдачи сложнопостроенного пласта (трещинно-поровые карбонатные породы).

Таким образом, для двухфазной фильтрации нефти и воды в поровом коллекторе из системы Раппопорта–Лиса можно исключить уравнение для капиллярного давления практически без потери точности в расчетах. Оставшиеся дифференциальные уравнения составляют систему уравнений, которую называют системой уравнений Бакли–Левретта. Это система также определена, так как для четырех неизвестных имеется четыре уравнения. В современных программных комплексах гидродинамические расчеты выполняются с использованием системы Раппопорта–Лиса.

#### *Расчеты в безводный период*

Согласно теории непоршневого вытеснения нефти водой Бакли–Левретта, распределение насыщенности в пласте при линейной фильтрации имеет вид:

$$v(t)f'(S) = \frac{\partial S}{\partial x} + m \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (8.61)$$

Скорость продвижения фронта вытеснения равна:

$$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{f'(S)v(t)}{m}. \quad (8.62)$$

Положение точки с заданной насыщенностью во времени получаем в результате интегрирования уравнения (8.62):

$$x = \frac{f'(S) \int_0^t v(t) dt}{m} = \frac{f'(S)v(t)}{m}, \quad (8.63)$$

где  $v(t)$  – интегральная скорость фильтрации.

Умножая левую и правую части уравнения (8.63) на  $bh$ , получаем:

$$bhmx = f'(S)Q_{B.3}, \quad (8.64)$$

где  $Q_{B.3} = bhv(t)$  – накопленный объем закачки воды.

Тогда на момент прорыва фронта воды с насыщенностью  $S_B$  в добывающую скважину  $x = 1$  (1 – расстояние между линиями нагнетания и отбора) будем иметь:

$$\frac{bhml}{Q_{B.3}(t^*)} = f'(S_\phi) = \frac{V_{\text{пор}}}{Q_{B.3}(t^*)}, \quad (8.65)$$

где  $t^*$  – время прорыва фронта воды.

Так как

$$Q_{B.3}(t^*) = \frac{V_{\text{пор}}}{f'(S_\phi)}, \quad (8.66a)$$

то

$$t^* = \frac{Q_{B.3}(t^*)}{q}, \quad (8.66b)$$

где  $q$  – темп нагнетания воды.

При жестком водонапорном режиме до момента прорыва количество добытой нефти равно количеству закачиваемой воды  $Q_H(t^*) = Q_{B.3}(t^*)$ .

Нефтеотдача за безводный период составит:

$$\eta = \alpha_{\text{выт}} \alpha_{\text{охв}} = \frac{Q_H(t^*) \alpha_{\text{охв}}}{V_{\text{пор}} (1 - S_{c.B})} = \frac{\alpha_{\text{охв}}}{f'(S_\phi) (1 - S_{c.B})}. \quad (8.67)$$

Средняя водонасыщенность  $\bar{S}$  за фронтом будет равна:

$$\bar{S} = S_{c.B} + \frac{1}{f'(S_\phi)}. \quad (8.68)$$

#### *Расчеты в водный период*

После прорыва фронта вытеснения насыщенность пласта на линии отбора  $S_{л.о}$  составит:

$$\frac{V_{\text{пор}}}{Q_{B.3}(t^*)} = f'(S_{л.о}). \quad (8.69)$$

Тогда справедливо соотношение:

$$\frac{f'(S_{л.о})}{f'(S_\phi)} = \frac{Q_{B.3}(t^*)}{Q_{B.3}(t)}. \quad (8.70)$$



Задаваясь величиной  $Q_{в,3}(t)$ , находим соответствующее значение  $S_{л,0}$  по кривой  $f'(S)$ , а затем долю воды  $f(S)$  в потоке.

Дебиты нефти и воды будут определяться с учетом фазовых проницаемостей на линии отбора:  $k_H(S_{л,0})$  и  $k_B(S_{л,0})$ .

Текущая обводненность продукции  $v$  составит:

$$v = \frac{q_B}{q_B + q_H} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_B \bar{k}_H(S_{л,0})}{\mu_H \bar{k}_B(S_{л,0})}}. \quad (8.71)$$

Нефтеотдачу пласта в водный период разработки можно определить в результате интегрирования зависимости, характеризующей распределение насыщенности в пласте  $S(x)$  (рис. 8.31).

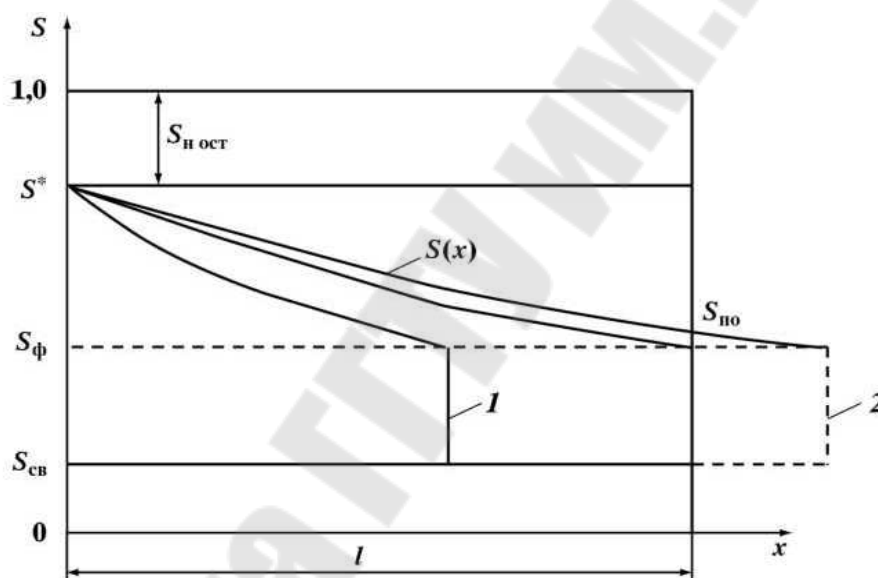


Рис. 8.31. Схема распределения водонасыщенности в пласте в безводный (1) и водный (2) периоды

Суммарный отбор нефти после прорыва фронта вытеснения за время  $t$  равен изменению водонасыщенности пласта:

$$Q_H(t) = bmh \left[ \int_0^l S(x) dx - S_{с,в} l \right]. \quad (8.72)$$

Обозначим:

$$\frac{bmhx}{qt} = \xi = f'(S).$$

Тогда

$$d\xi = f''(S)dS.$$

В результате уравнение (8.72) с соответствующим изменением пределов интегрирования примет вид:

$$\begin{aligned} Q_H(t) &= qt \left[ \int_0^l Sd \left( \frac{bmx}{qt} \right) - S_{c.B} \frac{lbmh}{qt} \right] = qt \left[ \int_0^{\xi(l)} Sd\xi - S_{c.B} f'(S_{л.о}) \right] = \\ &= qt \left[ \int_0^{S_{л.о}} S f''(S) dS - S_{c.B} f'(S_{л.о}) \right]. \end{aligned} \quad (8.73)$$

Интегрируя (8.73) по частям в пределах от  $S_{c.B}$  до  $S_{л.о}$ , приняв  $du = f''(S)dS$ ;  $v = S$ , и имея в виду, что при  $t \rightarrow \infty$ ,  $S_{л.о} \rightarrow S^*$ , после упрощения получаем:

$$Q_H(t) = V_{пор} \left[ S_{л.о} - S_{c.B} + \frac{1 - f(S_{л.о})}{f'(S_{л.о})} \right]. \quad (8.74)$$

Текущая нефтеотдача в любой момент водного периода будет равна:

$$\begin{aligned} \eta_{тек} &= \frac{Q_H \alpha_{охв}}{V_{пор}(1 - S_{c.B})} = \frac{S_{л.о} - S_{c.B} + \frac{1 - f(S_{л.о})}{f'(S_{л.о})}}{1 - S_{c.B}} \alpha_{охв} = \\ &= \frac{\left\{ \frac{1}{f'(S_{л.о})} [1 + S_{л.о} f'(S_{л.о}) - f'(S_{л.о})] - S_{c.B} \right\}}{1 - S_{c.B}} \alpha_{охв}. \end{aligned} \quad (8.75)$$

Для круговой залежи длительность безводного периода составит [16]:

$$t_* = \frac{\pi r^2 mh}{q f'(S_{\phi})}. \quad (8.76)$$

## 8.7. Расчет процессов нагнетания

При расчете процессов нагнетания определяют суммарный объем закачки, приемистость отдельных нагнетательных скважин и их число, давление нагнетания, схему размещения нагнетательных скважин.

Сначала обычно устанавливают схему размещения скважин. Линию расположения нагнетательных скважин определяют в основном 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. Однако со временем, когда выявилась значительная неоднородность реальных продуктивных пластов, перешли к размещению нагнетательных скважин (при законтурном заводнении) непосредственно вблизи внешнего контура 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 закачки 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 части.

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.

Суммарный объем закачиваемого агента зависит от запроектированного отбора жидкости из залежи, от давления на линии нагнетания, а в большинстве случаев также и от коллекторских и упругих свойств пластов (главным образом в законтурной области).

Для характеристики давления на линии нагнетания удобно пользоваться понятием «среднее давление на линии нагнетания». Под этим термином следует понимать такое давление на линии нагнетания, при котором фактическая система нагнетательных скважин была бы заменена расположенной на ее месте равнодебитной нагнетательной галереей.

При законтурном или приконтурном заводнении, если среднее давление на линии нагнетания  $\bar{p}_n$  равно начальному пластовому  $p_{пл}$ , то при установившемся процессе объем нагнетаемой воды становится равным объему жидкости, добываемой при эксплуатации. Если  $\bar{p}_n > p_{пл}$ , то объем нагнетаемой воды складывается из объема, компенсирующего объем отбираемой из залежи жидкости, и объема потерь нагнетаемой воды в законтурную область вследствие проявления перепада давления между контуром нагнетания и законтурной областью.

Если  $\bar{p}_n < p_{пл}$ , то объем нагнетаемой воды будет меньше объема отбираемой при эксплуатации жидкости на объем воды, притекающей к залежи из законтурной области.

Потери или уход (утечка) воды в законтурную область зависят от перепада давления между контуром нагнетания и законтурной областью, от строения пласта, его коллекторских и упругих свойств в законтурной области. Если в пласте на небольшом удалении от залежи имеются области питания, то утечку воды можно определить по формулам для установившегося движения. Если же область питания отсутствует или находится на значительном удалении от залежи, то процесс движения жидкости в законтурную область будет неустановившимся и потери закачиваемой воды в законтурную область могут быть подсчитаны по формулам для неустановившегося (упругого) режима.

При искусственном водонапорном режиме, когда отбор нефти происходит при давлении в пласте выше давления насыщения, объем отбираемой жидкости, приведенный к пластовым условиям, должен равняться объему нагнетаемой жидкости, также приведенной к пластовым условиям, т. е. к пластовой температуре и давлению. Поскольку в этих условиях пластовая продукция состоит только из нефти и воды, а газ находится в растворенном состоянии, то можно написать следующее уравнение баланса расходов жидкостей, приведенных к пластовым условиям:

$$Q_{\text{наг}} b_{\text{в}} = (Q_{\text{н}} b + Q_{\text{в}} b' + Q_{\text{ут}}) k_{\text{ут}}, \quad (8.77)$$

где  $Q_{\text{наг}}$  – объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях;  $b_{\text{в}}$  – объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления;  $Q_{\text{н}}$  – объемная добыча нефти (суммарный дебит) при стандартных условиях (дебит товарной нефти);  $b$  – объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления;  $Q_{\text{в}}$  – объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях;  $b'$  – объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды, который может отличаться от объемного коэффициента для пресной воды;  $Q_{\text{ут}}$  – объемный расход воды, уходящей во внешнюю область (утечки);  $k_{\text{ут}}$  – коэффициент, учитывающий потери воды при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах водоводов и по другим технологическим причинам.

Из уравнения (8.76) находят расход нагнетаемой воды  $Q_{\text{наг}}$ . Очевидно, число нагнетательных скважин  $n_{\text{наг}}$ , их средний дебит  $q_{\text{наг}}$  и расход нагнетаемой воды  $Q_{\text{наг}}$  связаны соотношением

$$Q_{\text{наг}} = q_{\text{наг}} n_{\text{наг}}. \quad (8.78)$$

Если по результатам опытной эксплуатации нагнетательных скважин или по результатам расчета известен их дебит  $q_{\text{наг}}$ , то из (8.77) определяют необходимое число нагнетательных скважин  $n_{\text{наг}}$ . Если  $n_{\text{наг}}$  predeterminedено схемой размещения скважин, то из (8.78) определяют средний дебит нагнетательной скважины  $q_{\text{наг}}$ , который зависит от гидрорепроводности пласта в районе нагнетательной скважины и от репрессии, т. е. от величины давления нагнетания воды.

Дебит нагнетательной скважины находят исходя из гидродинамических расчетов всей системы добывающих и нагнетательных скважин или приближенно по формуле радиального притока, преобразованной для репрессии. Давление нагнетания и дебиты должны находиться в технически осуществимых пределах и не должны превышать возможностей технологического оборудования. Некоторое регулирование этих величин возможно воздействием на призабойную зону нагнетательных скважин для улучшения их поглотительной способности (кислотные обработки, гидроразрывы и др.).

Для оценки степени компенсации отборов жидкостей из пласта закачкой вводится понятие «коэффициент компенсации».

Коэффициент текущей компенсации – отношение дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (год, месяц, сутки и т. д.):

$$m_T = \frac{Q_{\text{наг}} b_{\text{в}}}{(Q_{\text{н}} b + Q_{\text{в}} b'_{\text{в}} + Q_{\text{ут}}) k_{\text{ут}}}. \quad (8.79)$$

Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если  $m_T < 1$ , закачка отстает от отбора и следует ожидать падения среднего пластового давления. Если  $m_T > 1$ , закачка превышает отбор и давление в пласте должно расти. При  $m_T = 1$  должна наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо от того, каким он был в начале разработки.

В технологии добычи нефти часто пользуются такими понятиями, как «давление на линии нагнетания» и «давление на линии отбора». Введение этих понятий упрощает физическую картину фильтрации жидкости от линии расположения нагнетательных скважин к рядам добывающих скважин, а также позволяет однозначно характеризовать депрессию, обуславливающую приток жидкости к линиям отбора. Давление на линии нагнетания – это среднеинтегральное давление в пласте вдоль линии нагнетательных скважин. Вокруг нагнетательных скважин образуются репрессионные воронки, обращенные вверх с наибольшим давлением (вершина воронки) на забоях нагнетательных скважин (рис. 8.32).

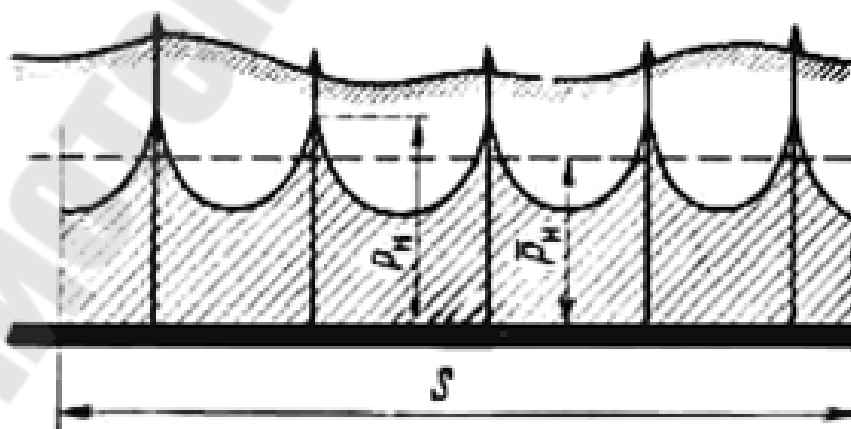


Рис. 8.32. Изменение давления вдоль линии нагнетания

На рис. 8.32 ординаты заштрихованной части эпюры – абсолютные величины давлений в пласте, изменяющиеся вдоль  $S$ . Средняя ордината, т. е. высота  $p_n$  прямоугольника длиной  $S$  и площадью  $p_n S$  – это среднеинтегральное давление.

По определению:

$$p_n = \frac{F}{S}, \quad (8.80)$$

где  $F$  – заштрихованная площадь эпюры давлений.

Забойные давления нагнетательных скважин могут быть разными. Закон распределения давления вокруг забоя скважин близок к логарифмическому. Используя формулу для распределения давления при радиальном течении, можно построить кривые распределения давления между нагнетательными скважинами. Таким образом, по эпюре распределения давления вдоль линии нагнетания в реальном конкретном случае может быть определена площадь эпюры  $F$ , а по формуле (8.80) найдено давление на линии нагнетания. Существуют весьма простые расчетные методы определения давления на линии нагнетания, однако эти методы справедливы только при одинаковых забойных давлениях во всех нагнетательных скважинах, равных расстояниях между скважинами и однородном пласте. Расчетная формула имеет вид:

$$\bar{p}_n = p_n - \sum Q_{\text{наг}} \varpi, \quad (8.81)$$

где  $p_n$  – давление на забоях нагнетательных скважин (во всех скважинах одинаковое);  $\sum Q_{\text{наг}}$  – суммарный дебит нагнетательного ряда;  $\varpi$  – внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательного ряда:

$$\varpi = \frac{\mu_v}{2\pi k h n_{\text{наг}}} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{\text{пр}}}, \quad (8.82)$$

где  $\mu_v$  – вязкость воды;  $k$  – проницаемость;  $h$  – толщина пласта;  $n_{\text{наг}}$  – число скважин в ряду;  $\sigma$  – половина расстояния между нагнетательными скважинами;  $r_{\text{пр}}$  – приведенный радиус нагнетательной скважины.

Давление на линии отбора определяется аналогично, т. е. как среднеинтегральное давление вдоль линии добывающих скважин. В добывающих скважинах депрессионная воронка обращена вершиной вниз (рис. 8.33).

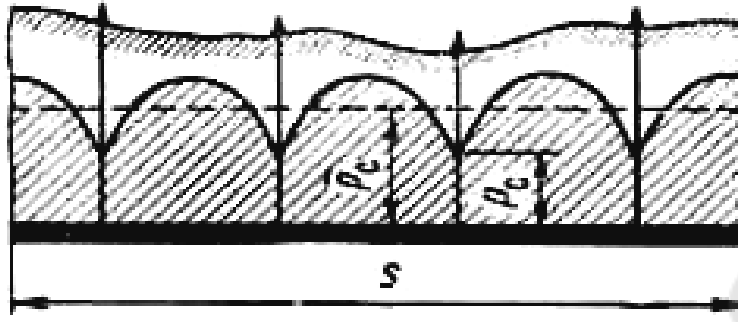


Рис. 8.33. Изменение давления вдоль линии отбора

Давление на линии отбора равно:

$$p_c = \frac{F}{S}, \quad (8.83)$$

где  $F$  – заштрихованная площадь эпюры давлений.

При аналитических расчетах:

$$\bar{p}_c = p_n + Q\varpi, \quad (8.84)$$

где  $p_c$  – давление на забоях добывающих скважин данного ряда (одинаковые во всем ряду);  $Q$  – дебит добывающих скважин данного ряда, расположенных в пределах длины  $S$ .

Среднее давление на линии нагнетания меньше забойных давлений в нагнетательных скважинах ( $\bar{p}_n < p_n$ ), а среднее давление на линии отбора больше забойных давлений в добывающих скважинах ( $\bar{p}_c > p_c$ ). Величина  $\bar{p}_n - \bar{p}_c = \Delta p$ , называется депрессией между линией нагнетания и линией отбора. От величины этой депрессии зависит дебит добывающих рядов скважин, который увеличивается с ростом  $\Delta p$ . Увеличение депрессии может быть достигнуто как за счет увеличения давления на линии нагнетания  $p_n$ , так и за счет снижения давления на линии отбора  $p_c$ .

Приемистость одной нагнетательной скважины:

$$q_{\text{прием}} = \frac{20\pi k_v h (p_{\text{заб}} - p_n)}{\mu_v \xi \ln \frac{\sigma}{\pi r_{\text{пр}}}}, \quad (8.85)$$

где  $k_v$  – фазовая проницаемость для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины;  $h$  – толщина пласта;  $p_{\text{заб}}$ ,  $p_n$  – соответственно давление на забое нагнетательной скважины и давление на линии нагнетания.



Учитывая, что

$$\sigma = \frac{L}{2n_{\text{наг}}}; \quad (8.86)$$

$$q_{\text{наг}} = \frac{Q_{\text{наг}}}{n_{\text{наг}}}, \quad (8.87)$$

где  $L$  – длина участка линии нагнетания;  $n_{\text{наг}}$  – число нагнетательных скважин на выбранном участке;  $Q_{\text{наг}}$  – суммарное количество закачанной воды на том же участке.

После несложных преобразований получим число нагнетательных скважин:

$$n_{\text{наг}} = 0,016 \frac{\mu_v \xi Q_{\text{наг}}}{k_v h(p_{\text{заб}} - p_n)} \left( \lg \frac{L}{2\pi r_{\text{пр}}} - \lg n_{\text{наг}} \right), \quad (8.88)$$

где  $\xi$  – коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны нагнетательной скважины.

Уравнение (8.88) легко решить последовательным приближением. Задавшись интуитивно величиной  $n$  и подставив ее в правую часть, найдем первое значение  $n$ , подставив которое вторично в правую часть, найдем второе значение и т. д. [17].

## 8.8. Системы разработки нефтегазовых залежей

Разработка нефтегазовых залежей в отличие от разработки нефтяных характеризуется наличием большего количества сил, движущих нефть в пласте.

При разработке нефтегазовой залежи без поддержания давления нефть может продвигаться к забоям скважин как за счет расширения газовой шапки, так и внедрения в нефтяную залежь пластовой воды.

Количество нефти, которое можно добыть за счет расширения газовой шапки и внедрения пластовой воды, во многом зависит от природных условий нефтегазовых залежей (соотношения объемов нефтяной и газовой залежей, величины начального пластового давления, проницаемости пласта) и темпа отбора жидкости из пласта.

Результаты расчетов показывают, что, когда объем нефтяной залежи в 3 раза больше объема газовой шапки, за счет внедрения воды может быть добыто 74,32 % от промышленных запасов нефти

и за счет расширения газовой шапки – только 15,5 %. Однако, когда объем газовой шапки в 3 раза больше объема залежи нефти, то за счет продвижения воды будет добыто уже только 51,2 % и за счет расширения газовой шапки – 38,5 %. Когда же объем залежи нефти в 7 раз меньше объема газовой шапки (случай, когда залежь представлена оторочкой), то доля воды уменьшается до 33,5 %, а газа – возрастает до 56,5 %.

На месторождениях с более высоким пластовым давлением при прочих равных условиях количество добываемой нефти за счет внедрения воды повышается.

На месторождениях с ухудшенной проницаемостью пласта (200 против 500 мД) и пьезопроводностью (20000 против 50000 см<sup>2</sup>/с) приток воды из законтурной области значительно уменьшается и суммарный отбор нефти соответственно уменьшается.

По результатам расчетов увеличение вязкости нефти с 1 до 5 сПз мало влияет на изменение соотношения притоков со стороны законтурной области и газовой шапки.

Увеличение темпа отбора нефти из залежи ведет к более быстрому снижению пластового давления и более интенсивному расширению газовой шапки, в связи с чем количество нефти, получаемой за счет вытеснения ее газом, увеличивается.

Вместе с тем расчетами установлено, что снижение пластового давления в нефтегазовых залежах при эксплуатации их без поддержания пластового давления происходит медленнее, чем в обычных нефтяных залежах.

Вследствие того, что в указанных условиях значительное количество нефти добывается за счет расширения газовой шапки, при котором коэффициент вытеснения нефти значительно уступает коэффициенту вытеснения за счет внедрения воды, общая нефтеотдача оказывается намного меньше, чем в условиях разработки нефтяных месторождений, когда вся нефтяная залежь промывается водой.

При разработке нефтегазовых залежей очень большое значение имеют высота нефтяной залежи и углы наклона пласта. В полого залегающих пластах вытеснение нефти за счет расширения газовой шапки, как правило, бывает малоэффективным, так как при наличии большой подгазовой зоны продвижение газонефтяного контакта сопровождается прорывами газа из газовой шапки, что осложняет работу скважин и затягивает сроки разработки.

На месторождениях с большой высотой нефтяной залежи условия эксплуатации скважин и разработка залежи в целом значительно лучше, так как существенное влияние здесь оказывают гравитационные силы.

Закачка газа в газовые шапки как метод поддержания пластового давления малоперспективна для нефтегазовых залежей, так как вместо использования ресурсов газа нужно изыскивать дополнительные источники газоснабжения. Кроме того, в результате закачки газа в большинстве случаев происходит не улучшение технологических показателей, а ухудшение. Это объясняется тем, что в условиях неоднородного пласта при закачке воды действие капиллярных сил приводит к выравниванию фронта воды, при закачке же газа действие капиллярных сил, наоборот, способствует прорыву газа. Этому же способствует значительно меньшая вязкость газа по сравнению с вязкостью нефти. Наличие прорывов газа из газовой шапки является одним из основных осложнений в работе эксплуатационных скважин, размещенных на нефтяной залежи. Кроме того, технически нагнетание газа сложно и требует сооружения дорогостоящих компрессорных станций и всех коммуникаций для подачи газа.

### ***Системы разработки пластовых нефтегазовых залежей***

Чтобы увеличить нефтеотдачу при разработке нефтегазовых залежей, необходимо всемерно увеличивать долю участия воды в вытеснении нефти из пласта.

Возможны три варианта разработки пластовых нефтегазовых залежей при выполнении указанного условия: 1) разработка при законтурном заводнении с поддержанием на границах залежи начального пластового давления; 2) разработка при внутриконтурном (барьерном) заводнении, разобщающем газовую и нефтяную залежи; 3) разработка без поддержания давления при сохранении неподвижности газонефтяного контакта, что может быть достигнуто регулированием отбора газа одновременно с добычей нефти.

Первый вариант ничем не отличается от широко применяемой системы законтурного заводнения, описанной выше. Спецификой нефтегазовых залежей является только консервация запасов газа газовой шапки на весь срок разработки нефтяной залежи.

При внутриконтурном (барьерном) заводнении вода нагнетается в ряд скважин, расположенных вдоль или вблизи внутреннего контура газоносности. В результате закачки воды образуется водяной барьер, который отрезает газовую шапку от нефтяной залежи.

Этот метод имеет следующие преимущества перед законтурным заводнением: 1) возможность одновременной добычи нефти и газа; 2) меньший расход воды, затрачиваемой на добычу нефти, за счет частичного использования упругой энергии законтурной области на месторождениях с активной пластовой водой; 3) меньшие затраты на бурение нагнетательных скважин и обустройство системы заводнения из-за разницы в протяженности контура газоносности по сравнению с контуром нефтеносности.

К недостаткам барьерного заводнения относятся возможные сильные осложнения из-за прорыва воды в эксплуатационные скважины в пластах, характеризующихся большой неоднородностью, а также значительными углами падения, поэтому этот метод применим для разработки полого залегающих залежей.

Система разработки без поддержания давления с контролируемым отбором газа из газовой шапки имеет следующие преимущества: а) обеспечивает более полное извлечение нефти по сравнению с разработкой при расширении газовой шапки; б) дает экономию средств, так как не требует мероприятий по поддержанию давления; в) позволяет частично использовать ресурсы газа газовой шапки в начальной стадии разработки [12].

#### ***Системы разработки массивных сводовых нефтегазовых залежей с активной подошвенной водой***

В пластах, характеризующихся большой мощностью, при наличии обширной газовой шапки создаются условия, когда большинством скважин пересекаются газовая шапка, нефтяная залежь и подошвенная вода. Кроме того, на крыльях имеется полоса, где скважинами вскрываются нефтяная залежь и подошвенная вода (рис. 8.34). В этих условиях результаты разработки находятся в тесной зависимости от степени участия в вытеснении нефти следующих пластовых сил: а) напора подошвенных вод; б) упругого расширения газовой шапки; в) упругого расширения, выделяющегося из нефти растворенного газа; г) силы тяжести нефти.

Как известно, перечисленные пластовые силы обеспечивают различную нефтеотдачу. Наиболее эффективно воздействие на пласт подошвенной воды, при котором может быть получен наибольший коэффициент нефтеотдачи. Поэтому при разработке залежей подобного типа особое внимание должно быть обращено на обеспечение преимущественного воздействия на пласт подошвенных вод.

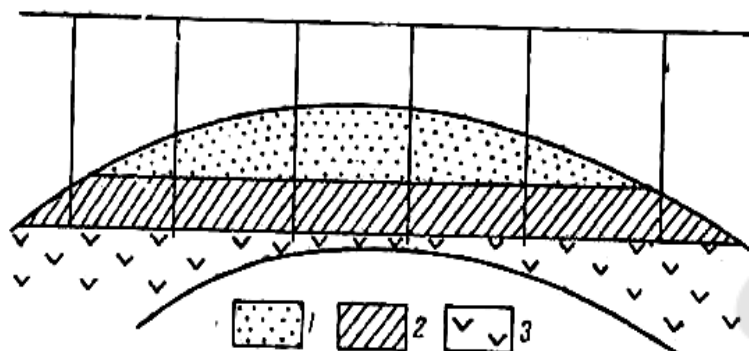


Рис. 8.34. Массивная сводовая нефтегазовая залежь:  
1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода

Другой особенностью разработки нефтегазовых залежей подобного типа является близость контактных поверхностей «нефть – газ» и «нефть – вода», что ограничивает создаваемые депрессии, увеличение которых обычно приводит к ускоренному перемещению вытесняющих агентов к фильтрам нефтяных скважин и образования конусов газа и воды.

При прорывах конусов эксплуатация скважин сильно осложняется, особенно при прорыве конуса газа, так как при этом дебит газа резко возрастает, а дебит нефти снижается. Если допустить эксплуатацию таких скважин, то это очень быстро приведет к выпуску газа из газовой шапки и резкому падению давления, как в газовой шапке, так и в нефтяной залежи, а вместе с этим к снижению дебитов нефтяных скважин. Но, кроме того, вследствие падения давления в газовой шапке произойдет внедрение в нее нефти, что повлечет безвозвратную потерю части запасов нефти.

Прорыв конуса воды также снижает дебит нефти, но значительно меньше, и такие скважины могут эксплуатироваться.

Таким образом, в основе системы разработки массивных сводовых нефтегазовых залежей с активной подошвенной водой должно лежать преимущественное вытеснение нефти водой и недопущение прорыва газового конуса в эксплуатационные скважины при допустимом подъеме водяного конуса. То обстоятельство, что нефть насыщает только часть разреза пласта, а остальная часть пласта водонасыщена, сильно повышает эффективность проявления упругих сил пласта и позволяет извлечь тем большую часть запасов нефти, чем меньшая часть разреза насыщена нефтью. Специфическое строение массивных сводовых нефтегазовых залежей, где нефть насыщает обычно меньшую часть разреза, а большую – газ и вода, способствует

эффективному проявлению упругих сил пласта. Следовательно, в большинстве случаев разработка таких нефтегазовых залежей может осуществляться с использованием естественного напора пластовых вод.

Таким образом, особенности строения массивных сводовых нефтегазовых залежей способствуют выполнению основного условия эффективной их разработки – вытеснению нефти водой. Второе условие – недопущение прорыва газового конуса – может быть выполнено при благоприятных геологических условиях, когда высота залежи нефти достаточно большая, проницаемость пласта хорошая и вязкость нефти низкая.

Для того чтобы не допустить прорыва газового конуса в скважину, необходимо создавать в ней депрессию давления, меньшую, чем давление столба пластовой нефти, заключенного между отметкой газонефтяного контакта и верхним отверстием фильтра. Чем больше высота этого столба, тем больше может быть создана депрессия давления, а следовательно, тем выше может быть получен безгазовый дебит нефти. Хорошая проницаемость пласта и невысокая вязкость нефти снижают сопротивление движению нефти, поэтому дают возможность получить более высокий дебит скважин.

В соответствии с изложенным выше при разработке массивных залежей с активной подошвенной водой приобретает особое значение знание свойств законтурной области: протяженности бассейна и физических свойств пласта. Необходимо в первых же разведочных скважинах, попавших за контур нефтеносности, проводить испытания на приток с целью определения гидропроводности пласта, приведенного радиуса скважины, а также коэффициента сверхжимаемости.

Непосредственно для залежи очень важно знать анизотропию пласта и, в частности, степень переслаивания коллекторов с непроницаемыми прослоями, наличие линз непроницаемых пород, их положение в разрезе и размер по площади [12].

### ***Разработка нефтяных оторочек***

Нефтяные оторочки подразделяют на следующие типы в соответствии с условиями их залегания: краевые (или крыльевые), подошвенные и промежуточные (рис. 8.35). Это основные типы, которые могут отличаться дополнительными особенностями. Теперь остановимся на проблемах, осложняющих процесс разработки нефтегазовых залежей.

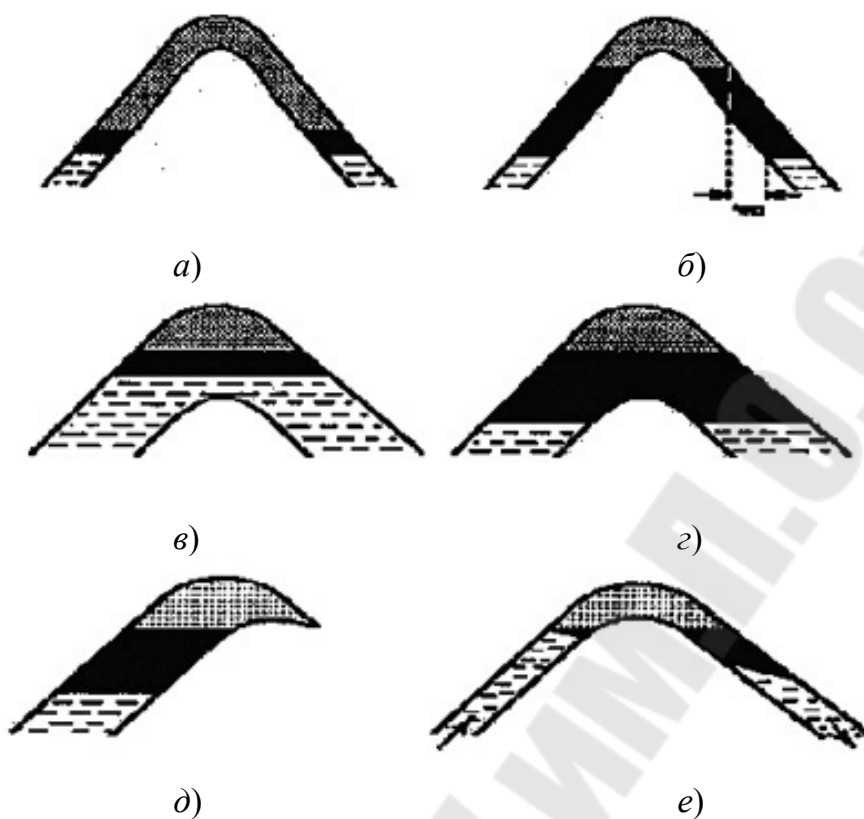


Рис. 8.35. Типы нефтяных оторочек:

*a* – краевая; *б* – краевая с чисто нефтяной зоной; *в* – подошвенная;  
*г* – промежуточного типа; *д* – краевая оторочка в литологически  
экранированной залежи; *е* – краевая оторочка, смещенная  
потоком пластовой воды

Одна из основных проблем при разработке таких залежей связана с трудностями извлечения нефти из нефтяной оторочки. Она происходит от так называемой проблемы конусообразования.

При реализации системы вертикальных скважин нефтяная оторочка вскрывается в интервале несколько метров выше ВНК и несколько метров ниже ГНК. При использовании горизонтальных скважин ее ствол располагается на наибольшем отдалении от ГНК, в нескольких метрах от ВНК (рис. 8.36).

Отбор нефти из таких скважин обуславливается пониженными давлениями вблизи интервалов дренирования. Поэтому газ газовой (точнее, газоконденсатной) шапки и подошвенная (или краевая) вода прорываются к интервалу дренирования. Формируются конусы газа и воды, которые соответственно имеют тенденцию к постоянному опусканию и подъему. В результате продукция добывающих скважин загазовывается и обводняется в прогрессирующих масштабах. Достаточно быстро дебит по нефти снижается до уровня, когда дальнейшая

эксплуатация скважины становится нерентабельной. Следствием этого является снижение отборов нефти из залежи и достижение низкого значения коэффициента нефтеотдачи. Поэтому ряд из рассматриваемых в дальнейшем изложении систем и технологий разработки нефтегазовых залежей в той или иной мере направлен на подавление этих негативных явлений.

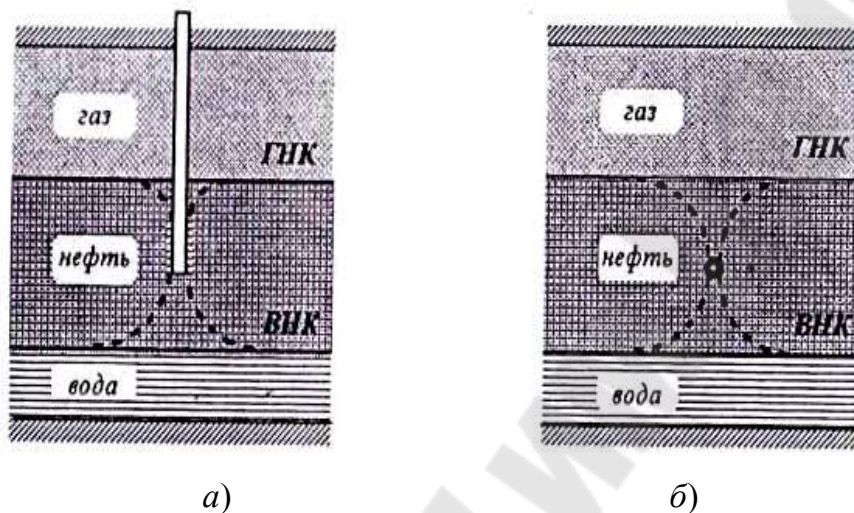


Рис. 8.36. Формирование конусов газа и воды при дренировании нефтяной оторочки вертикальной (а) и горизонтальной (б) скважинами

В теории и практике разработки месторождений нефти и газа до недавнего времени наличие и скорость естественного фильтрационного потока пластовой воды и угол наклона продуктивных пластов были в разряде так называемых малых параметров. Во многих или некоторых случаях это было справедливо. Действительно, часто можно было пренебречь наличием и скоростью естественного фильтрационного потока пластовой воды. Этот малый параметр иногда может становиться весьма значимым. Напомним, что благодаря наличию естественного фильтрационного потока воды возможны не только смещенные в пространстве залежи газа и нефти, но и существование залежей углеводородов на моноклиналиях, без наличия антиклинальной ловушки.

Продуктивные пласты обычно характеризуются весьма малыми углами наклона (около  $1^\circ$ ). Естественно, что таким малым параметром, как угол наклона, часто пренебрегали. И правильно делали, рассматривая, например, процессы вытеснения одного флюида другим в слоистых, горизонтальных продуктивных комплексах.



Однако в случае нефтегазовых залежей этот малый параметр становится принципиально значимым. Рассмотрим две совершенно одинаковые воображаемые антиклинальные ловушки, изображенные на рис. 8.37.

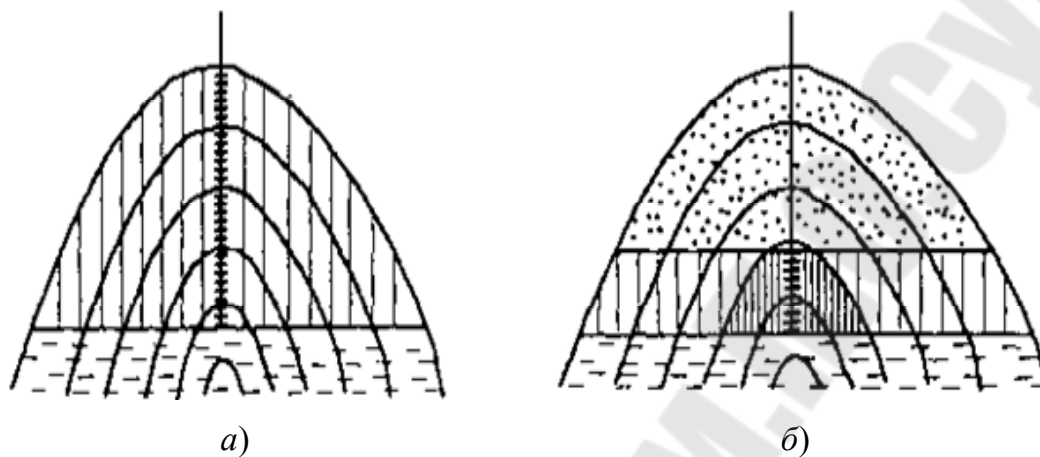


Рис. 8.37. Схемы водоплавающей нефтяной (а) и нефтегазовой (б) залежей в односторонних ловушках

При этом левая ловушка заполнена только нефтью и здесь имеем водоплавающую нефтяную залежь. Правая ловушка являетсяместищем нефтегазовой залежи. Обе ловушки представляют собой совокупность пропластков, разделенных друг от друга глинистыми прослоями. Допускаем также, что каждая залежь вскрыта одной скважиной так, как показано на рис. 8.37.

Если не ограничивать себя ни дебитами, ни сроками, ни конечной нефтеотдачей, то можно полагать, что одна скважина в чисто нефтяной залежи за бесконечно долгое время задренирует все запасы нефти. Во втором случае скважина задренирует запасы нефти в пределах нефтяной оторочки, покрытой более густой штриховкой, т. е. до ближайшего глинистого раздела. Если слоистость пласта в пределах нефтяной оторочки была бы горизонтальной, то при указанных допущениях и здесь одна скважина задренировала бы все запасы нефти. Исходя из этих простых рассуждений, можно понять роль рассматриваемого малого параметра (угла наклона пластов) при разработке нефтегазовых залежей.

Теперь изобразим часть нефтяной оторочки в более крупном масштабе (рис. 8.38).

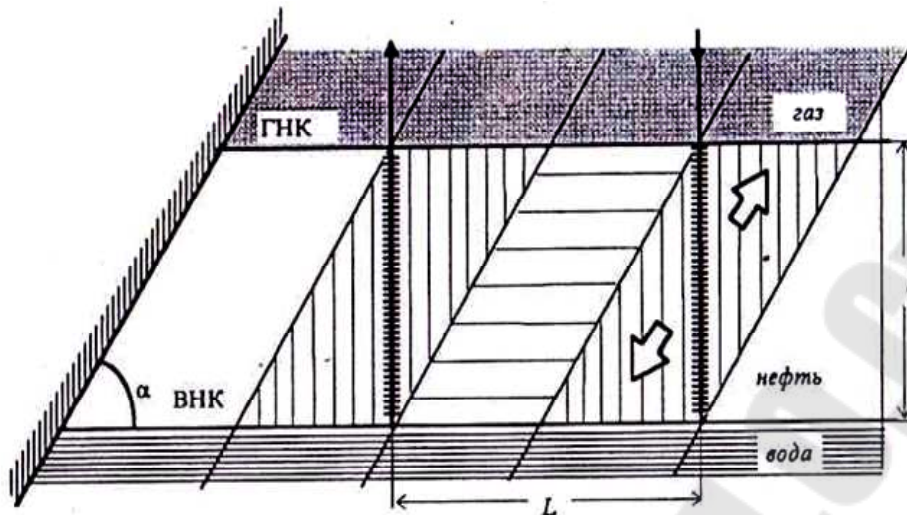


Рис. 8.38. Фрагмент нефтяной оторочки с эксплуатационной и нагнетательной скважинами

На данный элемент нефтяной оторочки пробурено две скважины, одна из которых эксплуатационная и другая – нагнетательная. Эти скважины реализуют идею площадного заводнения.

Из рассмотрения рис. 8.38 вытекает следующее. Добывающая скважина дренирует только зону оторочки с соответствующей вертикальной штриховкой (для простоты не касаемся вопросов избирательного вскрытия нефтяной оторочки). Закачиваемая в пласт вода не вытесняет нефть в сторону добывающей скважины. Эта вода расформирует запасы нефти нефтяной оторочки, оттесняя нефть в газовую шапку и в водонасыщенную зону пласта в направлении указанных соответствующих стрелок. Запасы нефти, находящиеся в зоне оторочки с горизонтальной штриховкой, а также незаштрихованные, не охвачены как процессом дренирования, так и заводнения пласта. Аналогичные процессы расформирования нефтяной оторочки имеют место при иных технологиях воздействия, если не учитывать рассматриваемую «косую» слоистость.

При рассмотрении рис. 8.37 и 8.38 не следует забывать, что проводимые схематичные изображения выполнены в разных (вертикальном и горизонтальном) масштабах. Поэтому их надо домысливать, помня, что  $\alpha = 1^\circ$ .

Данные схематичные рассуждения показывают, что слоистая неоднородность продуктивных отложений по проницаемости может негативно сказываться на конечном коэффициенте нефтеотдачи. Мы рассмотрели крайний случай, когда пропластки изолированы друг от друга тонкими глинистыми включениями. В природе имеет место

большее разнообразие, например, прерывистость пропластков. Кроме того, следует учитывать, что в разных точках каждого пропластка необходимо принимать в расчет две проницаемости – вдоль и поперек напластования. Сказанное позволяет утверждать, что в случае нефтяных оторочек требуется большая степень геолого-физической детализации, чем в случае нефтяной и тем более газовой залежей.

Приведем в дополнение хотя бы одну цифру, чтобы лучше чувствовать рассматриваемую проблему. Допустим, хотим найти такую величину расстояния между скважинами  $L$ , когда в пласте будут отсутствовать неохваченные процессами воздействия запасы нефти (зоны пласта с горизонтальной штриховкой на рис. 8.38). Пусть толщина нефтяной оторочки  $h = 10$  м, а угол наклона пластов составляет  $2^\circ$ . Нетрудно видеть, что искомое  $L = 286$  м. Известно, что на практике применяются сетки скважин с гораздо большими расстояниями между скважинами. Только при  $\alpha = 1^\circ$  расстояние  $L = 571$  м приближается к расстояниям между скважинами в реализуемых системах разработки.

Конусообразование и косая слоистость продуктивных пластов – это два главных фактора, негативно сказывающихся на эффективности разработки нефтегазовых залежей и конечной величине коэффициента извлечения нефти. Третий, не менее важный фактор, заключается в чрезмерных депрессиях и репрессиях на пласт соответственно в добывающих и нагнетательных скважинах. Повышенные депрессии кроме конусообразования приводят к истощению запасов газа в газоконденсатной шапке. Поэтому чрезмерные темпы закачки, например, воды вызывают смещение нефтяной оторочки в газонасыщенные коллекторы, а значит, размазывание запасов нефти.

## **8.9. Понятие о рациональной системе разработки. Выбор рационального варианта**

Рациональной системой разработки нефтяного месторождения на определенном этапе его разведанности считается такая система, при которой обеспечиваются следующие основные условия:

- а) удовлетворение потребностей страны или нефтяной компании в нефти и газе, т. е. обеспечение выполнения плана по добыче нефти и газа;
- б) полный учет всех естественных, производственных и экономических особенностей нефтеносного района;

в) наиболее рациональное и эффективное использование естественной пластовой энергии;

г) сочетание рационального использования естественной пластовой энергии с применением методов увеличения добычи нефти и нефтеотдачи пластов с целью более полного извлечения нефти из пласта при наименьших сроках разработки месторождения и при минимальных капиталовложениях.

Рациональная система разработки тесно связана с конкретными геологическими, техническими и экономическими условиями, т. е. должна находиться в соответствии с конкретными техническими возможностями бурения и эксплуатации скважин, освоения нагнетательных скважин и закачки в них воды. Эти технические возможности с развитием нефтяной промышленности меняются, поэтому не может быть единой системы, пригодной для всяких условий. Наряду с этим система разработки, рациональная для одного периода развития нефтяной промышленности, может стать нерациональной для другого. Чтобы правильно определить рациональную систему разработки, необходимо хорошо разведать и изучить каждое нефтяное месторождение. Однако детали геологического строения нефтяной залежи выясняются в процессе массового бурения эксплуатационных скважин. В связи с этим основной обязанностью является своевременное уточнения по мере бурения эксплуатационных скважин всех карт, характеризующих геологическое строение и физические свойства нефтяной залежи. В случае сильного расхождения с первоначальными представлениями необходимо вносить соответствующие исправления в технологическую схему разработки.

При заданном плане изменения добычи нефти на месторождении рациональная система разработки обосновывается по минимуму приведенных затрат. При отсутствии планового задания проводится анализ различных вариантов разработки. В качестве рационального выбирают вариант, также обеспечивающий минимальные приведенные затраты за определенный период оптимизации. Считается целесообразным принимать 15-летний период оптимизации, на который, как правило, составляют научно обоснованные прогнозы развития народного хозяйства. Однако рассматриваемые варианты характеризуются также различными накопленными отборами нефти (коэффициентами нефтеотдачи) при разных сроках разработки.

Поскольку рациональный вариант может иметь промежуточное значение среди расчетных, то для его нахождения необходимо построить график зависимости приведенных затрат от плотности сетки скважин и определить минимальную точку. Для определения экономически обоснованного коэффициента нефтеотдачи строят зависимость себестоимости добычи 1 т нефти от накопленной добычи (дифференцированием графика эксплуатационные расходы – накопленная добыча нефти). Отношение накопленной добычи нефти к балансовым запасам, когда себестоимость достигает предельной себестоимости, характеризует *экономически обоснованный коэффициент нефтеотдачи*. Этой накопленной добыче *соответствует экономически обоснованный срок разработки*.

Предельную себестоимость можно принять, например, с учетом мировых цен на нефть. Значению предельной себестоимости соответствует такая себестоимость добычи нефти, при которой наступает предел *экономической рентабельности добычи нефти* или, другими словами, при установленных замыкающих затратах текущий народно-хозяйственный эффект от добычи 1 т нефти становится равным нулю. *Народно-хозяйственным эффектом* называют прибыль (превышение доходов над расходами), которую получает государство от добычи нефти. Накопленный народно-хозяйственный эффект при этом достигает максимального значения.

Определив по всем расчетным вариантам максимальные экономические эффекты за весь срок разработки, а также определив сами сроки разработки и максимальные темпы отбора, выбираем рациональный вариант разработки.

#### **8.10. Разработка залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам**

В настоящее время с трещиноватыми коллекторами, по мнению некоторых исследователей, связано около 60 % залежей углеводородов и больше половины мировой добычи нефти.

Трещиноватость – повсеместная рассеченность горных пород с макро- и микротрещинами – присуща в той или иной степени всем (карбонатным и терригенным, кроме сыпучих) горным породам. Трещиноватыми коллекторами называют такие коллекторы, фильтрационные свойства которых обусловлены преимущественно или в значительной степени трещиноватостью. Пустоты трещиноватых коллекторов представлены трещинами, кавернами и их сочетанием

с порами. В зависимости от преобладания этих пустот различают разные группы трещиноватых коллекторов (трещиновато-кавернозные, трещиновато-пористые и т. д.).

Трещины выявляются как при разведке, так и при разработке нефтяных месторождений. Размеры и густота трещин (линейная плотность – число трещин, секущих единицу длины нормали, проведенной к поверхности трещин) зависят от литологии (вещественного состава) и толщины пластов, в которых эти трещины развиваются. По этому признаку выделяют трещины первого порядка, которые секут несколько пластов, и трещины второго порядка, ограниченные одним пластом. Трещины первого порядка имеют протяженность (длину) по простиранию пород (вдоль пласта) в пределах метров и сотен метров, а раскрытие (ширину) – в пределах миллиметров–сантиметров. Трещины с большим раскрытием (условно более 100 мкм) относят к *макротрещинам*, тогда как *микротрещины* – это трещины с ограниченной длиной и раскрытием. Исследованию по керну поддаются микротрещины, так как при выбуривании он разрушается по макротрещинам.

На основе прямых исследований выделяют закрытые (заполненные твердым веществом – минералами, битумом) и открытые (заполненные флюидом – нефтью, водой, газом) трещины. Ширина закрытых трещин достигает 1–2 мм и более, иногда до сантиметров. Раскрытие открытых трещин по данным прямых измерений в основном составляет в аргиллитах 1–10, в карбонатных породах – 10–20 и песчаниках – 20–30 мкм. Раскрытие трещин в пластовых условиях зависит кроме типа породы также от глубины залегания пласта и давления флюидов. На глубинах свыше 2000 м значения раскрытия трещин во всех разностях пород сближаются и обычно изменяются от 10 до 15 мкм. Порода, содержащая трещины, в отличие от каверн и пор характеризуется повышенной сжимаемостью вследствие существенной зависимости раскрытия трещин от давления.

По возрастающей густоте трещин многие исследователи располагают горные породы в следующий ряд: песчаники, известняки, мергели, аргиллиты, т. е. густота трещин увеличивается с уменьшением размеров зерен обломочного материала.

Трещиноватые коллекторы приурочены преимущественно к карбонатно-глинистым и карбонатным породам. По данным прямых измерений между густотой трещин и толщиной слоя (пласта) наблюдается

обратно пропорциональная зависимость. С увеличением толщины слоя до 0,1 м происходит резкое уменьшение густоты трещин до 20–70 м<sup>-1</sup> в зависимости от состава пород; в интервале 0,1–0,4 м уменьшение густоты замедляется, а при толщине слоя – от 0,4–0,5 м и выше густота трещин практически не изменяется и составляет 10–15 м<sup>-1</sup>. Густота трещин обычно не превышает 40 м<sup>-1</sup> (исключая тонкослоистые разности), чаще всего, особенно для песчаников и известняков, она составляет 5–15 м<sup>-1</sup>. В продуктивном разрезе могут встречаться слои (пласты) с высокой степенью трещиноватости.

Трещиноватость и кавернозность увеличиваются от периферии структуры к своду и от подошвы – до кровли пласта. Сеть трещин представлена обычно вертикальными или близкими к ним наклонными трещинами, объединенными в одну или несколько систем. Макротрещины избирательно развиваются по более густой сетке микротрещин и составляют с ними единую систему, подчиняющуюся общим закономерностям развития. При этом густота макротрещин в 2–10 раз меньше густоты микротрещин. Если густота микротрещин колеблется от 10 до 100 м<sup>-1</sup>, что равнозначно расстоянию между микротрещинами (величина, обратная густоте) – от 0,01 до 0,1 м, то густота макротрещин изменяется в основном от 1 до 10 м<sup>-1</sup> при расстоянии между макротрещинами – от 0,02–0,1 до 0,2–1 м.

В каждой системе трещины имеют два основных направления, пересекающихся под углом, близким к 90°. Часто преобладает одна система с четко выраженной направленностью (анизотропия трещиноватости), в основном совпадающей с направлением одной из осей структуры, преимущественно с длинной осью.

Если нефть в пласте залегает в трещинах, разделяющих непористые и непроницаемые блоки породы, то модель такого пласта может быть представлена в виде набора непроницаемых кубов, грани которых равны  $l_i$ , разделенных щелями шириной  $b_i$ . Реальный пласт при этом может иметь блоки породы различной величины и формы, а также трещины различной ширины. Сечение реального пласта площадью  $\Delta S$  показано на рис. 8.39, где  $i$ -я трещина имеет длину  $l_i$  и ширину  $b_i$ .

На рис. 8.40 показано сечение модели этого пласта  $\Delta S$  площадью, представляющей собой набор квадратов со стороной  $l_*$  и шириной трещин  $b_*$ .

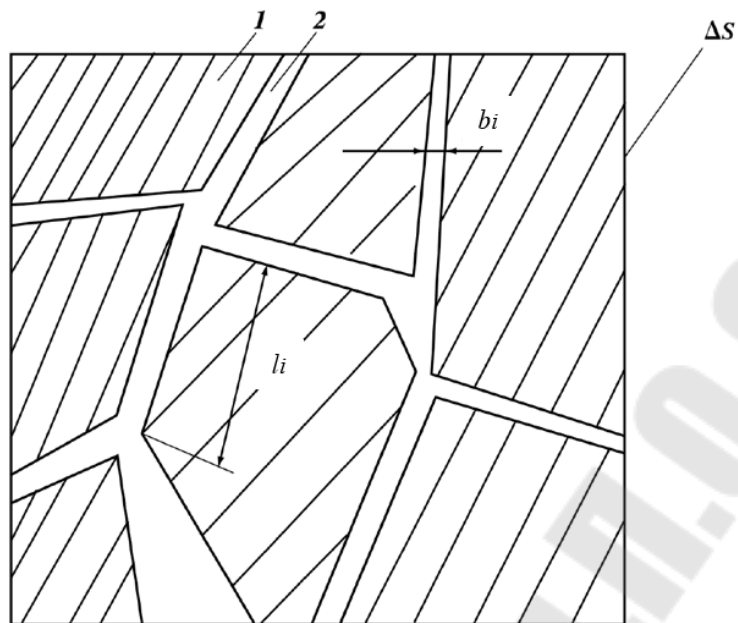


Рис. 8.39. Сечение трещиноватого пласта:  
 1 – блоки породы; 2 – трещины;  $l_i$  – протяженность трещины;  
 $b_i$  – ширина трещины;  $\Delta S$  – площадь пласта

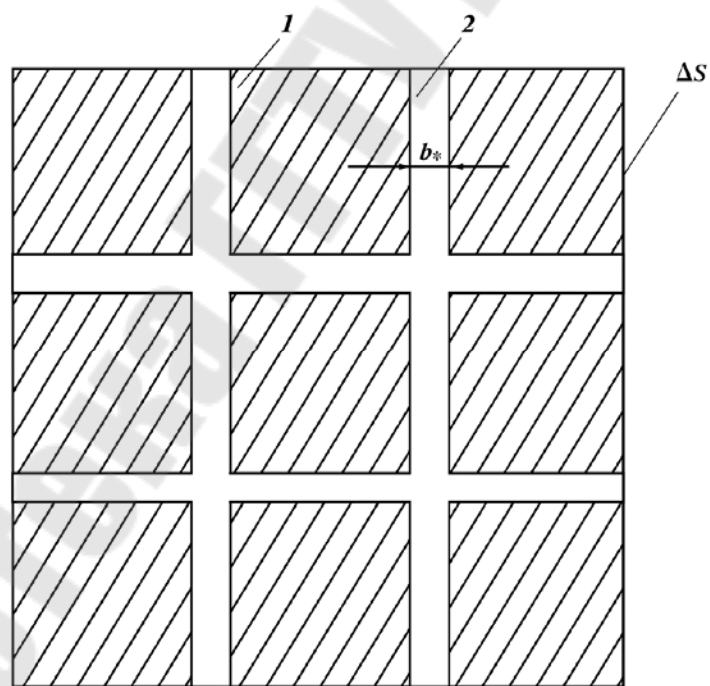


Рис. 8.40. Сечение модели трещиноватого пласта площадью  $\Delta S$ :  
 1 – блоки породы; 2 – трещины;  $b^*$  – ширина трещины;  
 $\Delta S$  – площадь пласта



Рассмотрим наиболее существенные осредненные, а потому и вероятностно-статистические характеристики трещиноватого пласта.

Известно, что скорость  $v_i$  течения вязкой жидкости в единичной трещине в направлении, перпендикулярном к плоскости, определяется следующей зависимостью:

$$v_i = -\frac{b_i^2}{12\mu} \frac{dp}{dx}. \quad (8.89)$$

Расход жидкости  $\Delta q$ , протекающий через сечение площади  $\Delta S$  в направлении  $x$ , выражается следующим образом:

$$\Delta q = -\frac{\sum b_i^3 l_i}{12\mu \Delta S} \frac{dp}{dx}. \quad (8.90)$$

Введем понятие густоты трещин  $\Gamma_T$ , определяемой формулой

$$\Gamma_T = -\frac{\sum l_i}{2\Delta S_{\Delta S \rightarrow 0}}, \quad (8.91)$$

а также средней ширины трещины  $b_*$ . Тогда из (8.90), (8.91) получим выражение для скорости фильтрации в трещиноватом пласте:

$$v_T = \frac{\Delta q}{\Delta S_{\Delta S \rightarrow 0}} = -\frac{b_*^3}{12\mu} \frac{\sum l_i}{\Delta S} \frac{dp}{dx_{\Delta S \rightarrow 0}} = \frac{b_*^3 \Gamma_T}{6\mu} \frac{dp}{dx}. \quad (8.92)$$

Выражение (8.92) – аналог формулы Дарси для трещиноватых пластов. При этом проницаемость трещиноватого пласта:

$$k_T = \frac{b_*^3 \Gamma_T}{6}. \quad (8.93)$$

Можно получить выражение для трещинной пористости  $m_T$ , принимая ее равной «просветности» сечения трещиноватого пласта, отсюда имеем:

$$m_T = -\frac{\sum l_i b_i}{\Delta S_{\Delta S \rightarrow 0}} = \frac{b_* \sum l_i}{\Delta S_{\Delta S \rightarrow 0}} = 2b_* \Gamma_T. \quad (8.94)$$

В процессе разработки трещиновато-пористых пластов при упругом режиме изменение давления быстрее распространяется по системе трещин, в результате чего возникают перетоки жидкости между трещинами и блоками пород, т. е. матрицей, приводящие к характерному для таких пород запаздыванию перераспределения давления по сравнению с соответствующим перераспределением давления в однородных пластах при упругом режиме.

На разработку трещиноватых и трещиновато-пористых пластов может оказывать существенное влияние резкое изменение объема трещин при изменении давления жидкости, насыщающей трещины в результате деформации горных пород.

Один из наиболее сложных вопросов разработки трещиновато-пористых пластов связан с применением процессов воздействия на них путем закачки различных веществ и, в первую очередь, обычного заводнения.

Возникает опасение, что закачиваемая в такие пласты вода быстро прорвется по системе трещин к добывающим скважинам, оставив нефть в блоках породы. При этом, исходя из данных экспериментальных исследований и опыта разработки, известно, что из самой системы трещин нефть вытесняется довольно эффективно и коэффициент вытеснения достигает 0,8–0,85. Опыт также показывает, что и из матриц трещиновато-пористых пластов при их заводнении нефть также вытесняется, хотя коэффициент нефтевытеснения сравнительно невелик, составляя 0,20–0,30.

Поясним, под действием каких сил происходит вытеснение нефти водой из матриц трещиновато-пористых пластов. Одна из сил вполне очевидна, хотя до последнего времени и слабо учитывалась в расчетах процессов разработки. Эта сила обусловлена градиентами давления в системе трещин, воздействующими и на блоки породы.

Другая из сил связана с разностью капиллярного давления в воде и нефти, насыщающей блоки. Действие этой силы приводит к возникновению капиллярной пропитки пород, т. е. к замещению нефти водой в них под действием указанной разности капиллярного давления.

Капиллярная пропитка оказывается возможной, если породы гидрофильные. Капиллярная пропитка матрицы или блоков трещиновато-пористых пластов вполне объяснима не только с позиции действия капиллярных сил, но и с энергетической точки зрения, так как минимум поверхностной энергии на границе нефти с водой будет достигнут, когда нефть соберется воедино в трещинах, а не будет насыщать поры матрицы, обладая сложной, сильно разветвленной поверхностью.

Исследования показывают, что если взять блок породы трещиновато-пористого пласта с длиной грани  $l_*$ , первоначально насыщенный нефтью, и поместить его в воду (аналогичная ситуация возникает, когда блок в реальном пласте окружен трещинами и в трещинах находится вода), то скорость  $\varphi(t)$  капиллярного впитывания воды в блок и, следовательно, вытеснения из него нефти согласно гидродинамической теории вытеснения нефти водой с учетом капиллярных сил будет зависеть от времени  $t$  следующим образом:

$$\varphi(t) = \frac{1}{\sqrt{t}}. \quad (8.95)$$

Из энергетических соображений можно считать, что скорость капиллярного впитывания пропорциональна скорости сокращения поверхности раздела между нефтью и водой, которая, в свою очередь, пропорциональна площади поверхности раздела. В этом случае можно считать, что

$$\varphi(t) = e^{-\beta t}, \quad (8.96)$$

где  $\beta$  – некоторый коэффициент.

Если изучать реальные процессы извлечения нефти из трещиновато-пористых пластов под действием капиллярной пропитки, то, по видимому, наиболее правильным будет сочетание гидродинамического и энергетического подходов. В этом случае для скорости капиллярной пропитки можно использовать формулу, предложенную Э. В. Скворцовым и Э. А. Авакян:

$$\varphi(t) = \frac{ae^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}}, \quad (8.97)$$

где  $a$  – экспериментальный коэффициент.

Из соображений размерности и физики процесса впитывания коэффициент  $\beta$  можно выразить следующим образом:

$$\beta = \frac{Ak\sigma \cos\theta}{l_*^3 \mu_H}; \quad A = a \left( k_H, k_B, \frac{\mu_H}{\mu_B}, m, \frac{k^{1/2}}{l_*} \right), \quad (8.98)$$

где  $k_H, k_B$  – относительные проницаемости для нефти и воды;  $k$  – абсолютная проницаемость;  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе «нефть – вода»;  $\theta$  – угол смачивания пород пласта водой;  $\mu_H$  – вязкость нефти;  $A$  – экспериментальная функция.

Найдем выражение для коэффициента  $a$  исходя из того условия, что за бесконечное время количество впитавшейся в кубический блок с длиной грани  $l_*$  воды равно объему извлеченной из него нефти. Имеем в соответствии со сказанным:

$$\int_0^{\infty} \varphi(t) dt = ml_*^3 S_{н.о} \eta_*, \quad (8.99)$$

где  $S_{н.о}$  – начальная нефтенасыщенность блока породы;  $\eta_*$  – конечная нефтеотдача блока при его капиллярной пропитке.

Если скорость капиллярной пропитки можно определить по формуле (8.97), то

$$\int_0^{\infty} \varphi(t) dt = \int_0^{\infty} \frac{ae^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}} dt = \frac{a}{\beta} \int_0^{\infty} \frac{e^{-\tau} d\tau}{\sqrt{\tau}} = \frac{a\sqrt{\pi}}{\beta}. \quad (8.100)$$

Из (8.99) и (8.100) получим:

$$ml_*^3 S_{н.о} \eta_* = \frac{a\sqrt{\pi}}{\beta}; \quad a = \frac{ml_*^3 S_{н.о} \eta_* \beta}{\sqrt{\pi}}. \quad (8.101)$$

Перейдем к процессу вытеснения нефти водой из трещиновато-пористого пласта, состоящего из множества блоков породы. Будем полагать, как и выше, что эти блоки можно представить кубами с длиной грани  $l_*$  (рис. 8.41). Поскольку вытеснение нефти водой начинается с границы пласта  $x = 0$ , то первые блоки, находящиеся у входа в пласт, будут пропитаны водой больше, чем более удаленные.

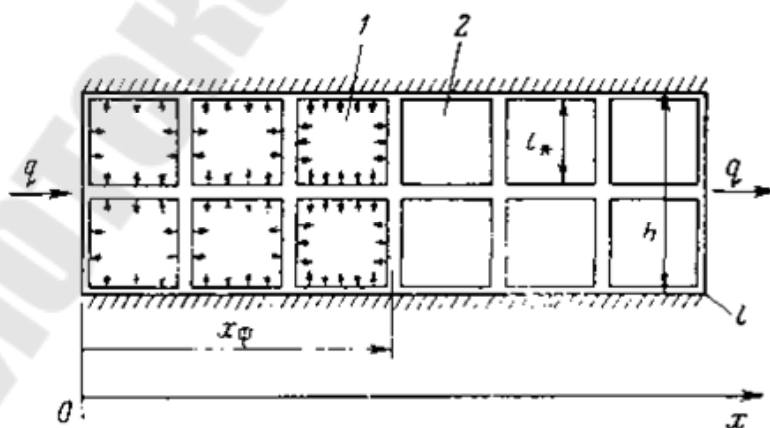


Рис. 8.41. Схема заводняемого трещиновато-пористого прямолинейного пласта:

- 1 – блоки породы, охваченные капиллярной пропиткой;
- 2 – блоки породы, не охваченные капиллярной пропиткой

Весь расход воды  $q$ , закачиваемой в прямолинейный пласт, уходит в определенное число блоков породы, так что в каждый момент времени пропитка их происходит в области  $0 \leq x \leq x_\phi$  ( $x_\phi$  – фронт капиллярной пропитки). Этот фронт будет перемещаться в пласте со скоростью:

$$v_\phi = \frac{dx_\phi}{dt}. \quad (8.102)$$

Если считать, что блоки породы в каждом сечении пласта начинают пропитываться в момент времени  $\lambda$ , то скорость впитывания воды необходимо исчислять от этого момента времени. Пусть в течение времени  $\Delta\lambda$  «вступило» в пропитку некоторое число блоков породы. Расход воды  $\Delta q$ , входящей в эти блоки, составит:

$$\Delta q = \frac{bh\varphi(t-\lambda)v_\phi(\lambda)\Delta\lambda}{l_*^3}, \quad (8.103)$$

Скорость впитывания воды  $\varphi(t)$  определена для одного блока. Чтобы выразить ее как скорость впитывания воды в единицу объема трещиновато-пористого пласта, необходимо разделить  $\varphi(t)$  на  $l_*$ , что и сделано в формуле (8.103). Следует еще раз отметить, что скорость пропитки в формуле (8.103) исчисляется с момента  $\lambda$ , в который к блоку с координатой  $x_\phi(\lambda)$  подошел фронт впитывающейся в блоки воды.

Суммируя приращения расходов  $\Delta q$  в формуле (8.103) и устремляя  $\Delta\lambda$  к нулю, приходим к следующему выражению:

$$q = \frac{bh}{l_*^3} \int_0^t \varphi(t-\lambda)v_\phi(\lambda)\Delta\lambda. \quad (8.104)$$

Обычно бывает задан расход  $q$  и необходимо найти скорость продвижения фронта пропитки  $v_\phi(\lambda)$ . Тогда (8.104) представляет собой интегральное уравнение для определения  $v_\phi(t)$ .

Если учитывать, что скорость пропитки определяют по формуле (8.97), то с учетом (8.104), получим:

$$q = mbS_{\text{н.о}}\eta_*\beta h \int_0^t \frac{e^{-\beta(t-\lambda)}v_\phi(\lambda)d\lambda}{\sqrt{\pi\beta(t-\lambda)}}. \quad (8.105)$$

Решение интегрального уравнения (8.105) получаем с использованием преобразования Лапласа, которое имеет вид:

$$v_{\phi}(t) = \frac{dx_{\phi}}{dt} = \frac{q}{mbS_{H.O}\eta_*h} \left[ \frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right] dt. \quad (8.106)$$

Из (8.106) получим выражение для определения положения фронта пропитки:

$$x_{\phi}(t) = \frac{q}{mbS_{H.O}\eta_*h} \int_0^t \left[ \frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right] dt. \quad (8.107)$$

Формула (8.107) позволяет определить время безводной разработки пласта  $t = t_*$ , при котором  $x_{\phi}(t_*) = l$ .

Для того чтобы рассчитать показатели разработки трещиновато-пористого пласта в период добычи обводненной продукции, можно поступить следующим образом. Будем считать, что этот пласт «фиктивно» простирается и при  $x > l$ , вплоть до бесконечности (рис. 8.41). Расход воды  $q_{\phi}$ , затрачиваемой на пропитку фиктивной части пласта (при  $x > l$ ), составит:

$$q_{\phi} = mbS_{H.O}\eta_*\beta h \int_0^t \frac{e^{-\beta(t-\lambda)} v_{\phi}(\lambda) d\lambda}{\sqrt{\pi\beta(t-\lambda)}}. \quad (8.108)$$

где  $v_{\phi}(\lambda)$  определим по выражению (8.106), если в нем заменим  $t$  на  $\lambda$ . Таким образом, получим:

$$q_{\phi} = q\beta \int_{t_*}^t \frac{e^{-\beta(t-\lambda)}}{\sqrt{\pi\beta(t-\lambda)}} \left[ \frac{e^{-\beta\lambda}}{\sqrt{\pi\beta\lambda}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta\lambda}) \right] d\lambda. \quad (8.109)$$

Следовательно, расход воды, впитывающейся в трещиновато-пористый пласт в период  $t > t_*$ , или дебит нефти, получаемый в этот период:

$$q_H = q - q_{\phi}. \quad (8.110)$$

Дебит воды соответственно будет  $q_B = q_{\phi}$ . Из приведенных выражений можно определить по общим формулам текущую обводненность продукции и нефтеотдачу.

Выражение (8.97) можно использовать для приближенных расчетов вытеснения нефти из трещиновато-пористого пласта в случае пропитки блоков, обусловленной не только капиллярными силами, но и градиентами давления в системе трещин. Так, согласно формулам (8.97) и (8.98), вытеснение нефти из блоков породы происходит под действием силы, определяемой с помощью произведения  $\sigma \cos \theta$ . При гидродинамическом вытеснении нефти из блоков породы вода поступает в эти блоки, а нефть из них вытесняется под действием градиента давления. Размерность  $\text{grad} p$  равна Па/м. Капиллярные и гидродинамические силы будут иметь одинаковую размерность, если взять вместо  $\sigma \cos \theta$  величину  $\frac{\sigma \cos \theta}{l_*}$ . Тогда

$$\beta = \frac{Ak}{l_* \mu_H} \left( \frac{\sigma \cos \theta}{l_*^2} + \text{grad} p \right). \quad (8.111)$$

Таким образом, в формуле (8.111) учитывается пропитка блоков пород как за счет капиллярных сил, так и за счет градиентов давления в системе трещин [18]. Технологические расчеты показателей разработки залежей с трещинно-поровыми коллекторами на инженерном уровне представляют собой весьма трудоемкую задачу. Поэтому прогноз добычных возможностей таких залежей выполняется с помощью современных программных комплексов гидродинамического моделирования [18].

### **8.11. Особенности изучения и разработки нефтяных месторождений в засоленных коллекторах**

В ряде нефтегазоносных регионов мира нефтяные и газовые залежи связаны с засоленными коллекторами. К таким регионам относятся Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция Восточной Сибири, а также Припятская нефтегазоносная область Беларуси, в которых первичное пустотное пространство продуктивных пород частично заполнено вторичным галитом. В отличие от традиционных коллекторов нефти и газа, фильтрационно-емкостные свойства которых практически не изменяются в процессе эксплуатации скважин, разработка залежей с искусственным заводнением засоленных пластов приводит к многократному изменению их пористости и проницаемости. Последнее связано с растворением галитовых выделений

пустотного пространства продуктивных пород закачиваемыми для вытеснения нефти маломинерализованными водами что, несомненно, должно учитываться как при изучении рассматриваемых месторождений, так и при их освоении.

Повышение эффективности поисков, разведки и разработки залежей УВ с засоленными коллекторами связывается с выяснением причин и условий формирования галитовых выделений в пустотном пространстве нефтегазоносных горизонтов и установлением на этой основе закономерностей локализации засоленных пород в осадочных комплексах. Решение этих задач невозможно без достоверного знания гидрогеохимических условий нефтегазоносных комплексов и эксплуатируемых месторождений, характера заполнения пустотного пространства пород галитом и особенно без уточнения влияния слабоминерализованных вод на процесс рассоления коллекторов, изменение структуры порового пространства, фильтрационно-емкостных и других петрофизических свойств пород. Иначе говоря, для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений требуется знание геологических основ изучения и освоения скоплений углеводородов, связанных с осложненным засолением породами-коллекторами.

С другой стороны, своеобразие строения засоленных коллекторов и особенности изменения их свойств при взаимодействии с водами пониженной минерализации свидетельствуют о необходимости разработки и применения новых лабораторных технологий подготовки и изучения образцов керна, а также исследования процесса рассоления пород. Наличие вторичного галита в нефтегазоносных комплексах обусловило целесообразность корректировки существующих методик обработки и интерпретации результатов гидрогеохимических, полевых и промыслово-геофизических исследований. Новые технологические решения требуются также при проведении работ по моделированию, проектированию, анализу, контролю и регулированию разработки нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, связанных с засоленными коллекторами.

Поэтому, прежде всего, остановимся на вопросе формирования включений галита в пустотном пространстве пород. Эта основополагающая проблема, к сожалению, еще далека от своего разрешения.

К настоящему времени у исследователей сложился ряд более или менее однозначных представлений по данному вопросу [19]. К ним следует отнести следующие положения:



– засолоненные коллекторы в нефтегазоносных комплексах различных регионов распространены преимущественно в участках подсолевых, межсолевых и внутрисолевых отложений, общая минерализация пластовых вод которых превышает 300–320 г/л;

– засолонение пород носит вторичный, афациальный характер и связано с заполнением подсолевых, межсолевых и внутрисолевых резервуаров маточными рассолами различных стадий галогенеза и межкристальной рапы соленосных толщ, а также с происходившими процессами их преобразования в пластовых условиях;

– выпадение вторичного галита из подземных рассолов произошло в катагенезе и могло быть вызвано изменением термобарических (преимущественно снижением пластовой температуры) условий, смешением несовместимых между собой вод, проявлением своеобразных геохимических процессов при взаимодействии пластовых рассолов с углеводородами и другими причинами;

– в нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях существуют галитовые выполения, по меньшей мере, двух генераций: в пределах залежей встречен галит первой генерации, который образовался до формирования скоплений УВ, на водонефтяных контактах – преимущественно галит второй генерации, выпавший из пластовых рассолов после образования залежей нефти и газа, в законтурной водоносной зоне распространен галит этих двух генераций. С галитом второй генерации обычно связано резкое ухудшение коллекторских свойств продуктивных пород в зонах ВНК, а также в отдельных участках законтурной области, нередко приводящее к частичной или практически полной изоляции залежей от водоносной зоны и формированию литологических ограничений в залежах.

Вместе с этим до настоящего времени нет однозначных ответов на целый ряд вопросов формирования катагенетического галита в поровом пространстве пород, которые позволили бы прогнозировать с высокой степенью достоверности характер и детали локализации засолоненных пород в соленосных бассейнах.

Кроме проблемы локализации в продуктивных отложениях засолоненных пород к геологическим аспектам разработки рассматриваемых месторождений следует отнести большую группу вопросов по изменению емкостных, фильтрационных и других свойств коллекторов в зависимости от степени их заполнения вторичными включениями галита. Эти вопросы изучаются в процессе лабораторного исследования петрофизических свойств образцов керна с различной степенью галитизации, а также путем исследования особенностей и закономерностей

изменения этих свойств при рассолении образцов. В последнее десятилетие российскими и белорусскими нефтяниками для ряда месторождений установлен характер изменения структуры порового пространства, коэффициента вытеснения нефти, относительных фазовых проницаемостей, смачиваемости пород в зависимости от степени засоленности коллектора. Результаты этих исследований свидетельствуют о существенном увеличении емкостных (в разы) и фильтрационных (на 1–3 порядка) свойств пород в процессе их рассоления, а также о завышении имевшихся промыслово-геофизических данных по пористости засоленных пород. Впервые установлено, что граничные значения пористости незасоленных коллекторов кратно превышают граничные значения засоленных, что объясняется особенностями заполнения солью порового пространства: при засолении тупиковых и боковых пор, где фильтрации флюида не происходит, либо она замедляется, остаются каналы активной фильтрации. Проведенные лабораторные исследования указывают на меньшую степень начальной нефтенасыщенности, более высокие значения коэффициента вытеснения, относительной фазовой проницаемости по нефти и смачиваемости засоленных пород-коллекторов по сравнению с незасоленными при прочих равных условиях.

Обозначенные выше геолого-физические особенности предполагают заметное отличие в изучении и построении геологических моделей залежей нефти с засоленными коллекторами в сравнении с месторождениями, продуктивные породы которых не осложнены выполнением первичного пустотного пространства кристаллами галита. Еще в большей мере такое различие проявляется при создании гидродинамических моделей, что также требует совершенствования применяемых технологий их построения. Основная задача этих технологий заключается в учете влияния ряда постоянно изменяющихся геологических параметров, контролирующих фильтрационные процессы при рассолении коллекторов за время эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, на процесс вытеснения нефти к забоям последних.

При анализе и контроле разработки нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных месторождений, коллекторы которых содержат вторичный галит, особое значение принадлежит гидрохимическим технологиям. Для количественной оценки влияния процессов рассоления на фильтрационно-емкостные свойства пород в БелНИПИнефть РУП «ПО «Беларуснефть» и ГГТУ им. П. О. Сухого разработаны методики и компьютерные программы GALIT, KANAL, EXPRESS и Галит-1, Галит-1т, основанные на интерпретации данных о составе

и плотностях пластовых, закачиваемых и попутных вод [19–21]. Используя предложенные технологии, проведен расчет баланса хлористого натрия в пластовых, закачиваемых и попутных водах за отдельные этапы и за весь срок эксплуатации обводнившихся добывающих скважин на ряде разрабатываемых белорусских месторождений. Установлено, что различные скважины отличаются по своему вкладу в общий объем дополнительно сформировавшейся сети фильтрационных каналов. При этом величина избыточного содержания в попутных водах хлористого натрия, как и масса выносимого галита, заметно различались в разные периоды эксплуатации скважин. Так, в пределах межсолевой залежи Осташковичского месторождения наибольший объем галита вынесен попутными водами скважины 55, который составил 107,7 тыс. м<sup>3</sup>. В различные годы из залежи с попутными водами выносилось до 111 тыс. м<sup>3</sup> галита в год, а в целом за весь срок ее разработки извлечено более 1,6 млн м<sup>3</sup> данного минерала. Кроме того, в закачанной воде, остающейся в залежи, растворилось около 7 млн м<sup>3</sup> галитовых выполнений. За счет этого увеличение относительной пористости по залежи оценивается в 15–20 %, скорости фильтрационных потоков в пределах залежи увеличились практически на порядок и составили 5–47 м/сут.

Необходимо подчеркнуть, что более корректное решение вопроса по объемам растворенного галита в продуктивных пластах гидрохимическими методами еще не позволяет с достаточной достоверностью прогнозировать изменение фильтрационных характеристик. В последние годы в ряде нефтегазовых компаний для решения данной задачи используется компьютерный симулятор tNavigator. Предлагаемая в нем упрощенная модель растворения солей сокращает количество неизвестных параметров до одного – константы скорости реакции. Последнее способствовало тому, что данная технология была использована при подготовке гидродинамических моделей ряда крупных нефтегазоконденсатных залежей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Для учета изменения фильтрационных свойств коллекторов специалистами БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть» предложено использовать решение обратных задач в процессе адаптации гидродинамических моделей залежей, разрабатываемых на поздних стадиях, с одновременным проведением факторно-диапазонной оценки параметров модели. Обратные задачи решаются для уточнения параметров и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки [22].

Как показывают результаты проведенных исследований, без учета процессов рассоления коллектора невозможно построить достоверные геолого-гидродинамические модели нефтяных залежей Припятского прогиба и юга Восточно-Сибирской платформы.

Повышенная степень засоленности продуктивных пород на ВНК зачастую приводит к формированию галитовых экранов, заметно затрудняющих связь нефтяных залежей с законтурной водоносной зоной. Поэтому закачка воды в законтурные скважины часто не приводит к поддержанию пластового давления в продуктивной части разреза. Для восстановления взаимосвязи массивных залежей с обширной законтурной зоной целесообразным оказывается ввод под нагнетание нескольких внутриконтурных скважин с закачкой пресной воды в зону ВНК для рассоления галитового экрана с последующим переводом этих скважин в добывающие и организацией законтурной закачки [20].

Вынос галита из основных путей фильтрации закачиваемыми в продуктивные пласты пресными или слабоминерализованными водами приводит не только к многократному увеличению их проницаемости, но и к перераспределению пластовых давлений. В итоге происходит существенное изменение пространственной структуры фильтрационных потоков и условий вытеснения нефти из матрицы [22]. Все это создает благоприятные условия для регулирования процесса разработки нефтяных залежей путем изменения объемов и состава закачиваемых для ППД вод в различных участках залежей.

При эксплуатации обводненных добывающих скважин характерным явлением для нефтяных залежей с засоленными коллекторами является интенсивное выпадение галита. Объемы выпадающих при этом в скважинах хлоридных осадков обычно на 2–3 порядка превышают объемы отложений сульфатных и карбонатных минералов, что требует применения своеобразных технологий прогнозирования и предупреждения проявлений этих нежелательных процессов. Технологии борьбы с хлоридными солеотложениями в скважинах имеют также свои особенности и применяются лишь в регионах распространения засоленных коллекторов.

Низкая проницаемость засоленных пород ряда нефтяных залежей или их отдельных участков оказывает негативное влияние на эффективность их разработки. Проницаемость засоленного коллектора, как уже отмечалось, может быть значительно увеличена за счет частичного или полного растворения галитовых выполнений трещин, пор и каверн продуктивных отложений. Такого результата можно

достичь путем закачки пресной или слабоминерализованной воды в засоленный нефтенасыщенный коллектор и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Используя это положение, сотрудники БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть» предложили и запатентовали технологию освоения глубоких скважин и регулирования разработки залежей нефти в засоленных коллекторах. Суть предложенной технологии заключается в том, что скважина, вскрывшая засоленный низкопроницаемый нефтенасыщенный коллектор, переводится на циклический режим работы. Каждый цикл включает этапы закачки в пласт пресной или слабоминерализованной воды, закрытия (остановки) скважины на время растворения галита, содержащегося в пласте, и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Внедрение данной технологии осуществляется в настоящее время на ряде скважин Березинского месторождения нефти. По всем скважинам получен значительный экономический эффект, выражающийся в увеличении дебитов нефти и в дополнительной добыче нефти.

Высокая минерализация пластовых рассолов, а также резкое различие в содержании хлоридов натрия и кальция в попутных водах разных участков нефтяных залежей позволяют использовать технологии формирования галитовых экранов (или проведения на этой основе водоизоляционных работ в конкретных скважинах) путем закачки в продуктивные пласты вод, несовместимых по галиту с попутными рассолами.

Значительная степень заполнения первичного порового пространства подсолевых и межсолевых нефтегазоносных комплексов катагенетическим галитом нередко осложняет проведение работ по освоению скважин и интенсификации притока. Имеются основания полагать, что многие поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины Припятского прогиба и Сибирской платформы не дали устойчивого притока жидкости из-за того, что в применяемых технологиях их проводки и освоения не учитывается засоленность пород и предельно высокая концентрация в пластовых рассолах хлоридов натрия. К тому же следует учесть, что подсолевые и межсолевые нефтегазоносные комплексы обычно вскрываются на соленасыщенных (насыщенных по галиту) буровых растворах. При проникновении фильтратов последних в продуктивные пласты, обводненные хлоркальциевыми пластовыми рассолами, возможно снижение проницаемости из-за выпадения кристаллов галита.

Зачастую обозначенные проблемы, как уже отмечалось, могут быть решены путем рассоления коллекторов закачиваемыми маломинерализованными водами и увеличения таким образом проницаемости пород призабойной зоны скважин. В случае низкой первичной пористости и проницаемости пластов такие работы не всегда могут дать положительные результаты. В карбонатном разрезе для решения данной задачи обычно применяются различного рода соляно-кислотные обработки, а также соляно-кислотные гидроразрывы пластов. Однако при взаимодействии соляной кислоты с известняками и доломитами не только происходит увеличение их емкостного пространства, но и формируются высококонцентрированные хлоркальциевые техногенные растворы. Смещение техногенных растворов (продуктов реакции соляной кислоты с карбонатными породами) с находящимися в продуктивных пластах рассолами, содержащими значительное количество хлоридов натрия, может привести к отложению новообразований галита и существенному снижению проницаемости пластов. В результате проводимые работы могут оказаться неэффективными или их эффективность будет снижена, что указывает на необходимость совершенствования применяемых технологий интенсификации притока, связанных с использованием соляной кислоты, для участков развития засоленных коллекторов и пластовых рассолов с предельной концентрацией хлоридов натрия.

В заключение раздела следует констатировать, что комплекс проводимых исследований и применяемых технологий разработки нефтяных и газовых залежей с наличием в пустотном пространстве галитовых включений заметно отличается от такового для месторождений с незасоленными коллекторами, что не всегда и не в полном объеме учитывается на практике. Многие из этих отличительных особенностей до настоящего времени изучены в недостаточной степени. Над решением данной проблемы в настоящее время работают специалисты ведущих нефтяных научных центров ряда нефтегазовых компаний.

#### **8.12. Основы компьютерного моделирования строения залежей углеводородов и их разработки**

Разработка месторождений углеводородов представляет собой комплексную проблему, для успешного решения которой требуется привлечение знаний и опыта, накопленных в различных областях

науки и инженерной практики. Применение комплексного мультидисциплинарного подхода стало особенно актуальным на современном этапе, характеризующемся, с одной стороны, существенным ухудшением структуры запасов нефти и газа, а с другой – созданием принципиально новых технологий в области исследования и моделирования геологического строения пласта, бурения и заканчивания скважин, использованием новых быстродействующих компьютеров для проведения сложных вычислений, геологического и гидродинамического моделирования.

Одним из основных инструментов для обоснованного принятия стратегических и тактических решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа. Каждое месторождение уникально, неправильное применение тех или иных методов воздействия на пласт может привести к непоправимым последствиям для разработки, поэтому оценку эффективности различных технологий с учетом особенностей конкретного объекта и прогнозирование поведения этого объекта целесообразно осуществлять с помощью предварительного моделирования [23].

Процесс моделирования представляет собой воспроизведение поведения объекта с помощью модели. Важно отметить, что моделирование ни в коей мере не заменяет непосредственного изучения объекта, которое и является основным источником информации об объекте, используемой при моделировании.

Модели, как правило, бывают двух видов: *физические* и *математические*.

В большинстве случаев физические модели имеют ту же физическую природу, что и изучаемый объект. Эксперименты на физических моделях проводят для исследования закономерностей изучаемого явления.

*Масштабные* модели строятся с соблюдением принципов подобия. Необходимым условием такого моделирования является геометрическое и физическое подобие модели и природы: значения переменных величин, характеризующих явление для модели и для природы в сходственные моменты времени в сходственных точках пространства, должны быть пропорциональны. Результаты экспериментов, поставленных на масштабной модели, могут быть перенесены на изучаемый объект путем пересчета, т. е. умножения каждой из определяемых величин на постоянный для всех величин данной размерности множитель – коэффициент подобия. Однако изготовить полностью подобные

модели пластов не представляется возможным, поэтому этот метод моделирования не получил широкого распространения при прогнозировании месторождений углеводородов.

*Элементарные* модели обычно используют для проведения лабораторных экспериментов по изучению свойств пород и насыщающих их флюидов. В этих экспериментах, как правило, используют реальные или смоделированные пластовые породы и жидкости. Результаты лабораторных исследований являются важным источником информации о пласте.

Среди физических моделей отдельную группу составляют *аналоговые* модели, которые воспроизводят процесс, физически подобный оригиналу, но подчиняющийся другой группе физических законов. Например, аналогия между характеристиками гидродинамических и электротехнических процессов использовалась в резистивно-емкостных сетках – электроинтеграторах, применяемых для создания электрических моделей нефтяных пластов. В таких моделях перепад давления моделировался электрическим напряжением, дебит жидкости – силой тока, проводимость – электрической проводимостью, объем флюидов – электрической емкостью и т. д. Аналогия между фильтрацией флюидов в пористой среде и потоком ионов в электрическом потенциальном поле использовалась в электролитических моделях пластов. Аналоговые модели обычно были очень громоздкими. Перестройка модели была сопряжена со значительными сложностями. Поэтому с появлением компьютеров и развитием вычислительной техники аналоговые модели были практически полностью вытеснены компьютерными математическими моделями.

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например, бурением горизонтальных скважин.

Появление трехмерного *геологического* моделирования как самостоятельного направления оказалось возможным вследствие следующих основных факторов:

– разработки математических принципов и алгоритмов трехмерного моделирования;



– развития смежных областей геологического и геофизического знания – обработки и интерпретации 3D-сейморазведки, стратиграфии, а также трехмерного гидродинамического моделирования;

– появления достаточно мощных компьютеров и рабочих станций, позволяющих выполнять сложные математические расчеты с достаточным быстродействием и визуализацией результатов;

– разработки коммерческих программ, обеспечивающих цикл построения трехмерных моделей (загрузка, корреляция, картопостроение, построение кубов фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), визуализация, анализ данных, выдача графики и др.);

– накопления обширного опыта двумерного геологического моделирования, подсчета запасов и нефтегазопромысловой геологии.

Развитие программных пакетов геологического моделирования обеспечивается, с одной стороны, появлением новых принципов и алгоритмов 3D-моделирования (нейронные сети, многоточечная статистика – MPS), с другой – расширением функциональности за счет включения и интеграции новых модулей (анализ данных сейморазведки, сопровождение бурения горизонтальных скважин, апскейлинг). Таким образом, трехмерное цифровое геологическое моделирование продолжает оставаться интересным, увлекательным и экономически эффективным направлением нефтегазовой геологии.

*Гидродинамическое моделирование.* Разработки в области численного гидродинамического моделирования и создания суперкомпьютеров всегда были взаимосвязаны: как только аппаратное обеспечение становилось мощнее, инженеры строили модели, которые были больше или сложнее, в результате существующие компьютеры оказывались слишком медленными. Далее совершенствовались компьютеры, и снова усложнялись модели и т. д.

Исследования в численном моделировании начались в конце 50-х гг. XX в. как расширение концепции материального баланса. Некоторые фундаментальные концепции и математические методы, разработанные в течение первых двух десятилетий исследований, являются актуальными и сейчас (конечно-разностная дискретизация, IMPES, полунеявный метод, формулировка моделей композиционной и «черной нелетучей нефти», модели скважин и др.).

Несмотря на то, что теория численного моделирования была разработана относительно быстро, широкому внедрению моделирования в ежедневную работу инженеров препятствовала недостаточная

компьютерная мощность. Так, до начала 80-х гг. XX в. размеры типичных численных гидродинамических моделей редко превышали нескольких тысяч ячеек. Только когда модели стали иметь приемлемый уровень детализации, гидродинамическое моделирование стало достаточно точным и могло использоваться в качестве основного инструмента для выполнения проекта разработки месторождений. С появлением мейнфреймов и суперкомпьютеров в 80-х гг. XX в. и выпуском коммерческих симуляторов месторождений (например, первый релиз ECLIPSE был выпущен в 1983 г.), численное моделирование стало стремительно развиваться.

Начало XXI в. характеризуется экспонентным ростом доступной (и по цене) компьютерной мощности за счет появления параллельных вычислений на многопроцессорных компьютерах и невероятного роста мощности персональных компьютеров (ПК), которое было вызвано индустрией компьютерных приложений и игр.

Доступность массивных вычислительных ресурсов по цене также означает, что инженеры и исследователи могут использовать новые способы эксплуатации этой компьютерной техники.

Таким образом, математическая модель представляет собой приближенное описание поведения изучаемого объекта с помощью математических символов. Процесс математического моделирования – изучения объекта с помощью математической модели можно условно подразделить на четыре взаимосвязанных этапа:

1) формулирование в математических терминах законов, описывающих поведение объекта;

2) решение прямой задачи, т. е. получение путем исследования модели выходных данных для дальнейшего сопоставления с результатами наблюдений за объектом моделирования;

3) адаптация модели по результатам наблюдения, решение обратных задач, т. е. определение характеристик модели, которые оставались неопределенными;

4) анализ модели, ее модернизация по мере накопления новой информации об изучаемом объекте, постепенный переход к новой более совершенной модели [16].

Первый этап моделирования требует глубоких знаний об изучаемом объекте. Для создания модели пластовой системы используются обширные сведения из геологии и геофизики, гидромеханики и теории упругости, физики пласта и химии, теории и практики разработки месторождений, математики, численных методов и програм-

мирования. На этом этапе формулируются основные уравнения, описывающие процесс фильтрационного переноса жидкостей и газов в пористой среде и выражающие законы сохранения массы, энергии, закон движения, уравнение состояния. Определяются совокупности начальных и граничных условий, для которых будет решаться сформулированная система дифференциальных уравнений в частных производных. Количество и тип уравнений зависят от особенностей рассматриваемой задачи: геологического строения пласта, свойств фильтрующихся флюидов, моделируемого процесса добычи. Затем разрабатываются численные методы и алгоритмы для решения поставленной задачи. Создается математическая модель фильтрации – компьютерная программа, которая решает уравнения тепло- и массопереноса с заданными начальными и граничными условиями.

На втором этапе осуществляется решение прямой задачи для конкретного объекта разработки, т. е. для заданного набора входных данных. Формирование набора входных данных является самостоятельной сложной проблемой. На этом этапе информация о строении и свойствах пласта и насыщающих его жидкостей, о режимах и показателях работы скважин преобразуется к виду, требуемому для ввода в модель фильтрации. Важнейшим элементом моделирования является построение трехмерной геометрической модели пласта на основе интерпретации сейсмических исследований с последующим насыщением этой модели информацией о распределении основных геолого-физических характеристик пласта (пористости, проницаемости, насыщенности и др.) по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин и изучения керна с использованием детерминистических или геолого-статистических методов. Объем пласта рассматривается как упорядоченная совокупность блоков, каждому из которых приписывается по одному значению каждого параметра. Ввод свойств породы и флюидов для каждого расчетного блока, площадь сечения которого в горизонтальной плоскости определяется сотнями квадратных метров при толщине в несколько метров, является очень сложной и трудоемкой задачей. Масштаб керна определяется сантиметрами. Геофизические измерения в скважинах, как правило, имеют радиус проникновения в пласт порядка нескольких метров. О строении и свойствах межскважинного пространства можно судить только по данным отраженных сейсмических волн и вертикального сейсмического профилирования, а также по результатам гидродинамических исследований пласта, в частности, пьезометрии (гидропро-

слушивания). Однако по данным сейсмоки не могут быть непосредственно определены свойства породы и пласта. Результаты закачки трассеров, гидропрослушивания и т. п. позволяют лишь косвенно оценивать осредненные значения фильтрационно-емкостных параметров, но не могут дать детальной картины распределения свойств. Поэтому при заполнении массивов данных о свойствах породы и жидкостей необходимо, во-первых, решать проблему интерполяции и экстраполяции данных измерений по скважинам на межскважинное пространство, а во-вторых, проблему усреднения или масштабирования данных, полученных на масштабах керна и геофизических исследований, на масштаб расчетных блоков. Проблема усреднения проницаемости, и особенно относительных фазовых проницаемостей, является очень сложной и до сих пор остается областью активных научных исследований. Перечисленные факторы в совокупности с ошибками измерений и низким качеством исходных данных, которое иногда имеет место, приводят к неопределенности в описании коллектора. Задача последующего моделирования – по возможности уменьшить эту неопределенность. В результате решения прямой задачи, т. е. проведения гидродинамических расчетов для заданного набора входных данных, определяются выходные характеристики модели – распределения потоков и давлений в пласте во времени, дебиты скважин и т. п. Эти результаты могут быть сопоставлены с данными наблюдений – замерами давлений и дебитов, показателями работы скважин.

На третьем этапе моделирования осуществляется адаптация математической модели по данным наблюдений. Путем воспроизведения истории разработки месторождения осуществляется уточнение основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. Чаще всего корректируются абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициент сжимаемости пор, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин. Обратная задача решается итерационно до тех пор, пока модель фильтрации не воспроизведет распределение давления и насыщенностей, которое возникает в результате приложенного воздействия – заданных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Этот этап моделирования, очень трудоемкий и требующий большого опыта и знаний, является необходимым для достоверного прогнозирования поведения пласта и оценки технологических показателей вариантов разработки.

Построенная таким образом модель объекта разработки используется затем для прогнозирования и планирования добычи, оценки запасов, комплексной оптимизации работы пласта. На четвертом этапе моделирования по мере накопления информации об объекте модель пласта уточняется, совершенствуется, отражает новую информацию о пласте, характеризует технологические решения, применяемые на месторождении, и может использоваться для дальнейшего управления процессом разработки. В этом случае можно говорить о **постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ)** месторождения.

Создание постоянно действующих геолого-технологических моделей в настоящее время является одним из главных современных направлений повышения качества проектных работ, контроля и управления процессом разработки нефтяного месторождения. ПДГТМ позволяет выполнить многовариантные расчеты с одновременной оценкой технико-экономических показателей разработки, отслеживать в динамике выработку содержащихся в продуктивных пластах запасов углеводородов, моделировать эффект от применения различных геолого-технических мероприятий по повышению производительности скважин и увеличению нефтеотдачи пластов. Эта модель базируется на имитационной модели резервуара, является трехмерным частным представлением пласта, т. е. адресной геологической моделью продуктивного пласта. Она строится на основании данных различных источников – сейсмических исследований, географической информационной системы (ГИС), структурных карт, геологической интерпретации и т. д. Трехмерный анализ пласта выполняется с использованием современных программных комплексов.

В этой модели продуктивный пласт разбивается на большое число отдельных элементов – ячеек общей сетки. Каждой ячейке сетки приписывается определенное значение параметров коллектора и насыщающих его флюидов. Такая модель является композиционной, так как в каждой ячейке имеет место композиция исходных данных. Эти модели используются только в сложных компьютерных комплексах.

Адресная постоянно действующая геолого-технологическая модель – это объемная имитация залежи в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, происходящие в рассматриваемом резервуаре при извлечении из него углеводородов

в зависимости от реализуемой технологии. Модель включает в себя два компонента: цифровую геологическую модель и цифровую фильтрационную модель.

Под цифровой трехмерной адресной геологической моделью залежи (объекта) понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двумерных сеток) или трехмерной сетки ячеек, характеризующих:

- неоднородность продуктивного пласта;
- пространственное положение литологических и стратиграфических границ;
- наличие и пространственное положение коллекторов и неколекторов, сложенных непроницаемыми породами;
- пространственное положение начальных и текущих границ раздела флюидов (ВНК, ГНК, ГВК);
- средние значения в ячейках фильтрационно-емкостных свойств пород и физических свойств пластовых флюидов.

При построении цифровой геологической модели сначала обосновываются размеры (вертикальные и площадные) ячеек с учетом неоднородности. Их размер может составлять 50–100 м (вблизи скважин – несколько метров). Он выбирается исходя из результатов детальной корреляции и сохранения особенностей геологического строения пласта. При выборе сеток учитывается также ориентация литологических, тектонических и других границ.

Выходными параметрами цифровой геологической модели является структурный каркас – двумерные послойные сетки структурных поверхностей и набор контрольных точек со значениями их абсолютных отметок. После наложения на структурный каркас поверхностей контакта получают послойные сетки (цифровые карты) общих, нефте-, газо- и водонасыщенных толщин по каждому седиментационному циклу, расчетному объекту, зональному интервалу или пласту.

При построении модели насыщения пластов флюидами пользуются петрофизическими зависимостями.

Цифровая фильтрационная модель месторождения (залежи) – это совокупность следующих составляющих:

- программы моделирования фильтрационных процессов;
- исходных данных – входных данных программы;
- выходных данных – результатов расчета.

Цифровая фильтрационная модель представляет собой двух- или трехмерную сетку ячеек, охарактеризованную параметрами геологической модели и дополнительными данными: кривыми относительных фазовых проницаемостей (ОФП); капиллярным давлением, данными о составе пластовых флюидов и результатами pVT-анализа, массивом данных по счетчикам (пластовое и забойное давления, коэффициенты продуктивности скважин, данные о геолого-технических мероприятиях (ГТМ) и их эффективности и т. д.).

Фильтрационное моделирование выполняется с помощью расчетных программ гидродинамического моделирования (в программном комплексе Eclipse (Schlumberger), ROXAR-Tempest Moore, в программном комплексе LandMark-Vip и т. д.), при этом дифференциальные уравнения разработки залежи (уравнения неразрывности, движения, состояния) заменяют конечно-разностными соотношениями.

Как уже отмечалось, созданная фильтрационная модель подлежит проверке – адаптации к истории разработки, которая предполагает коррекцию определенных параметров модели для достижения удовлетворительного соответствия между расчетными и фактическими данными разработки залежи. При достижении требуемой точности модели осуществляют прогноз показателей разработки залежи на перспективу.

Создание программы моделирования требует значительных знаний математики и вычислительной техники, но проводить расчеты может любой пользователь. Сложность программ моделирования фильтрации состоит в использовании нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных для описания процессов, происходящих в пластах. Эти уравнения относятся к уравнениям математической физики и в общем случае не имеют аналитического решения, что требует применения численных методов.

Программы математического моделирования постоянно развиваются. Пройден путь от программ однофазной фильтрации к многокомпонентной многофазной, от изотермической до неизотермической фильтрации. Расчеты теперь выполняются для произвольной схемы расположения скважин как вертикальных, так и наклонно-направленных, а также и горизонтальных. К настоящему времени разработано большое число программ для моделирования пластовых систем, которые могут являться основой фильтрационной модели.

Различают три группы программ.

Первая группа – это программы трехмерной фильтрации, где фильтрующимися флюидами является нефть, газ и вода. Это программа Black Oil.

Вторая группа – это программы многокомпонентной (компонитной) фильтрации, где учитывается изменение состава флюидов и свойств компонентов в процессе вытеснения, предусматривается массообмен между компонентами.

Третья группа – это программы неизотермической фильтрации, когда свойства флюидов зависят и от температуры.

Основными элементами пакета программ для моделирования пласта являются предпроцессор, постпроцессор и собственно модели фильтрации. На стадии *предпроцессора* осуществляется ввод данных о строении и свойствах пласта и пластовых жидкостей, в том числе построение и оцифровка разностной сетки, задание скважин, обработка баз данных с информацией о работе скважин, соединение и согласование информации из различных источников, выбор модели фильтрации, характеристик разностной сетки, методов решения системы уравнений. *Постпроцессор* осуществляет визуализацию результатов расчетов: построение различных карт, графиков, таблиц, анимацию результатов моделирования фильтрационных процессов в пласте. Развитый пакет программ включает в себя несколько описанных выше *моделей фильтрации*, которые можно использовать по выбору в зависимости от моделируемого объекта и процесса.

На разных стадиях моделирования пласта используются специальные опции:

– *масштабирование сеток* при переходе от геологической модели к гидродинамической (осреднение данных геологической модели при построении и оцифровке более грубой сетки для моделирования фильтрации);

– *построение сеток различных типов* (блочнo-центрированная, с распределенными узлами, с геометрией угловой точки, прямоугольная, цилиндрическая, криволинейная, полигонов Вороного, гибкая, с локальным измельчением);

– *выбор методов аппроксимации и решения уравнений* (явный или неявный, прямой или итерационный, упорядочение и решение систем линейных уравнений, контроль за сходимостью);

– *инициализация* (моделирование начального равновесного распределения флюидов в пласте);



– расчет эффективных фазовых проницаемостей и капиллярного давления;

– контроль за работой скважин (задание дебитов, забойных давлений, ограничений для групп скважин).

Моделирование процессов разработки осуществляется с помощью специальных программных комплексов, именуемых гидродинамическими симуляторами. Наиболее широкое применение получили симуляторы Eclipse (Schlumberger), Tempest (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «ТРАСТ»), t-Navigator (RF Dinamics, г. Москва) [16, 23, 24].

### **Основные виды исходных данных для цифрового геологического моделирования**

Помимо особенностей геологического строения месторождения количество и качество исходной информации в значительной степени определяют способы построения модели и получаемые результаты. Определим основной набор исходных данных:

1. Координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрия – используются для создания траекторий скважин в модели. Важно отметить, что в последнее время в старых скважинах в массовом порядке проводятся повторные измерения инклинометрии (гироскопы), которые необходимо обязательно собрать и учесть.

В случае, если необходимо в точности повторить в модели траектории скважин, рассчитанных маркшейдерской службой, рекомендуется создавать траекторию через позиционный каротаж ( $X, Y, Z$ ), используя координаты устья и рассчитанные маркшейдерской службой приращения по трем осям. Таблицы поправок в инклинометрию используются для введения поправок в альтитуды скважин (для «подвижек» скважин) в предположении наличия погрешностей инклинометрии по результатам анализа структурных поверхностей и флюидных контактов.

2. Координаты пластопересечений, рассчитанные маркшейдерской службой, – используются для контроля пластопересечений, рассчитанных в проекте после корреляции пластов, а также для создания искусственных вертикальных скважин в модели, когда отсутствуют данные инклинометрии.

3. Стратиграфические разбивки (маркеры), рассчитанные геологом в проекте, – используются в качестве основы при формировании структурного каркаса.

4. Кривые ГИС – используются для корреляционных построений, выделения литотипов, оценки характера насыщения и ФЕС, фациального анализа, привязки данных сейсморазведки. Результаты интерпретации ГИС (РИГИС) используются при построении 3D-модели для распространения свойств – построения кубов фильтрационно-емкостных свойств.

5. Отбивки флюидных контактов в скважинах – используются для построения карт флюидных контактов и геометризации залежей. Интервалы перфорации, результаты испытаний и работы скважин, гидродинамического каротажа используются для обоснования и корректировки положения флюидных контактов.

6. Даты бурения и ввода скважин в добычу (под закачку), карты накопленных отборов и закачки – используются при отборе скважин с неискаженным влиянием разработки величинами начальной насыщенности  $K_n$ .

7. Сейсмические данные: структурные карты и поверхности нарушений по данным сейсморазведки, бурения и других методов – используются для формирования структурного каркаса. Карты или кубы сейсмических атрибутов используются для распространения ФЕС в межскважинном пространстве.

8. Уравнения петрофизических зависимостей «кern – kern» и «кern – ГИС», средние и граничные (min, max) значения коллекторских свойств, кривые капиллярного давления – получаются по результатам совместной интерпретации данных керна и ГИС, используются для расчета ФЕС с учетом литотипов, построения модели переходной зоны.

9. Количественные (определения  $K_n$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_v$ ) и качественные (описания) исследования керна – применяются при настройке данных ГИС для последующей массовой интерпретации, а также при создании концептуальной модели.

10. Общие и геологические данные: карты эффективных и нефтенасыщенных толщин 2D (из отчета по подсчету запасов) – используются для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D-модели. Сводная таблица подсчетных параметров и запасов УВ (из отчета по подсчету запасов) – используется для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D-модели.

Традиционно технология геологического моделирования 3D представляется в виде следующих основных этапов (рис. 8.42):

1. Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных.
2. Структурное моделирование (создание каркаса).
3. Создание сетки (3D-грида), осреднение (перенос) скважинных данных на сетку.
4. Фациальное (литологическое) моделирование.
5. Петрофизическое моделирование.
6. Подсчет запасов углеводородов.

После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта создается структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполняется корреляция скважин (проставляются разбивки пластов в скважинах), прослеживаются опорные сейсмические горизонты, создается модель тектонических нарушений. На этой основе в рамках заданных границ участка моделирования и при выбранных горизонтальных размерах ячеек строится каркас, состоящий из горизонтов – стратиграфических границ пластов, посаженных на корреляционные разбивки и увязанных с поверхностями тектонических нарушений.

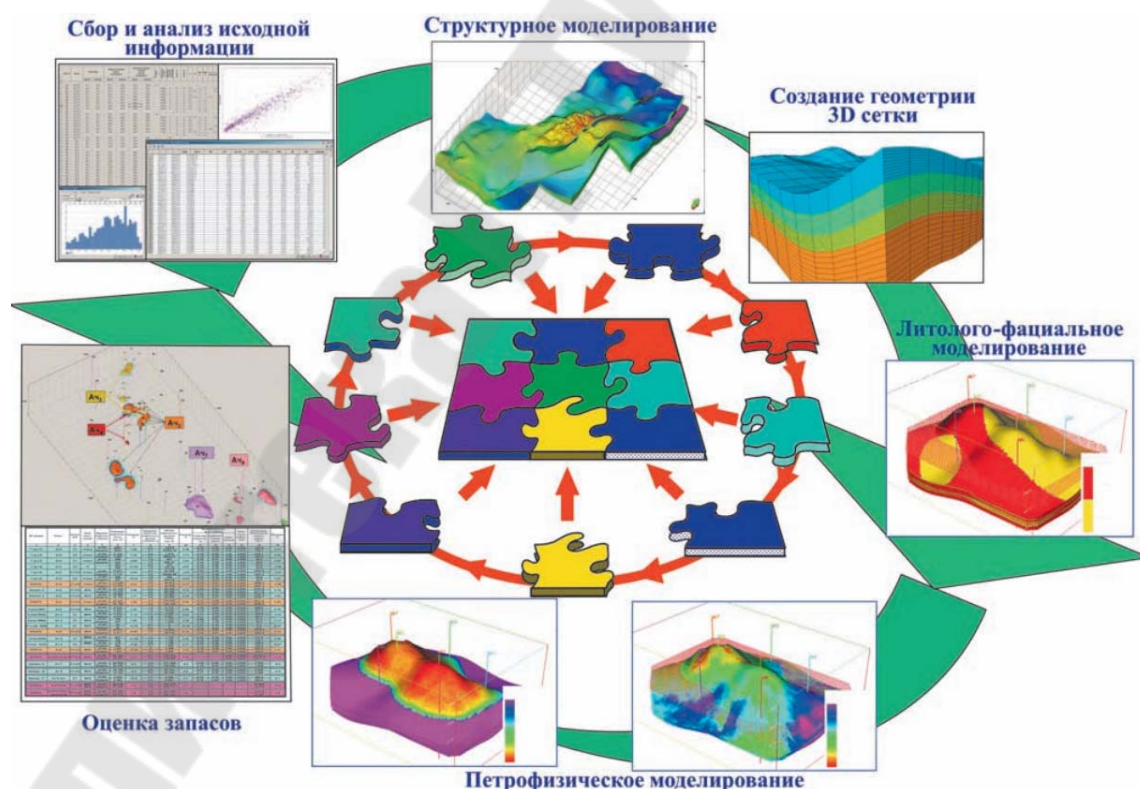


Рис. 8.42. Основные этапы создания цифровой геологической модели 3D (по К. Е. Закревскому, 2009 г.)

В рамках этого каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая «нарезка» слоев, создавая таким образом трехмерную сетку (3D-грид). На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется перенос (осреднение) результатов интерпретации ГИС – кривых фаций, литологии, пористости, нефтенасыщенности и др. Иногда эта процедура называется ремасштабированием.

По этим скважинным данным, используя результаты интерпретации сейсморазведки в качестве трендовых параметров (если они есть), рассчитываются кубы свойств в ячейках сетки в межскважинном пространстве.

Вначале – дискретный куб фаций (литологии). Затем с учетом вида распределения и пространственных закономерностей для каждой фации строятся непрерывные кубы пористости  $K_{п}$  и проницаемости  $K_{пр}$ . Непрерывный куб нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$  рассчитывается исходя из данных о свойствах пород ( $K_{п}$ ,  $K_{пр}$ ), пластовых флюидов и закономерностей капиллярно-гравитационного равновесия (модели переходной зоны). Правда, для некоторых типов пород переходная зона может и отсутствовать. Предварительно для каждого пласта строятся поверхности флюидных контактов.

На основе этих кубов ФЕС производится подсчет запасов углеводородов, проектирование скважин, модель передается гидродинамикам для фильтрационных расчетов. С появлением новой информации (бурение скважин, отстрел новых сейсмических профилей 3D, выполнение дополнительных исследований керна и др.) модель дополняется и корректируется. Другой причиной корректировки геологической модели могут служить замечания гидродинамиков, обоснованные результатами адаптации фильтрационной модели в процессе воспроизведения истории разработки.

*Основные исходные данные для создания гидродинамической модели*

Созданная ранее трехмерная геологическая модель обычно импортируется в гидродинамическую модель. В зависимости от размерности геологической модели, как правило, происходит уменьшение количества ячеек в гидродинамической модели, как минимум, в несколько раз.

Обычно пористость, горизонтальная проницаемость и начальная нефтенасыщенность соответствуют таким же значениям, рассчитанным в геологической модели. То есть в ячейках, через которые про-

ходят скважины, они соответствуют параметрам по ГИС. В остальных ячейках модели – трехмерная интерполяция в пределах пласта.

При создании гидродинамической модели обычно принимаются следующие условия и допущения:

- фильтрация флюидов трехмерная, двухфазная: нелетучая нефть с растворенным газом и минерализованная вода;

- расчет полей давления и насыщенности осуществляется по схеме разностного решения уравнений материального баланса совместно с уравнениями движения для каждой из фаз (закон Дарси, фильтрационная модель Бакли–Левретта);

- водонапорная область модели задана путем охвата расчетной областью площади водонасыщенной законтурной области, при этом на удаленных гранях расчетной сетки выполняются условия непротекания;

- уровень ВНК принят горизонтальным;

- скелет пласта считается упруго-деформируемым;

- физико-химические свойства нефти зависят от пластового давления и заданы в табличном виде;

- начальное пластовое давление соответствует гидростатическому;

- гравитационные и капиллярные силы учитываются явным образом;

- скважины проходят через центр расчетного блока вертикально;

- значения коллекторских свойств (пористости, проницаемости, песчаности) в ячейках, через которые проходят скважины, рассчитаны по каротажным диаграммам. Для остальных ячеек они заданы путем трехмерной интерполяции в пределах каждого пласта.

Используемое во многих нефтегазовых компаниях (в том числе и в БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть») программное обеспечение для разработки нефтяных и газовых месторождений ECLIPSE разработано

в компании Schlumberger. Семейство симуляторов ECLIPSE предоставляет наиболее полный и робастный набор решений в индустрии для численного моделирования динамического поведения всех типов коллекторов, флюидов, степеней структурной и геологической сложности и систем разработки.

ECLIPSE покрывает полный спектр задач моделирования пласта, включая конечно-разностные модели для черной нефти, сухого газа, композиционного состава газоконденсата, термодинамические модели тяжелой нефти и модели линий тока. Выбирая различные

дополнительные опции из широчайшего набора (например, моделирование метана в угольном пласте, контроль добычи по показателям теплотворности топлива, модель наземной сети сбора), дополняются возможности симулятора всем тем, что необходимо для полного удовлетворения потребностей для решения задач, при этом расширяя и углубляя изученность проблем, связанных с разработкой месторождения. Симулятор ECLIPSE более 30 лет является эталоном коммерческой продукции для моделирования разработки благодаря широте непревзойденных возможностей, стабильности, скорости, масштабируемости параллельных вычислений и совместимости с множеством программных платформ.

Petrel Reservoir Engineering обеспечивает идеальную среду для работы инженера. Связка двух пакетов ECLIPSE + PETREL интегрирует все необходимые процессы вокруг задач моделирования, делает потоки обмена данными прозрачными, а интерфейс – легким для восприятия.

ECLIPSE Blackoil Simulation использует трехфазную трехмерную модель совместно с расширенными возможностями моделирования скважин, управления режимами их работы и исчерпывающим набором моделей процессов МУН.

ECLIPSE Compositional Simulation описывает поведение флюида и фазовые переходы в пластовых условиях с помощью модели многокомпонентной смеси углеводородных и неуглеводородных компонентов.

ECLIPSE FrontSim моделирует многофазный поток методом линий тока; можно использовать улучшенную визуализацию потоков в пласте вдоль линий тока (рис. 8.43).

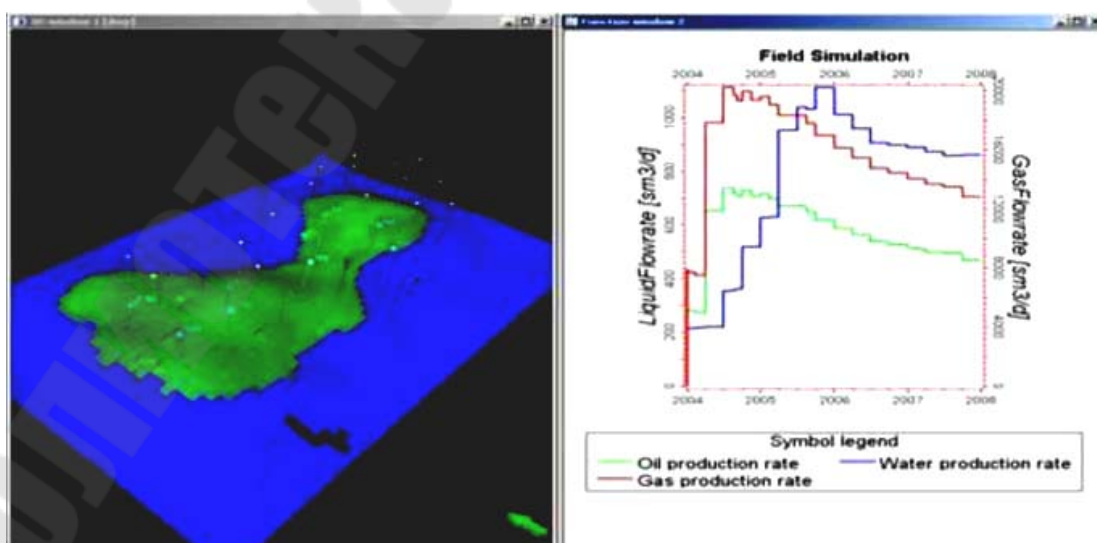


Рис. 8.43. Программный комплекс Eclipse



Для создания гидродинамической модели наиболее часто используют ECLIPSE Blackoil Simulation. ECLIPSE Blackoil является универсальным симулятором нелетучей нефти, который использует полностью неявную схему моделирования фильтрации для трехмерных задач. В модели нелетучей нефти предполагается, что флюид состоит из пластовой нефти, растворенного газа и воды. Также принимается, что пластовая нефть и растворенный газ могут смешиваться в любых пропорциях.

Данный симулятор широко используется для создания гидродинамических моделей при проектировании системы разработки залежей. За время его существования накоплен большой опыт применения; кроме того, в симулятор включено большое количество дополнительных инструментов. Стоит отметить, что программный комплекс моделирования ECLIPSE состоит из двух отдельных программ моделирования: ECLIPSE 100 специализируется на моделировании нелетучей нефти, а ECLIPSE 300 – на композиционном моделировании. ECLIPSE 100 – полностью неявный трехфазный трехмерный универсальный симулятор с газоконденсатной опцией. ECLIPSE 300 – композиционный симулятор, использующий кубическое уравнение состояния, коэффициенты распределения, зависящие от давления, и сводящийся к модели нелетучей нефти.

## **ГЛАВА 9. ОСНОВЫ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ**

### **9.1. Цель и задачи анализа текущего состояния разработки в рамках авторского надзора.**

#### **Методы проведения анализа**

В результате анализа разработки должны быть вскрыты главные тенденции развития явлений в залежи, причины сформировавшегося течения процесса и обоснованы методы его регулирования. Важная часть анализа – сопоставление фактических показателей разработки с данными проекта предыдущего анализа, выяснение причин изменения каждого показателя, выявление взаимосвязи и влияния основных факторов. Отклонение фактических показателей разработки от проектных может быть вызвано неправильными исходными данными проекта, невыполнением проектных решений (режимов работы скважин, темпов добычи нефти и закачки воды), допущениями расчетной

методики и др. Большой обоснованности выводов анализа можно достичь при выполнении отдельных расчетов и исследований процесса разработки с использованием уточненных исходных данных.

Круг задач анализа определяется в основном режимом работы пласта и стадией процесса разработки. В общем при водонапорном режиме анализ процесса разработки может включать следующие задачи (по В. Р. Вороновскому и М. М. Максимову):

- Анализ геологической модели месторождения: уточнение геологического строения месторождения, свойств коллектора и флюидов.

- Анализ технологических показателей разработки (по месторождению, отдельным объектам и участкам):

- а) динамики добычи жидкости, нефти и газа (сопоставление добычи флюидов с закачкой воды, текущих и накопленных отборов с гидропроводностью пласта); фондов добывающих и нагнетательных скважин (с установлением динамики добычи флюидов и фонда скважин по способам эксплуатации); распределения добычи флюидов по площади и толщине пласта (соотношение накопленной и текущей добычи и закачки по месторождению и пласту с выделением характерных участков месторождения по интенсивности их разработки);

- б) энергетического состояния месторождения (сопоставление динамики пластового давления с динамикой добычи нефти и закачки воды, фактического и расчетного пластовых давлений с установлением характера распределения фонда нагнетательных скважин и количества закачиваемой воды по площади и толщине пласта, количества перетекающей жидкости в другие пласты и за контур нефтеносности, взаимодействия пластов месторождения с соседними месторождениями, характерных участков месторождения по распределению пластового давления, степени охвата пласта влиянием закачки);

- в) состояния обводненности месторождения (определение влияния текущих темпов разработки на обводненность продукции; изучение степени и характера обводнения скважин по площади и толщине месторождения; изучение влияния отборов и закачки жидкости на перемещение и скорость продвижения контуров нефтеносности; оценка степени обводненности продукции в зависимости от отобранных запасов; получение зависимости обводненности продукции от отбора нефти и закачки воды);

- г) состояния выработки запасов нефти (определение текущего коэффициента нефтеотдачи по промысловым данным и картам изохрон обводнения, а также потерь нефти в зависимости от плотности



сетки скважин, коэффициента охвата и начальных балансовых коэффициентов, извлекаемых и текущих запасов по участкам).

- Анализ состояния техники добычи:

- а) фонда скважин по способам эксплуатации (разбивка скважин на группу по наиболее рациональному способу их эксплуатации и определение условий и времени прекращения фонтанирования скважин, ожидаемого изменения фонда скважин по способам эксплуатации);

- б) применяемых методов обработки призабойной зоны (выявление осложнений при работе оборудования в добывающих скважинах, вызываемых песком, парафином, агрессивными жидкостями, и определение технического состояния призабойной зоны; установление наиболее рациональных применяемых методов обработки и крепления призабойной зоны);

- в) применяемых способов, технологии и техники эксплуатации скважин и состояния наземного и подземного оборудования (установление возможности применения различных способов эксплуатации и оборудования для предотвращения образования песчаных пробок, отложения парафина, вредного влияния газа; технического состояния и добывных возможностей применяемого оборудования при механизированном способе добычи; выявление наиболее эффективных и экономичных способов добычи и оборудования для подъема жидкости и повышения КПД; оценка пропускной способности насосно-компрессорных труб);

- г) систем сбора, подготовки и транспортирования нефти и попутной воды (выявление эффективных систем и их технического состояния; наиболее эффективных и экономичных процессов в системах; ограничений по мощности, пропускной способности и давлению промысловых и магистральных трубопроводов);

- д) систем диспетчеризации и автоматизации контроля и управления работой оборудования и процесса добычи (установление наиболее эффективных и экономичных систем, границ возможного и целесообразного их применения; оценка эффективности и технического состояния применяемых систем).

- Анализ экономических показателей:

- а) себестоимости (установление динамики, оценка по факторам изменения и по статьям затрат);

- б) капитальных вложений (установление динамики, оценка по направлениям промышленного обустройства и по удельной величине);

в) производительности труда (установление динамики производительности труда, численности персонала по категориям и цехам, удельной численности работников, в том числе рабочих);

г) рентабельности предприятия (выявление путей повышения рентабельности добычи нефти).

Заключительной составной частью анализа следует считать прогноз процесса разработки, связанный с предсказанием течения технологических процессов в будущем, как при неизменных условиях, так и при проведении работ по регулированию. Цель его состоит в исследовании тенденций протекания процессов разработки в прежних и новых условиях.

*Применение статистических методов и упрощенных методик для анализа и прогноза разработки, оценки эффективности проводимых на залежи геолого-технических мероприятий*

Под *прогнозированием* понимается установление заключения о предстоящем развитии, т. е. предсказание о течении технологического процесса разработки в будущем. Следовательно, к методам прогнозирования относят все методы моделирования процесса разработки, в том числе рассмотренные выше гидродинамические методы определения технологических показателей разработки. Для экспресс-методов прогнозирования характерен чисто эмпирический подход, их рассматривают как статистические методы моделирования. Различают краткосрочное или текущее (до 3 лет) и перспективное или долгосрочное (на 5, 10, 15, 20 и более лет) прогнозирование.

*Статистическое прогнозирование* становится важным разделом теории проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений, особенно на поздней стадии. В нефтепромысловой практике в основном проводится прогноз текущей и накопленной добычи нефти и жидкости, обводненности продукции и коэффициента нефтеотдачи, а также определение начальных извлекаемых запасов нефти.

Статистические методы прогноза можно разделить на три группы:

– основанные на выявлении закономерностей, полученных в результате анализа фактических данных по одним месторождениям, и на прогнозировании показателей разработки по новым, другим, в некоторой степени аналогичным месторождениям (методы экстраполяции на другие месторождения);

– основанные на исследовании заводненных зон пласта (объемные методы);

– использующие зависимость одних технологических показателей от других (методы взаимосвязи технологических показателей).

Для оперативной оценки прогнозной добычи нефти по скважине или по залежи наряду с другими применяются приближенные статистические методы, основанные на математической обработке фактических данных по эксплуатации скважин или разработке всей залежи в целом.

В частности, используется *метод кривых падения добычи*, когда к фактическим данным падения добычи подбирается аналитическая кривая, которая описывается математическим уравнением определенного вида и наиболее точно отражает фактический темп падения добычи:

$$q_{н(t)} = a(t^{-b}); \quad (9.1)$$

$$q_{н(t)} = a(e^{-ct}), \quad (9.2)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – коэффициенты, определяемые при обработке фактических данных работы скважины.

Формула (9.2) лежит в основе экспресс-метода оценки добычи нефти, предложенного учеными-нефтяниками Э. Д. Мухарским и В. Д. Лысенко (институт ТатНИПИнефть):

$$q_{(t)} = q_0 e^{-\frac{q_0 t}{Q_0}}, \quad (9.3)$$

где  $t$  – время с начала эксплуатации скважины;  $q_0$  – начальный дебит скважины в момент пуска ее в работу;  $e$  – основание натурального логарифма ( $e = 2,71828\dots$ );  $Q_0$  – начальные извлекаемые запасы нефти в залежи, приходящиеся на одну скважину.

*Кривые суммарного отбора.* Этот метод используется для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, когда с нефтью добывается много воды.

1. Строится графическая зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости.

2. К полученной кривой подбирается аналитическая формула, которая наиболее полно описывала бы математическую кривую.

Используют два типа уравнений:

$$\begin{aligned} \sum Q_{ж} &= a \sum Q_{н} + b \sum Q_{н}^2 + c Q_{н}^3; \\ \sum Q_{ж} &= a \sum Q_{н} + b \sum Q_{н}^2; \end{aligned} \quad (9.4)$$

Кривые падения добычи и кривые суммарного отбора не имеют тенденцию к экстраполяции (выходят за пределы графика) для дальнейшего прогноза, так как не имеют прямолинейного участка кривой – это учитывают кривые вытеснения.

Под *характеристиками вытеснения* понимаются зависимости накопленной добычи нефти по рассматриваемому объекту от накопленной добычи жидкости или воды (при различных возможных модификациях координат в зависимостях). Экстраполяция построенной по фактическим данным эксплуатации характеристики вытеснения позволяет прогнозировать процесс обводнения и нефтеотдачи на будущий период. В настоящее время известно много методов построения характеристик вытеснения. Часть из них основана на обработке только лишь промыслового материала, другая часть имеет теоретическое обоснование. Естественно, что большее предпочтение следует уделять теоретически обоснованным методам.

Выбор для прогноза какой-либо кривой вытеснения носит эмпирический характер и сводится к подбору такой зависимости между фактическими показателями, которая в графическом виде имела бы прямолинейный характер. Для каждой конкретной залежи надо подбирать свою кривую вытеснения, обращаясь в прямую линию. Этот подбор кривой облегчается с использованием уже существующих зависимостей между накопленными показателями, предложенных рядом авторов.

*Метод А. М. Пирвердяна* основан на использовании аппроксимации Ю. П. Борисова функции Бакли–Левретта. Для определения накопленной добычи нефти  $Q_n$  в зависимости от накопленной добычи жидкости  $Q_{ж}$  получена формула:

$$Q_n = mV_{пл} \delta_n = mV_{пл} \left( 1 - S_{н.о} - S_{св.в} - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{m\mu_0 V_{пл}}{150 Q_{ж}}} \right), \quad (9.5)$$

где  $m$  – пористость;  $V_{пл}$  – объем пласта от начального контура нефтеносности до добывающей галереи;  $\delta_n$  – коэффициент использования объема пор;  $S_{н.о}$  – остаточная нефтенасыщенность пласта;  $S_{св.в}$  – начальная водонасыщенность пласта;  $\mu_0$  – отношение вязкостей нефти и воды.

Фактическая характеристика вытеснения, построенная в координатах  $Q_H - Q_{ж}^{0,5}$  через некоторое время после начала разработки дает прямую линию, экстраполируя которую, получаем текущую накопленную добычу нефти и начальные извлекаемые запасы нефти.

А. А. Казаков усовершенствовав метод А. М. Пирвердяна, распределение нефтенасыщенности  $S_H$  вдоль пласта принял в более общем виде:

$$S_H = \left( \frac{cm\mu_0 V_{пл}}{Q_{ж}} \right)^\lambda, \quad (9.6)$$

где  $c$ ,  $\lambda$  – постоянные коэффициенты, зависящие от кривых фазовых проницаемостей.

По аналогии с формулой (9.5), учитывая, что объем начальных извлекаемых запасов  $V_{низ} = mV_{пл}(1 - S_{н.о} - S_{св.в})$ , можно записать:

$$Q_H = V_{низ} - \psi Q_{ж}^{-\lambda}. \quad (9.7)$$

После дифференцирования, имея в виду, что доля нефти в потоке жидкости  $n_H = \frac{dQ_H}{dQ_{ж}}$  и логарифмирования, получаем:

$$\lg n_H = \lg(\psi\lambda) + (1 + \lambda)\lg Q_{ж}, \quad (9.8)$$

где  $\psi = \frac{c^\lambda \mu_0^\lambda (mV_{пл})^{\lambda+1}}{(\lambda + 1)}$ .

Таким образом, текущие показатели можно прогнозировать в координатах  $Q_B - Q_{ж}^{-\lambda}$  и  $\lg n_H - \lg Q_{ж}$ , где коэффициент  $\lambda$  предварительно определяем по последней зависимости, а начальные извлекаемые запасы – по первой зависимости.

Метод С. Н. Назарова и Н. В. Сипачева предполагает использование прямолинейной зависимости:

$$\frac{Q_{ж}}{Q_H} = a + bQ_B, \quad (9.9)$$

где  $Q_B$  – накопленная добыча воды;  $a$ ,  $b$  – коэффициенты, причем значение  $(-b)^{-1}$  равно начальным извлекаемым запасам нефти, что следует при  $Q_B \rightarrow \infty$  из уравнения (9.9), преобразованного к виду:

$$Q_H = \left( \frac{a-1}{Q_B} - b \right)^{-1}. \quad (9.10)$$

Метод А. В. Копыткова базируется на уравнении, записанном для накопленной добычи нефти в виде уравнения прямой:

$$Q_H t = at - b. \quad (9.11)$$

Метод А. А. Казакова предусматривает использование следующей линейной зависимости:

$$\frac{Q_B}{V_{\text{низ}} - Q_H} = a \frac{Q_{\text{ж}}}{V_{\text{низ}} - Q_H} + b, \quad (9.12)$$

или

$$Q_B = aQ_{\text{ж}} + b(V_{\text{низ}} - Q_H), \quad (9.13)$$

где  $V_{\text{низ}}$  – объем начальных извлекаемых запасов.

К концу разработки при  $Q_H \rightarrow V_{\text{низ}}$  получим  $a = \frac{Q_B}{Q_{\text{ж}}}$ .

По методу М. И. Максимова, основанному на опытах по вытеснению нефти водой:

$$Q_B = ab^{Q_H}, \quad (9.14)$$

или

$$\lg Q_B = \lg a + Q_H \lg b. \quad (9.15)$$

На основании теории Бакли–Леверетта Б. Ф. Сазонов установил, что зависимость «обводненность  $n_B$  – текущая нефтеотдача  $\eta$ » при обводненности  $n_B = 0,1-0,8$  имеет прямолинейный характер. Он предполагает также строить зависимость «текущая нефтеотдача  $\eta$  – количество внедрившейся в залежь воды  $\tau$ », выраженную в объемах пор пласта, занятых первоначально нефтью.

Расчетная зависимость метода Г. С. Камбарова имеет вид:

$$Q_{\text{ж}} Q_H = aQ_{\text{ж}} - b, \quad (9.16)$$

где  $a$  и  $b$  – постоянные коэффициенты.

Примеры построения некоторых статических зависимостей приведены на рис. 9.1.

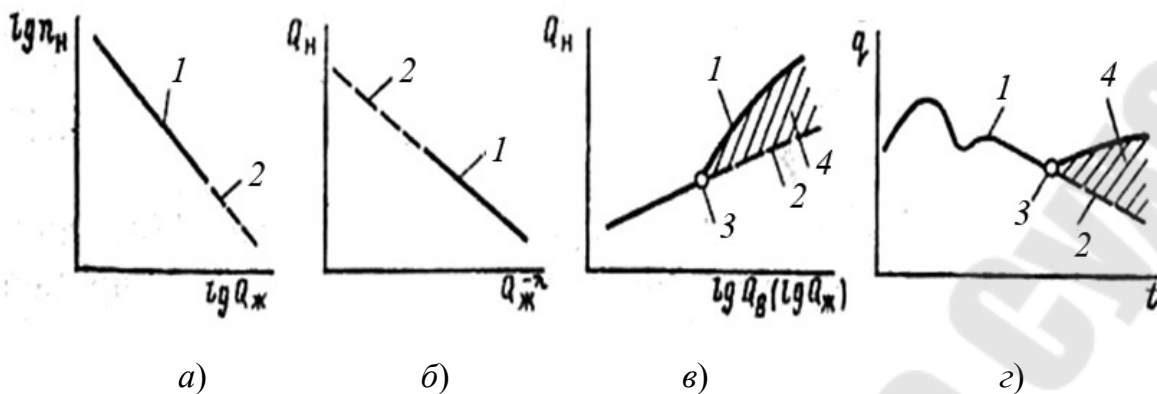


Рис. 9.1. Зависимости логарифма доли нефти в потоке  $\lg n_n$  от логарифма накопленной добычи жидкости  $\lg Q_{ж}$  (а), накопленной добычи нефти  $Q_n$  от  $Q_{ж}^{-\lambda}$  (б), от логарифма накопленной добычи воды  $\lg Q_n$  или  $\lg Q_{в}$ , или  $\lg Q_{ж}$  (в) и текущей добычи нефти  $q$  от времени  $t$  (г): 1 – фактические; 2 – прогнозные; 3 – начало применения метода регулирования процесса разработки или применения метода повышения нефтеотдачи; 4 – прирост дополнительной добычи нефти

Сопоставлением фактических показателей разработки с прогнозными можно оценить технологический эффект применения метода регулирования процесса разработки и повышения нефтеотдачи пласта.

## 9.2. Контроль и регулирование разработки нефтяных залежей

### *Контроль за процессом разработки*

Нефтяные месторождения представляют собой послойно и зонально-неоднородные многопластовые объекты разработки, отличающиеся сложным геологическим строением. В связи с этим исключительно важно организовать эффективный контроль за выработкой запасов нефти, включающий контроль за продвижением закачиваемой воды по площади распространения коллекторов, за положением ВНК, степенью отмыва нефти из пластов, техническим состоянием скважин и температурным режимом залежи. Решение перечисленных задач осуществляется путем проведения комплекса промыслово-гидродинамических исследований (ПГИ), лабораторных измерений (ЛИ), промыслово-геофизических и гидрохимических исследований.

### *Геолого-промысловые методы*

Геолого-промысловые исследования проводятся с целью контроля за дебитами, приемистостью скважин, обводненностью продукции,

изменением состава нефти, попутной воды, закачиваемой жидкости. Эти работы выполняются в промышленных условиях работниками нефтепромыслов, лабораториями цехов научно-исследовательских и производственных работ нефтегазодобывающих управлений (НГДУ).

По добывающим скважинам проводятся следующие работы:

- замер дебита жидкости и газа;
- отбор проб и определение обводненности продукции;
- отбор глубинных и поверхностных проб нефти и воды на химический анализ;
- замер буферного и затрубного давлений.

Отбор глубинных и поверхностных проб нефти, а также отбор газа на лабораторный химический анализ проводится ежегодно по специальным скважинам, количество которых составляет 10 % эксплуатационного фонда. Анализ этих данных позволяет проследить за характером изменения параметров пластовой нефти в процессе разработки. Отбор проб воды, поступающей вместе с добываемой нефтью, проводится по всему обводненному фонду один раз в квартал. Полученные данные используются для установления причин обводнения скважин в процессе проведения геолого-промыслового анализа.

В лабораториях НГДУ и отраслевых институтов периодически проводятся анализы попутной воды, химические анализы нефти, газа и анализы глубинных проб нефти. Для отбора глубинных проб используются глубинные пробоотборники. По нагнетательным скважинам проводится определение приемистости скважин. В цехах ППД проводятся замер температуры и определение концентрации взвешенных частиц (КВЧ) и химического состава закачиваемой воды.

### ***Гидродинамические методы***

Важная информация о состоянии залежей может быть получена при проведении гидродинамических исследований. Гидродинамические исследования включают в себя комплекс работ по контролю за энергетическим состоянием перфорированных пластов, за изменением гидродинамических параметров при смене режима работы скважин (гидропроводность, проницаемость, коэффициент продуктивности). Определение коэффициента продуктивности необходимо проводить в добывающих и нагнетательных скважинах по индикаторным кривым или кривым восстановления давления один раз в два года, исследования глубинными дебитомерами и расходомерами – один раз в год. По данным замеров пластового, забойного давлений ежеквартально составляются карты изобар. Измерения забойных дав-



лений по старому фонду скважин производятся один раз в полугодие, по-новому – один раз в квартал. Для определения гидропроводности и пьезопроводности проводятся межскважинные исследования с помощью волн давления.

Проводятся следующие виды работ:

- *по добывающим скважинам:*
  - исследования при установившемся режиме фильтрации и определение гидропроводности, пьезопроводности, коэффициента продуктивности;
  - замеры  $p_{пл} (H_{ст})$ ,  $p_{заб} (H_{дин})$ ;
  - дебитометрия, влагометрия;
  - определение  $T_{пл}$ ;
  - снятие индикаторных диаграмм;
- *по нагнетательным скважинам:*
  - исследования при установившемся и неустановившемся режимах фильтрации;
  - определение кривой падения давления;
  - замеры  $p_{пл}$ ,  $p_{буф}$ ,  $T_{пл}$ ;
  - расходометрия;
- *в пьезометрических скважинах:*
  - замеры  $p_{пл} (H_{ст})$ ;
  - отбор проб жидкости;
  - термометрия;
- *в контрольных скважинах (неперфорированные):*
  - термометрия;
  - определение нефтеводонасыщенности геофизическими методами.

### **Промыслово-геофизические методы**

Промыслово-геофизическими методами решаются задачи двух больших направлений:

- контроль за заводнением и степенью выработки продуктивных пластов;
- решение разнообразных технических задач (определение нарушения обсадных колонн, высоты подъема и качества цементаж, контроль изменения толщины колонны при длительной эксплуатации скважины, наличие заколонных перетоков жидкости, установление местоположения пакеров и забоев скважин и т. д.).

Для контроля за заводнением терригенных коллекторов широко применяются импульсные нейтронные методы.

При этом в неперфорированных наблюдательных скважинах этот комплекс проводится один раз в год, а в зонах активного подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности – 2 раза в год. Для определения заводненных интервалов применяются нейтронные методы для выделения нефтеносных и водоносных пластов по разной скорости расформирования зоны проникновения, а также высокочастотные методы электрометрии: индукционный и диэлектрический каротаж для исследования скважин с креплением ствола в интервале продуктивных отложений стеклопластиковыми трубами.

Для выделения заводняемого пласта из числа вскрытых перфорацией рекомендуется также применять методы, позволяющие изучать состав жидкости и изменение скорости потока по стволу скважины в интервале пластов. Для этих целей проводятся измерения методом наведенной активности кислорода, гамма-плотностномером и механическим дебитомером. В последние годы нашли промышленное внедрение геофизическая аппаратура и методические приемы исследований в фонтанирующих и механизированных скважинах: малогабаритные скважинные генераторы ИГН-2, ИГН-34, гамма-плотностномер, дебитомеры СТД-1, СТД-2, глубинные дебитомеры различных конструкций. Для определения насыщенности пластов в обсаженных неперфорированных скважинах необходимо проводить исследования импульсным генератором нейтронов.

Для определения характера насыщенности пластов и выделения обводненных интервалов рекомендуется использовать информацию о скорости расформирования зоны проникновения, которая помечена индикаторными элементами, по данным импульсно-нейтронных методов. При этом индикаторы должны соответствовать следующим требованиям: быть безопасными для персонала и для окружающей среды; простыми в обращении и дешевыми; они не должны содержаться

в пластовых жидкостях; не адсорбироваться на скелете горной породы; хорошо растворяться в прослеживаемой жидкости и не растворяться в других флюидах, насыщающих пласт.

В качестве индикаторной жидкости можно использовать водные растворы боропродуктов. Применение бора целесообразней, чем использование высокоминерализованной воды, так как микроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов у бора в 23 раза выше, чем

у хлора. Это позволяет по результатам временных нейтронных исследований при расформировании зоны проникновения промывочной жидкости выделить нефтеносные и водоносные пласты в обсаженных перфорированных пластах.

Для контроля за изменением нефтенасыщенности в процессе эксплуатации рекомендуется применять крепление скважин стеклопластиковыми трубами в интервале терригенного продуктивного горизонта в 10–12 % от проектного фонда.

В результате проведенных промыслово-геофизических исследований может быть получена информация о текущей нефтенасыщенности в заводняемых зонах, могут быть проведены расчеты для получения данных о величине охвата пластов заводнением, а также построены на дату анализа карты разработки с отображением зон различной степени заводнения и т. д.

Для контроля за техническим состоянием эксплуатационных колонн рекомендуется проводить исследования по определению дефектов в конструкционных элементах скважины по причинам коррозии стальных труб, разрушения цементного камня и нарушения сцепления его с породой или с колонной, потери цементным камнем герметичности из-за несоответствия прочностных характеристик тампонажного материала величине градиента давления. Для выявления перечисленных причин дефектов технического состояния эксплуатационных колонн рекомендуется проводить исследования методами цементометрии – акустической и гамма-плотностной, позволяющей изучать состояние цементного камня, и гамма-толщинометрии, предназначенной для диагностики технического состояния обсадной колонны; периодичность проведения исследований – 1 раз в два года.

Выявленные дефекты крепи скважин указывают на возможность возникновения затрубных циркуляций жидкости при наличии перепада давления между пластами. Наличие затрубных циркуляций в интервалах некачественного крепления скважины должны быть подтверждены результатами исследований других методов. К таким методам относятся термометрия, кислородный каротаж и метод меченого вещества. Для определения наличия заколонных перетоков рекомендуется использование радонового индикаторного метода.

Радон-222 – это одноатомный газ с периодом полураспада  $T/2 = 3,823$  сут, является чистым альфа-излучателем. При распаде радона-222 образуются гамма-излучающие дочерние продукты (Pb-214, Bi-214), которыми обусловлено более 99 % интенсивности

гамма-излучения. Радон лучше растворяется в органических жидкостях, чем в воде.

Радоновый индикаторный метод можно применять при любой конструкции и способе эксплуатации скважин, которые позволяют производить закачку меченого раствора и проводить измерения глубинным прибором гамма-каротажем (ГК) на кабеле.

Важным моментом при контроле за разработкой многопластовой залежи является получение информации о скорости и направлении фильтрационных потоков, данных о гидродинамической связи коллекторов по площади месторождения. Для этого рекомендуется применять индикаторные методы, основанные на закачке трития.

Тритий ( $^3\text{H}$ ) в настоящее время считается наилучшим трассирующим индикатором. Он является излучателем бета-лучей, имеет период полураспада 12,5 лет, хорошо растворяется в воде и нефтепродуктах (в бензоле), не сорбируется горными породами. Недостаток его – малая энергия излучения, из-за чего детектирование возможно только на пробах жидкости с использованием специальных лабораторных установок (жидкостной сцинтилляционный радиометр БЕТА).

Индикаторные методы могут быть использованы для оценки эффективности способов изоляции заводненных интервалов пластов. Для определения работающих интервалов и решения задачи об участии каждого из перфорированных пластов в работе скважины рекомендуется использовать механические и термокондуктивные расходомеры и дебитомеры, которые в меньшей степени подвержены искажениям из-за неоднородности состава потока показания механических расходомеров. Однако они менее чувствительны к малым скоростям жидкости, чем термокондуктивные индикаторы. Поэтому рекомендуется их применять совместно. В случае малодебитных скважин необходимо применение пакерных устройств.

#### ***Гидрохимические методы***

Разработка нефтяных месторождений обычно сопровождается поступлением в добывающие скважины значительных объемов попутно добываемой воды. Гидрохимический мониторинг как один из прикладных подходов к анализу и контролю разработки позволяет отслеживать изменения, происходящие в залежах нефтей, в том числе в отдельных продуктивных пластах. Для получения гидрохимической информации в большинстве случаев используют пробы, отобранные на устье скважины без ее остановки.

Гидрохимические методы контроля основаны на наблюдениях за химическим составом попутных вод, которые проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции скважин. При этом определяют минерализацию, плотность и характерные компоненты химического состава попутной воды, а также содержание искусственных индикаторов, если они подаются в закачиваемую через нагнетательные скважины воду.

В связи с этим гидрохимические исследования являются более оперативными и менее затратными по сравнению с традиционными промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами. В частности, эти методы позволяют [20]:

- 1) диагностировать природу вод, поступающих в добывающие скважины с основной продукцией;
- 2) выявлять аварийные скважины, обводнение которых обусловлено притоками вод из других горизонтов;
- 3) прогнозировать время начала водопроявлений в скважинах;
- 4) прогнозировать темпы и характеристики обводнения скважин;
- 5) определять направления и скорости перемещения закачиваемых вод;
- 6) оценивать взаимосвязь добывающих и нагнетательных скважин;
- 7) выделять наиболее промытые участки залежей и участки, не охваченные процессом вытеснения, где могут находиться остаточные запасы нефти;
- 8) оценивать изменение объемов фильтрационных каналов в пласте-коллекторе;
- 9) определять характер, объемы и закономерности поступления пластовых вод в залежи нефти, разрабатываемые с применением заводнения;
- 10) прогнозировать процессы солеотложений в пластовых условиях, в скважинном и наземном оборудовании;
- 11) оценивать качество проведения водоизоляционных работ в добывающих скважинах.

Кроме того, с использованием гидрохимических методов можно решать задачи, связанные с бурением и опробованием скважин, в том числе на стадии поисково-разведочных работ. Так, информация о химическом составе вод, полученная при испытании скважин, позволяет более точно оценивать характер насыщения пластов.

По результатам геолого-промысловых, гидродинамических и гидрохимических исследований на промыслах и в НГДУ ведется необходимая геолого-промысловая документация. Она включает документацию по скважинам и по эксплуатационному объекту в целом.

Документация по скважинам:

- паспорт скважины;
- эксплуатационная карточка добывающей скважины;
- эксплуатационная карточка нагнетательной скважины;
- карточка по исследованию скважины;
- технологический режим работы скважин;
- месячный отчет по эксплуатации скважин;
- месячный отчет по закачке;
- расшифровка фонда скважин.

Документация по объекту:

- паспорт;
- каталог координат;
- геологический каталог;
- карта текущего состояния скважин (карта разработки);
- карта суммарных отборов и закачки по скважинам;
- карта изобар;
- графики разработки.

### ***Регулирование процесса разработки***

Нефтяные месторождения после их выявления разведываются и подготавливаются к промышленной разработке. После подготовки месторождения нужно составить достаточно эффективную технологическую схему. В процессе проектирования необходимо выбрать такую систему разработки, чтобы она обеспечила достаточные уровни добычи нефти, обеспечивающие полную окупаемость капитальных вложений в течение 5–6 лет и максимум прибыли на последующих стадиях разработки. Таким образом, научно-обоснованный выбор системы разработки на стадии составления технологической схемы разработки является определяющим для всей дальнейшей разработки месторождения.

Нефтяные месторождения как правило являются многопластовыми. По мере разбуривания залежей уточняется геологическое строение эксплуатационных объектов. Уже в период освоения залежей проектные решения требуются дополнять мероприятиями, необходимость которых вытекает из уточнения представлений об особенностях строения залежи, т. е. осуществлять регулирование разработки.

Цели регулирования процесса разработки (РПР) подчинены требованиям, которые предъявляются к рациональным системам разработки. В первую очередь, с помощью регулирования должна быть обеспечена запланированная динамика добычи нефти по всем объектам месторождения.

Можно выделить три основные цели регулирования процесса разработки.

Во-первых, на начальной стадии разработки регулирование должно способствовать выводу всех объектов месторождений на максимальный проектный уровень отбора нефти за счет наиболее полного использования применяемой системы. Масштабы работ по регулированию разработки особенно возрастают в конце II и III стадии разработки, когда будет решаться задача сохранения максимального уровня добычи нефти в течение как можно более длительного времени и замедления темпов последующего снижения добычи.

Другой важной целью регулирования разработки является достижение по всем залежам месторождения проектного коэффициента нефтеизвлечения. Последнее решается с помощью применения новых методов повышения нефтеизвлечения и обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) скважин.

Третья цель регулирования – всемерное улучшение экономических показателей путем максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшения без ущерба для нефтеизвлечения отбора попутной воды.

Р. Х. Муслимов дает следующее определение регулированию разработки: «Регулирование процесса разработки – это целенаправленное управление движением жидкости в пласте в соответствии с запроектированной системой разработки и постоянное ее совершенствование:

- с учетом изменения представления о геологическом строении объекта;
- путем установления оптимальных режимов работы скважин;
- с использованием новейших научно-технических достижений для улучшения технико-экономических показателей (ТЭП) разработки за счет сокращения добычи попутной воды и закачки агента, создания условий для долговременной эксплуатации скважин и оборудования в целях достижения проектной нефтеотдачи».

Регулирование процесса эксплуатации залежи начинается после начала разбуривания залежи и начала добычи нефти.

Учитывая, что процесс разработки нефтяной залежи является сложным технологическим процессом с большим количеством взаимосвязанной информации, параметры которой изменяются во времени, применяются сложные и многообразные технические средства, в проектах разработки обязательно должен быть раздел, где формулируются основные цели и основные технологические, технические и экономические ограничения регулирования процесса эксплуатации залежей.

Необходимость постоянного регулирования процесса разработки определяется следующими обстоятельствами:

1) как было уже указано выше, обоснование системы разработки при проектировании производится по данным ограниченного числа скважин, геологическое строение залежи еще изучено слабо. С появлением новых данных возникает необходимость уточнения геологической модели месторождения;

2) в процессе разработки непрерывно меняется распределение запасов нефти и воды по площади и разрезу залежи. Это также требует постоянного развития ранее принятых технологических решений, перераспределения объемов добычи нефти и закачки рабочего агента между скважинами и участками залежи, принятия мер по вовлечению в разработку слабо дренируемых и недренируемых запасов нефти, т. е. обширного комплекса мероприятий по регулированию процесса разработки с учетом постоянно меняющихся геолого-технических условий выработки запасов.

Цели регулирования разработки вытекают из требования обеспечения рациональной системы разработки, и их можно сформулировать так:

- улучшение динамики добычи нефти за весь период разработки;
- обеспечение максимального КИН за проектный срок разработки;
- максимально возможное ограничение затрат на эксплуатацию месторождения.

### ***Классификация методов регулирования***

Для регулирования процесса разработки применяется большое количество мероприятий и способов, которые можно объединить в две большие группы:

1. Регулирование через пробуренные скважины без изменения запроектированной системы разработки:

- увеличение гидродинамического совершенства скважин (дострел, гидравлический разрыв пласта (ГРП), ОПЗ);
- изоляция или ограничение притока попутной воды в скважинах;



- выравнивание притока жидкости или расхода воды по толщине пласта;
- изменение режимов работы нагнетательных скважин (изменение закачки воды, перераспределение закачки по скважинам, форсированный отбор жидкости (ФОЖ), периодическая закачка, остановка скважин, изоляция пластов, нестационарное заводнение и др.);
- изменение режимов работы добывающих скважин (изменение отборов жидкости, отключение обводненных скважин, ФОЖ, периодическая эксплуатация, оптимизация забойных давлений и др.);
- совершенствование первичного и вторичного вскрытия пластов;
- бурение скважин-дублеров;
- одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) и одновременно-раздельная закачка (ОРЗ).

2. Регулирование путем частичного изменения системы разработки:

- оптимизация размеров эксплуатационных объектов;
- оптимизация размещения и плотности сеток скважин (бурение дополнительных скважин на линзах, тупиковых зонах, на линиях стягивания контуров, в пределах водонефтяных зон (ВНЗ), в слабопроницаемых пластах);
- совершенствование системы заводнения (дополнительное разрезание, ввод очагов, перенос нагнетания, оптимизация давления нагнетания);
- применение горизонтальных технологий (боковой ствол скважины (БС), боковой горизонтальный ствол скважины (БГС), горизонтальный ствол скважины (ГС));
- применение ОРЭ скважин;
- применение методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) [25].

## **ГЛАВА 10. ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ**

### **10.1. Факторы, осложняющие процесс вытеснения нефти водой**

В пределах залежи в той или иной степени изменяется характеристика коллекторов и строение продуктивных пластов. Поэтому в зависимости от задач при отображении неоднородности пластов

учитывается изменчивость какого-либо одного признака и группы геолого-физических свойств продуктивных пластов.

Приходится учитывать два вида неоднородности свойств и строения коллекторов – изменчивость проницаемости и пористости пород и объемную неоднородность их строения.

Следует подчеркнуть, что в ряде случаев при учете неоднородного строения пластов приходится сталкиваться с масштабностью ее проявления. При изучении же закономерностей стягивания конусов водоносности на залежи может потребоваться учет неоднородного строения и свойств пластов. Установлено, что в механизме вытеснения важную роль играют процессы перераспределения газожидкостных смесей в поровом пространстве пород, происходящем под давлением капиллярных сил. Результат их проявления во многом зависит от строения пород и степени неоднородности их емкостных и фильтрационных свойств (см. раздел I, параграф 2.2).

Изучение механизма вытеснения нефти водой имеет очень большое значение для рационального регулирования разработки нефтяных залежей. По мере продвижения фронта воды гидравлическое сопротивление пласта движению жидкости изменяется, что влияет на скорость движения этого фронта.

На степень изменения гидравлического сопротивления оказывают влияние в основном два фактора: а) соотношение вязкостей нефти и воды; б) изменение фазовых проницаемостей нефти и воды в зависимости от насыщения породы нефтью и водой. Взаимодействие этих факторов приводит к тому, что в случае, когда вязкость нефти во много раз больше вязкости воды, гидравлическое сопротивление зоны смеси нефти с водой становится меньше, чем гидравлическое сопротивление зоны пласта, куда вода еще не проникла. Когда же вязкость нефти близка к вязкости воды, уменьшение фазовой проницаемости оказывается большим, чем уменьшение средней вязкости жидкости, и гидравлическое сопротивление зоны смеси нефти с водой становится больше, чем сопротивление зоны, куда вода еще не проникла. В связи с этим при поддержании постоянного перепада давления количество добываемой из пласта жидкости во времени может меняться: увеличиваться – для пластов насыщенных очень вязкой нефтью и уменьшаться – для пластов насыщенных маловязкой нефтью.

## 10.2. Различия вязкостей нефти и воды как фактор, осложняющий процесс вытеснения нефти. Параметр безразмерной вязкости, его влияние на характер выработки запасов

**Безразмерная вязкость** – величина, характеризующая различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (в основном воды). Определяется она отношением вязкости нефти к вязкости вытесняющего реагента (в частности, воды):

$$\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}, \quad (10.1)$$

где  $\mu_0$  – безразмерная вязкость;  $\mu_n$  – вязкость нефти;  $\mu_v$  – вязкость воды.

В гидрофильных пористых средах ( $\theta \leq 30^\circ$ ) полнота извлечения нефти определяется, прежде всего, действием капиллярных сил. При малых скоростях фильтрации вода капиллярно впитывается в мелкие поровые каналы, тогда как более крупные поровые каналы остаются неохваченными вытесняющим агентом. В рассматриваемом случае капиллярные силы ухудшают условия вытеснения нефти, поскольку оставшаяся в крупных порах несмачивающая фаза находится в виде изолированных глобул или насыщает сравнительно высокопроницаемые участки однородного пласта, которые со всех сторон охвачены нагнетаемой водой. При этом оставшаяся в таком виде в поровом пространстве нефть при практически возможных скоростях фильтрации остается неподвижной.

Исходя из теоретических соображений, при повышении скорости фильтрации в крупных порах под действием градиента гидродинамического давления до скорости капиллярного проникновения в мелкие поры воды должна наступить оптимальная или критическая скорость, при которой в любом сечении линейного пористого образца фронт воды независимо от размеров поровых каналов перемещается с одной и той же скоростью. При этом должна достигаться максимальная безводная нефтеотдача.

При дальнейшем повышении скорости вода более активно проникает в крупные поровые каналы, что должно привести к расчленению нефтяной фазы на макроцелики с последующим их капиллярным диспергированием на более мелкие целики. Безводная нефтеотдача при этом должна уменьшаться.

Исходя из литературных данных, отмечаются две типичные зависимости безводной нефтеотдачи от скорости фильтрации: а) безводная нефтеотдача с увеличением скорости вытеснения достигает некоторого значения и стабилизируется на этом уровне; б) с увеличением скорости фильтрации безводная нефтеотдача уменьшается. Эта зависимость получена в экспериментах с повышенной вязкостью нефти.

В результате экспериментальных исследований на объемно-прозрачных моделях пористых сред, проведенных Б. Е. Киселенко, установлена связь между безводной нефтеотдачей и характером движения фронта воды в зависимости от отношения вязкостей нефти и воды и скоростей вытеснения.

Анализируя кривые 1, 2, 3 (рис. 10.1) можно видеть, что для каждого соотношения вязкостей (до  $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v} = 10$ ) существует определенный диапазон скоростей вытеснения, при которых безводная нефтеотдача остается постоянной и примерно одинаковой. Это область устойчивого продвижения водонефтяного контакта, где имеется благоприятное сочетание капиллярных и вязкостных сил в процессе вытеснения. По мере увеличения отношения вязкостей диапазон скоростей, при которых происходит устойчивое продвижение фронта вытеснения, уменьшается. При весьма высоких, а также низких скоростях вытеснения (рис. 10.1, кривая 1) величина безводной нефтеотдачи уменьшается.

Опыты показали, что это снижение безводной нефтеотдачи при скоростях, близких к капиллярному вытеснению, и отношениях вязкостей нефти и воды, близких к единице, связано с неравномерным продвижением водонефтяного контакта. Из-за микронеоднородности пористой среды образуются языки воды, проникающие в нефтяную часть пласта под действием капиллярных сил. Размер зоны, занятой языками воды, в экспериментах не превышал 20 % длины модели пласта.

С увеличением отношения вязкостей роль капиллярных языков в формировании фронта вытеснения резко уменьшается (от кривой 1 к кривой 3). При отношении вязкостей, равном 10, снижения безводной нефтеотдачи при малых скоростях не наблюдается.

При больших скоростях (больше критических) наступает снижение безводной нефтеотдачи (кривая 1), что объясняется нарушением устойчивости продвижения водонефтяного контакта. Наблюдается вязкостная неустойчивость, при которой вода в виде языков проника-

ет в нефтяную часть пласта. С увеличением отношения вязкостей нефти и воды (кривые 1–3) вязкостная неустойчивость наступает при более низких скоростях вытеснения, т. е. уменьшается диапазон скоростей, при которых происходит устойчивое продвижение водонефтяного контакта.

В опытах при отношениях вязкостей  $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v} = 13$  и выше практически ни при каких скоростях вытеснения не удавалось получить устойчивого продвижения водонефтяного контакта. О неустойчивом продвижении можно заключить и из анализа кривых 4–6 (рис. 10.1).

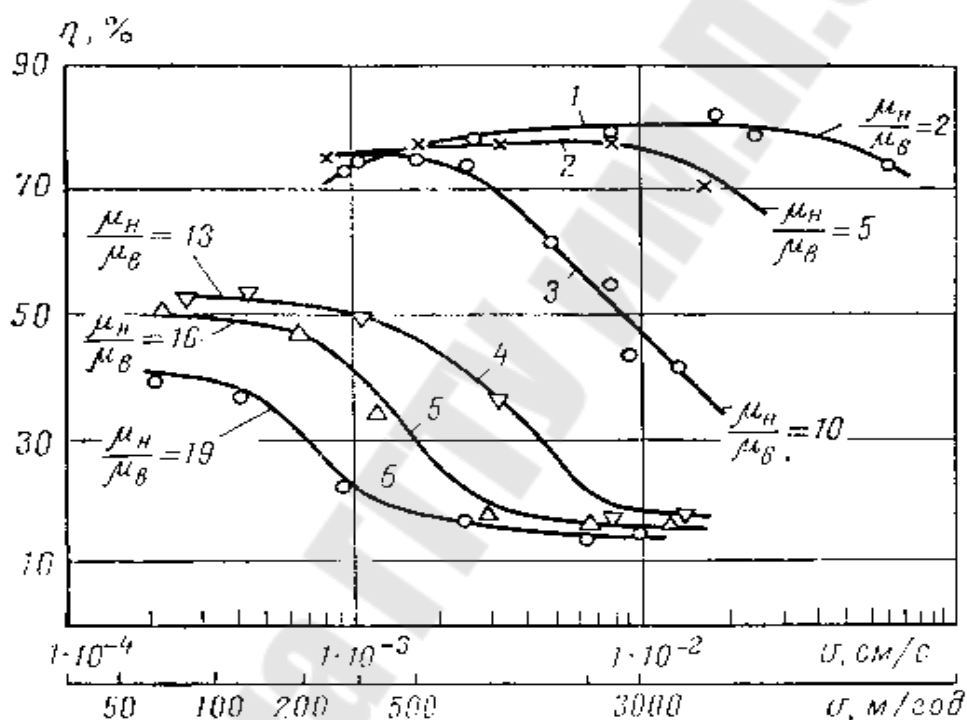


Рис. 10.1. Зависимость безводной нефтеотдачи от отношения вязкости нефти, воды и скоростей вытеснения

Одним из способов повышения коэффициента нефтеотдачи залежей вязкой нефти является искусственное снижение отношения вязкостей нефти и воды (закачка загущенной воды).

Графики, построенные по результатам экспериментов по закачке загущенной воды (вода и глицерин) при постоянной скорости вытеснения ( $v = 0,008$  см/с), приведены на рис. 10.2.

Опыты были продолжительными, причем количество закачанной в пласт воды было доведено до двух объемов. Исходя из данных всех кривых, нефтеотдача при дальнейшей прокачке после прорыва

воды через пласт продолжает нарастать. Однако достигаемая нефтеотдача оказывается различной: чем больше отношение вязкостей, тем она меньше.

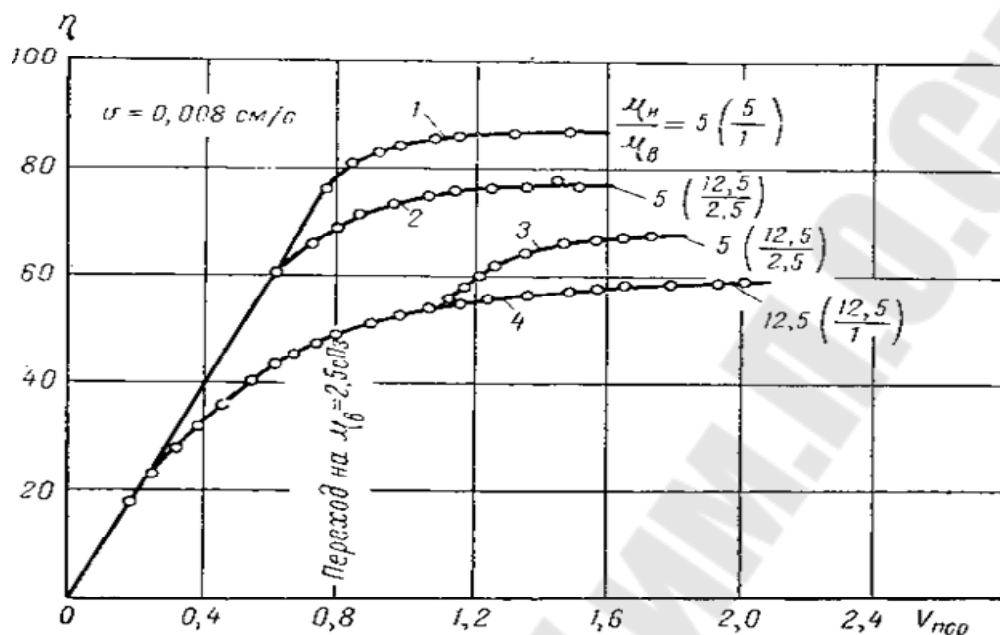


Рис. 10.2. Зависимость нефтеотдачи от количества прокачанной жидкости

Применение загущенной воды позволяет увеличить нефтеотдачу, что можно установить путем сравнения кривых 2 и 3 с кривой 4. Выше оказалась нефтеотдача и в том случае, когда закачку загущенной воды производили с самого начала процесса вытеснения (кривая 2). Когда же загущенную воду закачивали после того, как из модели пласта добыли около одного объема жидкости, первоначально находившейся в пласте, т. е. пласт был значительно заводнен (кривая 3), нефтеотдача оказалась ниже. Однако загущение воды не дает возможности получить при одной и той же величине  $\mu_0$  такую же нефтеотдачу, как при нефти с меньшей вязкостью (кривая 1).

Совместное рассмотрение кривых 2 и 3 на рис. 10.2 приводит к выводу, что загущенная вода дает лучший результат при закачке ее с самого начала процесса [12].

Безразмерная вязкость существенно влияет на характер эксплуатации скважин, выработку запасов и параметры разработки залежи. На рис. 10.3 представлены кривые зависимости коэффициента извлекаемых запасов нефти (КИЗ) от обводненности добываемой продукции при различных безразмерных вязкостях.

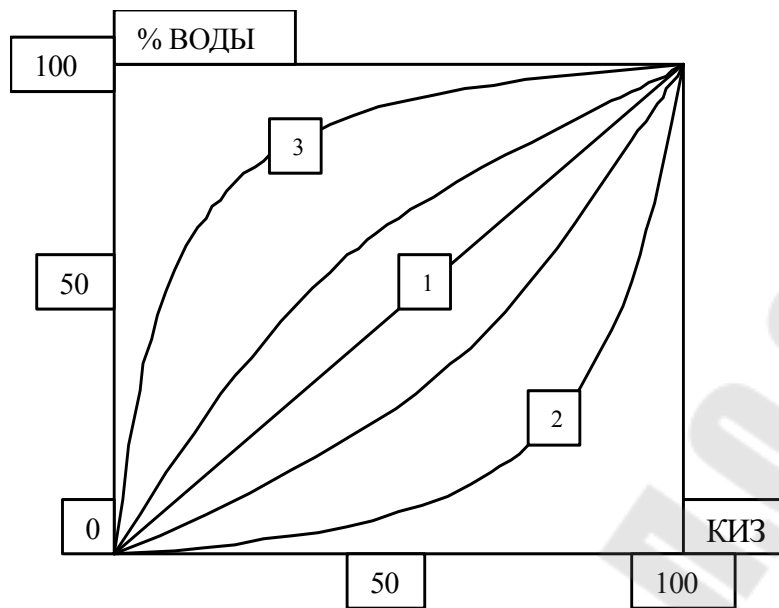


Рис. 10.3. Кривые зависимости коэффициента извлекаемых запасов нефти от обводненности добываемой продукции при различных безразмерных вязкостях

Исходя из графика, можно выделить 3 области с различными показателями: 1 –  $\mu_0 = 3$ ; 2 –  $\mu_0 < 3$ ; 3 –  $\mu_0 > 3$ .

1. При соотношении вязкости нефти и вытесняющего реагента, равного 3 (или близкого к 3), обводненность добываемой продукции нарастает постепенно, по линейному закону. Это связано с тем, что из-за незначительной разницы в вязкостях прорыв закачиваемого реагента по пласту происходит поинтервально и постепенно.

2. При соотношении вязкости нефти и вытесняющего реагента меньше 3 наблюдается продолжительный период безводной или низкообводненной эксплуатации. Это связано с тем, что закачиваемый реагент наиболее полно вытесняет нефть из пор, движется по пласту с меньшей скоростью. Но при дохождении фронта вытеснения до добывающих скважин наступает мгновенное их обводнение в связи с тем, что весь нефтяной вал был вытеснен перед фронтом. При этом возможен перевод обводившихся скважин под нагнетание.

3. При соотношении вязкости нефти и вытесняющего реагента выше 3 происходит быстрый прорыв закачиваемого вытесняющего реагента к добывающим скважинам. Сначала – по системе трещин и впоследствии – к обводнению всего интервала. Из-за значительной разницы в вязкостях нефть остается захороненной в породе в низкопроницаемых пропластках, фронт вытеснения неравномерен, к скважинам прорываются языки воды.

С ростом  $\mu_0$  (при одинаковой насыщенности породы) доля нефти в потоке жидкости будет падать. Снижение  $\mu_0$  приводит к разработке месторождения с более низким водонефтяным фактором. Это, в свою очередь, позволяет в процессе разработки добывать меньше закачиваемой воды, что ведет к снижению затрат по ее отделению, обработке и закачке обратно в пласт.

Методы, применяемые для снижения  $\mu_0$ :

1. Снижение вязкости нефти – для снижения вязкости необходимо повысить температуру пласта, тем самым и температуру нефти. Для этого используют закачку пара, горячей воды, внутрислоевого горение.

2. Увеличение вязкости закачиваемого реагента – для увеличения вязкости используют специальные загустители (закачка полимеров, сшитых компонентов с водой). Некоторое увеличение вязкости может быть связано с использованием для ППД высокоминерализованных рассолов вместо пресных или слабоминерализованных вод.

3. Метод снижения  $\mu_0$  выбирают на основе экономической целесообразности (учитывая затраты на технологию, с одной стороны, и увеличение КИН, и снижение обводненности – с другой).

### **10.3. Методы повышения коэффициента нефтеизвлечения**

История развития нефтедобычи в нашей стране показала, что поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт является высокопотенциальным и эффективным методом разработки нефтяных месторождений.

Несмотря на все достоинства метода заводнения, он тем не менее не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, особенно в неоднородных пластах и при повышенной вязкости нефти. Поэтому в 50–70-х гг. прошлого столетия велись интенсивные теоретические и лабораторные исследования механизма заводнения нефтяных пластов и поиск методов повышения эффективности заводнения и методов увеличения нефтеотдачи пластов.

За рубежом, как правило, применяется трехэтапная схема разработки нефтяных месторождений:

- 1) разработка на естественном режиме, которая называется первичным методом разработки;
- 2) поддержание пластового давления закачкой воды (вторичный метод);



3) применение методов повышения нефтеотдачи пластов (третичные методы).

В СНГ разработка на естественном режиме играет вспомогательную роль, т. е. применяется в основном двухэтапная схема разработки. Все методы повышения нефтеотдачи пластов применяются в сочетании с заводнением.

В прямом смысле методы повышения нефтеотдачи пластов – это такие методы, которые направлены на повышение степени извлечения нефти из всего объема пласта. Напомним, что коэффициент нефтеизвлечения определяется по формуле

$$\eta = \text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}}. \quad (10.2)$$

Коэффициент нефтеотдачи – это относительная величина, показывающая, какой объем нефти от начальных балансовых запасов извлекается или может быть извлечен из выработанной или предположительно выработанной залежи до предела экономической рентабельности эксплуатации. И он является показателем заверщенного процесса разработки или тем, который предполагается завершить в определенных условиях.

К методам увеличения нефтеотдачи следует отнести такие, которые позволяют увеличить хотя бы одну из его составляющих – коэффициент вытеснения или коэффициент охвата заводнением.

В 50-х гг. XX в. повышение эффективности заводнения осуществлялось в основном изменением схемы размещения нагнетательных и добывающих скважин (законтурное, блоковое, очаговое, площадное заводнение), оптимизацией давления нагнетания, выбором объектов заводнения и др.

В начале 60-х гг. XX в. начали усиленно изучать способы улучшения вытесняющей способности воды за счет добавки различных химреагентов: полимера, поверхностно-активных веществ, щелочи, кислот и др. Одновременно продолжалось совершенствование системы разработки. Начали применять метод нестационарного заводнения и изменение направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости, уплотнение сетки скважин.

В 80-х гг. XX в. на месторождениях проводились широкомасштабные опытно-промышленные работы по применению физико-химических и тепловых методов разработки.

Начиная с 90-х гг. XX в., начали широко применять горизонтальную технологию бурения скважин (ГС, разветвленный, боковые

стволы) и микробиологическое воздействия (микроорганизмы – бактерии за счет разложения части нефти выделяют газы и поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Методы повышения нефтеотдачи пластов известный специалист в области нефтеотдачи М. П. Сургучев предлагает разбить на следующие группы:

1. Гидродинамические методы, куда относятся технология нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков, метод форсированного отбора жидкости, оптимизация плотности сетки скважин и разукрупнение эксплуатационных объектов.

2. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов. К ним можно отнести закачку водных растворов ПАВ, полимеров, щелочей, эмульсий, кислот, воздействие на пласт физическими полями.

3. Газовые методы: закачка углеводородных газов, двуокиси углерода  $CO_2$ , дымовых газов, азота.

4. Тепловые методы: закачка горячей воды, водяного пара, внутрипластовое горение.

5. Микробиологические методы [25].

По целевому назначению и механизму воздействия можно выделить следующие группы:

1. Повышение охвата дренированием:

- совершенствование системы размещения скважин;
- разукрупнение объектов разработки;
- совершенствование методов вскрытия пластов.

2. Выравнивание фронта вытеснения и повышение охвата заводнением:

- циклическое воздействие на пласт;
- закачка водогазовых смесей;
- щелочное заводнение;
- полимерное заводнение (загустители воды).

3. Повышение  $K_{\text{выт}}$  и снижение остаточной нефти в заводненной зоне.

3.1. Снижение вязкости нефти, объемное расширение нефти:

- тепловые методы воздействия на пласт;
- закачка  $CO_2$ ;
- микробиологические методы.

3.2. Снижение межфазного натяжения:

- закачка микроэмульсии;
- закачка растворов щелочи и ПАВ;

– закачка газов высокого давления.

### 3.3. Ослабление молекулярных связей:

– вибровоздействие;

– воздействие физическими полями: электрическими, акустическими, магнитными.

За счет применения заводнения и всевозможных МУН конечный коэффициент извлечения нефти можно довести:

– при вязкости нефти – менее 10 мПа · с – до 77–70 %;

– при вязкости нефти – 10–50 мПа · с – до 70–60 %;

– при вязкости нефти – 50–200 мПа · с – до 60–56 %;

Остаточные запасы нефти в пласте находятся в заводненных зонах, в слабопроницаемых зонах, а также в обособленных линзах в разрезе и в плане, совсем не охваченные дренированием системой скважин. При столь широком многообразии состояния остаточной нефти, а также при большом различии свойств нефти и воды и неоднородности нефтенасыщенных пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи пластов.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуется направленным воздействием на одну-две причины образования остаточной нефти.

Различные МУН характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов:

– водогазовое воздействие – на 5–10 %;

– полимерное заводнение – на 5–8 %;

– щелочное заводнение – на 2–8 %;

– закачка CO<sub>2</sub> – на 8–15 %;

– закачка пара – на 15–35 %;

– внутрипластовое горение – на 15–30 %.

Для нормального развития технологии и уменьшения риска неэффективных затрат на применение новой технологии она проходит следующие этапы:

1. Изучение физико-химических свойств, гидрогазотермодинамических явлений.

2. Определение условий вытеснения нефти, воздействия на нефть и пористую среду.

3. Проведение лабораторных опытов по вытеснению нефти и изучение механизма процесса.

4. Реализация технологии в промышленных условиях на опытных участках.

5. Проектирование – создание математических моделей, методов проектирования, изучение технологии.

6. Промышленные испытания в различных геолого-физических условиях.

7. Техничко-экономическое обоснование применения метода в промышленном масштабе, определение необходимых материально-технических средств и масштаба применения.

8. Задание и производство химических продуктов, технических средств и оборудования.

9. Промышленное внедрение технологии на месторождениях.

Наряду с методами увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях применяется большое количество различных методов интенсификации добычи нефти и обработки призабойной зоны скважин [26]. Нередко ряд авторов эти методы также относят к методам увеличения нефтеотдачи пластов, что, как правило, неверно.

К методам увеличения нефтеотдачи следует отнести только те методы, которые, воздействуя на объем пласта, приводят к увеличению извлекаемых запасов нефти.

Методы ОПЗ в отличие от методов увеличения нефтеотдачи пластов только ускоряют (интенсифицируют) процесс извлечения нефти из пласта. Они воздействуют только на малый объем пласта, поэтому принципиально не могут повысить ни коэффициент вытеснения, ни коэффициент охвата процессом заводнения.

Следует однако заметить, что в определенных условиях воздействие на призабойную зону скважин может способствовать увеличению нефтеотдачи пласта.

Рассмотрим кратко сущность методов повышения нефтеотдачи пластов.

Назначение **гидродинамических методов** – увеличение коэффициента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагнетания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и порядке их ввода в работу. Эти методы представляют собой дальнейшую оптимизацию технологии процесса заводнения и поэтому не требуют существенного изменения ее.

#### *Циклическое заводнение*

Технология его заключается в периодическом изменении расходов (давлений) закачиваемой воды при непрерывной или периодической добыче жидкости из залежи со сдвигом фаз колебаний давления

по отдельным группам скважин. В результате такого нестационарного воздействия на пласты в них проходят волны повышения и понижения давления. Физическая сущность процесса состоит в том, что при повышении давления в залежи в первой половине цикла (в период нагнетания воды) нефть в малопроницаемых прослоях (зонах) сжимается и в них входит вода. При снижении давления в залежи во второй половине цикла (уменьшение расхода или прекращение закачки воды) вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них.

Основными критериями эффективного применения метода по сравнению с обычным заводнением является следующее: а) наличие слоисто-неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов; б) высокая остаточная нефтенасыщенность (более раннее применение метода: на начальной стадии повышение нефтеотдачи составляет 5–6 % и более, тогда как на поздней – лишь 1–1,5 %); в) технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления (расходов), которая реально может достигать 0,5–0,7 от среднего перепада давления между линиями нагнетания и отбора (среднего расхода); г) возможность компенсации отбора закачкой (в полупериод повышения давления нагнетания объем закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в полупериод снижения давления – сокращаться до нуля в результате отключения нагнетательных скважин).

Циклическое заводнение означает, что в общем случае каждая из нагнетательных и добывающих скважин работает в режиме периодического изменения забойного давления (расхода, отбора). Осуществление метода требует увеличения нагрузки на нагнетательное и добывающее оборудование. Для обеспечения более равномерной нагрузки на оборудование залежь необходимо разделить на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора. Метод способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

#### *Изменение направлений фильтрационных потоков*

Физическая сущность процесса состоит в следующем. Во-первых, при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти, обойденные водой. Во-вторых, при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается. При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внедряется в за-

стойные малопроницаемые зоны, большая ось которых теперь пересекается с линиями тока, и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки вдоль фронта целесообразно распределить пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшающейся водонасыщенности).

Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнений и др.). Он позволяет поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением.

#### *Форсированный отбор жидкости*

Технология заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин (уменьшении забойного давления). Физико-гидродинамическая сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем уменьшения забойного. При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др.

Условиями эффективного применения метода считают: а) обводненность продукции не менее 80–85 % (начало завершающей стадии разработки); б) высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления; в) возможность увеличения дебитов (коллектор устойчив, нет опасений прорыва чуждых вод, обсадная колонна технически исправна, имеются условия для применения высокопроизводительного оборудования, пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна).

#### **Газовые методы**

Вытеснение может быть как несмешивающимся, так и смешивающимся (без существования границы раздела фаз). Смешиваемость газа с нефтью в пластовых условиях при современных технических средствах достигается только в случае легких нефтей (плотность дегазированной нефти – менее 800 кг/м<sup>3</sup>) при давлении нагнетания сухого углеводородного газа – около или более 25 МПа, обогащенного газа – 15–20 МПа (для сравнения – сжиженного – 8–10 МПа). С улучшением смешиваемости повышается нефтеотдача.

Применение углеводородного газа связывалось с трудностями или отрицательными последствиями закачки воды (наличием в пласте набухающих в воде глин; малой проницаемостью пород и, как следствие, – недостаточной приемистостью нагнетательных скважин).

Основными критериями эффективности процесса закачки газа можно назвать:

– углы падения пластов: при углах более  $15^\circ$  – закачка газа в сводовую часть, при меньших – площадная закачка (в пологих структурах затруднено гравитационное разделение газа и нефти);

– глубину залегания пласта: при малой глубине и высоких давлениях нагнетания возможны прорывы газа в вышележащие пласты (нарушение герметичности залежи), а при большой глубине требуются очень высокие давления нагнетания, что не всегда технически осуществимо и экономически оправдано;

– однородность пласта по проницаемости и невысокая вязкость нефти: проявляется проницаемостная и вязкостная неустойчивость вытеснения и преждевременные прорывы газа в добывающие скважины;

– гидродинамическую замкнутость залежи, что исключает утечки.

Для нагнетания можно использовать нефтяной газ, природный газ соседних газовых месторождений или газ из магистральных газопроводов. Приемистость скважин устанавливают опытно или оценивают по формуле дебита газовой скважины, умножая расчетное значение на опытный коэффициент. Для поддержания давления на существующем уровне общий расход нагнетаемого газа должен равняться сумме дебитов нефти, газа и воды, приведенных к пластовым условиям. Разделив общий расход на приемистость одной скважины, можно определить число газонагнетательных скважин. Обычно давление нагнетания на 15–20 % выше пластового давления.

Преждевременные прорывы газа резко снижают эффективность процесса вытеснения и увеличивают энергетические затраты. Их выявляют путем контроля за газовым фактором и химическим составом газа. Для предупреждения прорывов газа уменьшают отборы жидкости из скважин вплоть до остановки тех, в которых отмечается прорыв, снижают объем нагнетаемого газа, вместе с газом закачивают жидкость, проводят циклическую закачку газа и др.

Закачка газа вместе с водой привела к разработке метода водогазового циклического воздействия как более эффективного метода повышения нефтеотдачи, чем применяемые в настоящее время в ши-

роких масштабах заводнение и в качестве экспериментов – нагнетание газа (в условиях несмешиваемости). Коэффициент вытеснения увеличивается за счет наличия в пласте свободного газа на величину предельной газонасыщенности (10–15 %), при которой газ неподвижен. Наиболее целесообразно не одновременное, а попеременное нагнетание при содержании в газовой смеси одного из агентов (25–75 %).

**Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов** обеспечивают увеличение одновременно коэффициентов вытеснения и охвата или одного из них. Среди них выделяют две подгруппы: 1) методы, улучшающие заводнение, которые основаны на снижении межфазного поверхностного натяжения и изменении соотношения подвижностей фаз и обеспечивают увеличение коэффициентов вытеснения и охвата; 2) методы извлечения остаточной нефти из заводненных пластов, основанные на полной или частичной смесимости рабочих агентов с нефтью и водой.

#### *Методы, улучшающие заводнение*

К ним относятся методы заводнения, использующие в качестве рабочих агентов поверхностно-активные вещества, полимеры, щелочи и серную кислоту.

Неионогенные ПАВ типа ОП-10 при оптимальном массовом содержании 0,05–0,1 % обеспечивают снижение поверхностного натяжения от 35–45 до 7–8 мН/м, увеличение угла смачивания от 18 до 27° и уменьшение натяжения смачивания – в 8–10 раз. Однако такие растворы способны обеспечить повышение нефтеотдачи не более чем на 2–5 %.

Объемы закачиваемых растворов ПАВ должны быть очень большими (не менее 2–3 объемов пор). Фронт ПАВ движется по пласту в 10–20 раз медленнее, чем фронт вытеснения. Технология закачки раствора ПАВ весьма простая, не влечет за собой существенных изменений в технологии и в системе размещения скважин.

Будущее метода связывают в основном с обработкой призабойных зон нагнетательных скважин для повышения их приемистости, с нагнетанием слабоконцентрированных (0,05–0,5 %) и высококонцентрированных (1–5 %) растворов для освоения плотных глинистых коллекторов и снижения давления нагнетания, а также с созданием композиций ПАВ, обеспечивающих уменьшение межфазного натяжения до 0,01–0,05 мН/м.

*Метод полимерного заводнения* основан на способности раствора полимера в воде уменьшать соотношение подвижностей (загущение воды) нефти и воды (текущий фактор сопротивления) и умень-



шать подвижность воды, закачиваемой вслед за раствором полимера (остаточный фактор сопротивления), что повышает охват пластов заводнением. Испытан гидролизованный полиакриламид (ПАА).

Одним из удачных решений задачи ограничения движения пластовых вод в промытых пропластках неоднородного пласта является метод закачки в обводненные пропластки *полидисперсных систем*. Основными компонентами этой системы являются ионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины. Путем выбора концентрации полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера (флокуляции), в результате чего образуются глинисто-полимерные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком. Механизм взаимодействия полимера с породами и дисперсными частицами в пластовых условиях при закачке полимердисперсных систем (ПДС) заключается в следующем. Движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, которые адсорбированы на породе и находятся во взвешенном состоянии. Вследствие этого снижается проникновение в мелкие поры, с одной стороны, с другой – происходит прочное удержание дисперсных частиц и полное связывание полимера. Образующиеся полимер-дисперсные агрегаты создают объемную, устойчивую в динамическом потоке массу. Эксперименты показывают, что подвижность воды после обработки полимердисперсной системой снижается в 2–4 раза по сравнению с закачкой только раствора полимера или глинистой суспензии, остаточный фактор сопротивления увеличивается с повышением коэффициента проницаемости породы. Это является одним из важных факторов, который способствует получению высокого эффекта.

Для улучшения отмывающих свойств пласта закачивают водные растворы различных химреагентов, которые часто поглощаются высокопроницаемыми пропластками, а малопроницаемые прослои практически не подвергаются воздействию нефтевытесняющих жидкостей. В связи с этим предложено использовать ПДС для предварительной обработки пласта перед закачкой водных растворов ПАВ, мицеллярных растворов, микроэмульсий, растворителей и др.

*Метод мицеллярно-полимерного заводнения* основан на последовательной закачке мицеллярного и полимерного растворов, продвигаемых по пласту водой. Мицеллярные растворы – это особые коллоидные системы, основными компонентами которых являются углеводородная жидкость и вода, стабилизированные смесью масло- и водорастворимых поверхностно-активных веществ. Эти системы способны практически полностью вытеснить из пористой среды нефть благодаря крайне низкому межфазному натяжению на границе «нефть – мицеллярный раствор». Возможность значительного увеличения нефтеотдачи заводненных пластов за счет применения мицеллярных растворов связана с тем, что вытесняющее действие их не зависит от текущего значения нефтенасыщенности пористой среды. Обладая повышенной и регулируемой вязкостью, эти системы способствуют также увеличению охвата пластов воздействием за счет сближения значений подвижностей нефти и вытесняющего ее флюида. Закачка полимерного раствора вслед за оторочкой мицеллярной композиции служит для создания буфера, предохраняющего оторочку от вязкостного разрушения проталкивающей водой. Метод мицеллярно-полимерного заводнения является одним из самых сложных физико-химических методов повышения нефтеотдачи.

#### **Тепловые методы**

Сущность тепловых методов состоит в том, что наряду с гидродинамическим вытеснением повышается температура в залежи, что способствует существенному уменьшению вязкости нефти, увеличению ее подвижности, испарению легких фракций и др.

Объектами их применения являются залежи высоковязкой смолистой нефти вплоть до битумов, залежи нефтей, обладающих неньютоновскими свойствами, а также залежи, пластовая температура которых равна или близка к температуре насыщения нефти парафином. Высокой вязкостью характеризуется относительно большая доля известных запасов нефти в мире, причем отмечается тенденция ее возрастания. Другие методы разработки и повышения нефтеотдачи либо неприменимы, либо не обеспечивают достаточной эффективности. Различают следующие разновидности тепловых методов: теплофизические – закачка в пласт теплоносителей (горячей воды, пара, в том числе в качестве внутривластового терморазтворителя, пароциклические обработки скважин); термохимические – внутривластовое горение.

Прогрев призабойной зоны паром является самым эффективным методом теплового воздействия на призабойную зону скважин,

и осуществляется путем нагнетания в скважину перегретого водяного пара под давлением 8–15 МПа.

Сущность метода заключается в следующем. В течение 7–14 суток в скважину закачивают пар с расходом 1,5–2,5 т/ч при температуре 150–250 °С. После этого скважину закрывают еще на 2–7 суток для остывания устьевого арматуры, а также для дальнейшего проникновения тепла в глубь пласта и более равномерного прогрева его по мощности. По истечении указанного срока эксплуатацию скважины возобновляют.

Относительно более высокая по сравнению с другими методами прогрева эффективность паротепловой обработки призабойной зоны нефтяных скважин объясняется тем, что вследствие высокой теплоемкости пара в результате его нагнетания призабойная зона скважины при прочих равных условиях прогревается на значительно большую глубину (5–10 м). Кроме того, пар под давлением проникает в трещины и каналы, имеющиеся в пласте, снижает вязкость нефти в прогретой зоне и способствует удалению с ее фильтрационной поверхности парафиносмолистых и асфальтеновых отложений.

Нагнетаемый в пласт пар, отдавая свое тепло, конденсируется, и образовавшийся конденсат частично откачивается на поверхность вместе с добываемой нефтью. В связи с этим возможно некоторое увеличение содержания воды в продукции скважины в начальный период после возобновления ее эксплуатации. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации скважины и повторного отложения парафино-смолистых веществ дебит скважины постепенно уменьшается. Когда дебит снижается до первоначального (т. е. до его значения перед последней обработкой), паротепловую обработку повторяют.

Опыт применения данной технологии имеет следующие ограничения:

- глубина продуктивного пласта – не более 1200 м;
- толщина пласта, сложенного карбонатными породами, песчаниками и глинами, – не менее 15 м;
- вязкость нефти в пластовых условиях – выше 50 мПа · с;
- остаточная нефтенасыщенность пласта – не менее 50 %;
- плотность нефти в пластовых условиях – не менее 900–930 кг/м<sup>3</sup>.

**Вытеснение нефти с применением внутрипластового горения** заключается в воспламенении нефти в пласте, последующем поддержании горения и передвижении созданного очага горения по пла-

сту. В отличие от рассмотренных выше термических методов он основан на использовании подземных источников энергии. При этом тепло для воздействия на нефтяной пласт образуется за счет сжигания части пластовой нефти.

Метод основан на способности углеводородов (в данном случае – нефти) вступать в реакции с кислородом, сопровождающиеся выделением больших количеств тепла. Генерирование тепла непосредственно в пласте является основной отличительной особенностью методов повышения нефтеотдачи с применением внутреннего горения. Эти методы позволяют устранить технические проблемы и потери тепла, которые возникают при генерировании его на поверхности и доставке к пласту путем нагнетания в него теплоносителей.

Вызов горения осуществляется у скважины-зажигательницы. Эта важная операция заключается в нагнетании в скважину окислителя (обычно воздуха) при одновременном разогреве призабойной зоны пласта с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т. д. Вследствие этого ускоряются экзотермические реакции окисления нефти, которые в конечном итоге приводят к созданию процесса горения в призабойной зоне пласта.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха обеспечивает как поддержание процесса внутрипластового горения, так и перемещение зоны горения по пласту. Ввиду небольшого размера зоны горения по сравнению с расстояниями между скважинами ее также называют **фронтом горения**. Когда воздух для поддержания горения подается в скважину-зажигательницу, фронт горения перемещается в направлении от нагнетательной скважины к добывающей, т. е. в направлении движения нагнетаемого воздуха. Такой процесс называется **прямоточным** в отличие от **противоточного**, когда фронт горения движется в направлении от добывающей (скважины-зажигательницы) к нагнетательной, т. е. против движения нагнетаемого воздуха. Противоточное горение пока не получило заметного применения, поэтому дальнейшее описание процесса относится только к прямоточному горению.

Перемещение фронта горения вызывается расходом топлива, которое представлено частью нефти, оставшейся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения, в результате сложных физико-химических процессов (дистилляции, крекинга и др.). В итоге сгорают наиболее *тяжелые фракции нефти* – коксы. Различные

геолого-промысловые условия способствуют концентрации кокса – 10–40 кг на 1 м<sup>3</sup> пласта. Этот важный параметр горения определяют экспериментально в лабораторных условиях. Когда плотность и вязкость нефти увеличиваются, концентрация кокса также увеличивается, а с увеличением проницаемости породы – уменьшается. Установлено, что в случае поддержания внутрипластового горения путем нагнетания в пласт только газообразного окислителя (воздуха), потеря тепла нагретой в результате горения породы происходит более медленно вследствие низкой теплоемкости потока воздуха, чем при нагревании породы перемещающимся фронтом горения. В результате *сухого внутрипластового горения* (так называется процесс, когда для поддержания горения закачивается только воздух) основная доля генерируемого в пласте тепла (более 80 %) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт породы.

Это тепло оказывает положительное влияние на процесс вытеснения из неохваченных горением смежных частей пласта. Возможна переброска тепла в область впереди фронта горения, что может привести к приближению генерируемого в пласте тепла к зонам, где происходит вытеснение нефти из пласта. Такой перенос тепла связан с ускорением теплопереноса в пласте вследствие добавления воды к нагнетаемому воздуху. В этой связи создается метод, сочетающий внутрипластовое горение и заводнение, который приведет к ускорению теплопереноса и переброске тепла в область, находящуюся впереди фронта горения.

В мировой практике все большее признание получает *метод влажного горения*. Сущность метода заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряется в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область, расположенную впереди него, в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

К основным недостаткам методов вытеснения нефти с применением внутрипластового горения относятся:

- необходимость использования мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения;
- осуществление мер по предотвращению коррозии оборудования;
- возможность проявления гравитационных эффектов и снижение вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

**Микробиологические методы.** Биотехнологические методы обеспечивают возможность получения комплекса полисахаридов с самыми разнообразными физическими характеристиками. Так, французская фирма «Элф опитен» выработала полисахарид «Склероглюкан» при помощи бактерий, культивируемых на углеводородном субстрате. Другой полисахарид – «Эмульсан» вырабатывается фирмой «Петроферм» (США). Продукт обладает высокой эмульгирующей способностью для макроэмульсионного метода повышения нефтеотдачи. В Российской Федерации разработана технология получения полисахарида под названием «Симусан», который производится на основе искусственных спиртов. Применительно к условиям месторождений Западной Сибири разработаны базовые составы на основе биополимера «ПРОДУКТ БП-92».

Эффективность применения биополимерных композиций может быть очень высокой (до 100 % прироста добычи) на ранних стадиях разработки, когда происходит опережающее обводнение продукции за счет прорывов нагнетаемой в пласт воды по высокопроницаемым пропласткам. Использование биополимерных композиций на поздней стадии выработки запасов позволяет существенно замедлить темп падения добычи, существенно продлить срок разработки и повысить нефтеотдачу пластов. Мировая и отечественная практика разработки нефтяных месторождений в режиме заводнения свидетельствует о том, что все многообразие факторов, влияющих на конечную нефтеотдачу, сводится к двум параметрам: темп выработки запасов и удлинение сроков безводной (или маловодной) добычи.

В связи с этим особого внимания заслуживает применение биополимерных технологий, которые продлевают безводный период эксплуатации нефтяных скважин [25].

## РАЗДЕЛ IV. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

### ГЛАВА 11. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Под разработкой газовых, газоконденсатных, и газонефтяных залежей здесь понимается управление процессами движения в пласте и к скважинам газа, конденсата, воды и нефти с целью добычи их и других ценных компонентов. Такое управление достигается в результате реализации определенной системы разработки залежи.

Под системой разработки газовой, газоконденсатной и газонефтяной залежи понимают размещение на продуктивной площади газоносности (нефтеносности) и в структуре необходимого числа добывающих, нагнетательных, наблюдательных, пьезометрических скважин, порядок ввода их в эксплуатацию и поддержание определенных, допустимых технологических режимов эксплуатации скважин.

Для отделения от газа воды, конденсата и ценных компонентов применяется соответствующая система обустройства промысла. Она включает поверхностное оборудование для сбора газа, конденсата и воды, отделения конденсата, воды, очистки газа от механических примесей, осушки газа. Система обустройства промысла в ряде случаев включает завод для переработки добываемой продукции, а также дожимную компрессорную станцию для компримирования и подачи газа потребителю или в магистральный газопровод. В случае, например, Астраханского газодобывающего комплекса вся продукция месторождения подвергается обработке на газоперерабатывающем заводе. При разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления система обустройства дополняется технологическими линиями для закачки в пласт сухого газа или воды. Аналогично обустраивается промысел при разработке газонефтяных месторождений.

Научный подход к разработке месторождений природных углеводородов подразумевает наличие критерия или определения, характеризующего такой подход.

До недавнего времени оперировали следующим определением применительно к газовым и газоконденсатным месторождениям.

Под рациональной системой разработки месторождения природного газа и обустройства промысла понимается такая система, при которой обеспечивается заданный плановыми органами уровень добы-

чи газа, ценных компонентов (и конденсата) с наибольшей народно-хозяйственной эффективностью (с оптимальными технико-экономическими показателями и коэффициентами газо- и компонентоотдачи) при соблюдении условий охраны недр и окружающей среды.

При этом годовые уровни добычи газа или, например, конденсата для рассматриваемого месторождения оптимизируются с точки зрения соответствующего газодобывающего района.

Под рациональной системой разработки месторождения природных углеводородов и обустройства промысла понимается такая система, при которой население страны и местное население, в частности, фирма-оператор, получает наибольшие доходы при наименьшем ущербе окружающей среде и недрам.

Именно так видится сегодня понятие рациональности. Отсюда следует, что такие важные показатели, как уровни отбора газа, нефти, конденсата не диктуются сверху, а определяются исходя из указанных факторов при конкретном проектировании и исследованиях. Например, запасы газа и других компонентов в Астраханском месторождении могли бы, учитывая благоприятное географическое положение, позволить добывать здесь 60–100 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Однако высокое содержание сероводорода в природном газе, экологические условия, социальная напряженность в данном районе вряд ли позволят превысить годовой уровень добычи газа в 12 млрд м<sup>3</sup>, по крайней мере, в ближайшие годы. Также проблема компонентоотдачи становится экономической категорией, отражая затраты, получаемый доход, что в конечном счете зависит от мировых цен на углеводороды. Кроме того, требования охраны недр также подразумевают бережное к ним отношение.

Задача состоит в том, чтобы на основе получаемого по скважинам ограниченного объема информации составить наиболее полное представление о месторождении в целом и сделать достоверный прогноз относительно проходящих в нем процессов при различных системах разработки.

### **11.1. Состав природных газов. Классификация природных газов. Классификация газовых залежей и месторождений**

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида  $C_nH_{2n+2}$ .



В состав природных газов входят:

а) углеводороды – алканы  $C_nH_{2n+2}$  и цикланы  $C_nH_{2n}$ ;

б) неуглеводороды – азот  $N_2$ , углекислый газ  $CO_2$ , сероводород  $H_2S$ , ртуть, меркаптаны  $RSH$ .

в) инертные газы – гелий, аргон, криптон, ксенон.

Метан ( $CH_4$ ), этан ( $C_2H_6$ ) и этилен ( $C_2H_4$ ) при нормальных условиях ( $p = 0,1$  МПа и  $T = 273$  К) являются реальными газами и составляют сухой газ.

Пропан ( $C_3H_8$ ), пропилен ( $C_3H_6$ ), изобутан ( $i = C_4H_{10}$ ), нормальный бутан ( $n = C_4H_{10}$ ), бутилены ( $C_4H_8$ ) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях – в жидком состоянии. Они входят в состав жидких (сжижаемых, сжиженных) углеводородных газов.

Углеводороды, начиная с изопентана ( $i = C_5H_{12}$ ) и более тяжелые ( $17 \geq n > 5$ ) при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции.

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от  $C_{18}H_{28}$ ), расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

#### *Классификация природных газов*

Природные газы подразделяют на три группы:

1. *Газы, добываемые из чисто газовых месторождений.* Они представляют собой сухой газ, практически свободный от тяжелых углеводородов.

2. *Газы, добываемые вместе с нефтью.* Это физическая смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина.

3. *Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений.* Они состоят из сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции. Кроме того, присутствуют  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ , He, Ar и др.

Искусственные газы получают из твердых топлив (горючие сланцы, бурый уголь) преимущественно в газогенераторах, ретортах, тоннельных и прочих печах при высоких температурах, а иногда и при повышенных или высоких давлениях. В последние годы в ряде стран налажена добыча газа из сланцевых и доманикоидных пород.

### *Залежи природного газа*

Места скопления природного газа в свободном состоянии в порках и трещинах горных пород называются газовыми залежами. Если газовая залежь является рентабельной для разработки, т. е. когда сумма затрат на добычу, транспорт и использование газа меньше полученного экономического эффекта от его применения, то она называется промышленной.

Газовым месторождением обычно называют одну залежь или группу залежей, расположенных на одной площади.

Наряду с чисто газовыми месторождениями встречаются так называемые газоконденсатные, в которых часть углеводородов находится в жидком состоянии, или при снижении определенных давления и температуры может сконденсироваться. Кроме того, имеются газонефтяные, газоконденсатонефтяные и газогидратные месторождения, углеводороды в которых находятся в твердом состоянии в соединении с водой в виде гидратов.

Газовые залежи по геометрической характеристике (конфигурации) подразделяются на *пластовые* и *массивные*.

Основной формой пластовой залежи является сводовая (рис. 11.1), высшую точку которой называют вершиной. Боковые (по отношению к длинной оси) стороны ее называют крыльями, а центральную часть – сводом. Кровлей газоносного пласта называют верхнюю границу газоносного пласта с вышележащими непроницаемыми породами. Нижнюю границу газоносного пласта с нижележащими непроницаемыми породами называют подошвой газоносного пласта. Наикратчайшее расстояние между кровлей и подошвой пласта называется его мощностью. Если газовая залежь по всей площади подстилается водой, газонасыщенная мощность пласта определяется как расстояние от кровли до поверхности контакта газа с водой. Пластовые залежи обычно ограничиваются краевой пластовой водой. Если газовая залежь по газонасыщенной мощности меньше мощности самого пласта, то она ограничивается подошвенной водой. В таком случае это будет уже массивная (водоплавающая) залежь.

Наряду с общей выделяют эффективную мощность, которая определяется путем исключения мощности непродуктивных, например, глинистых пропластков из общей мощности.

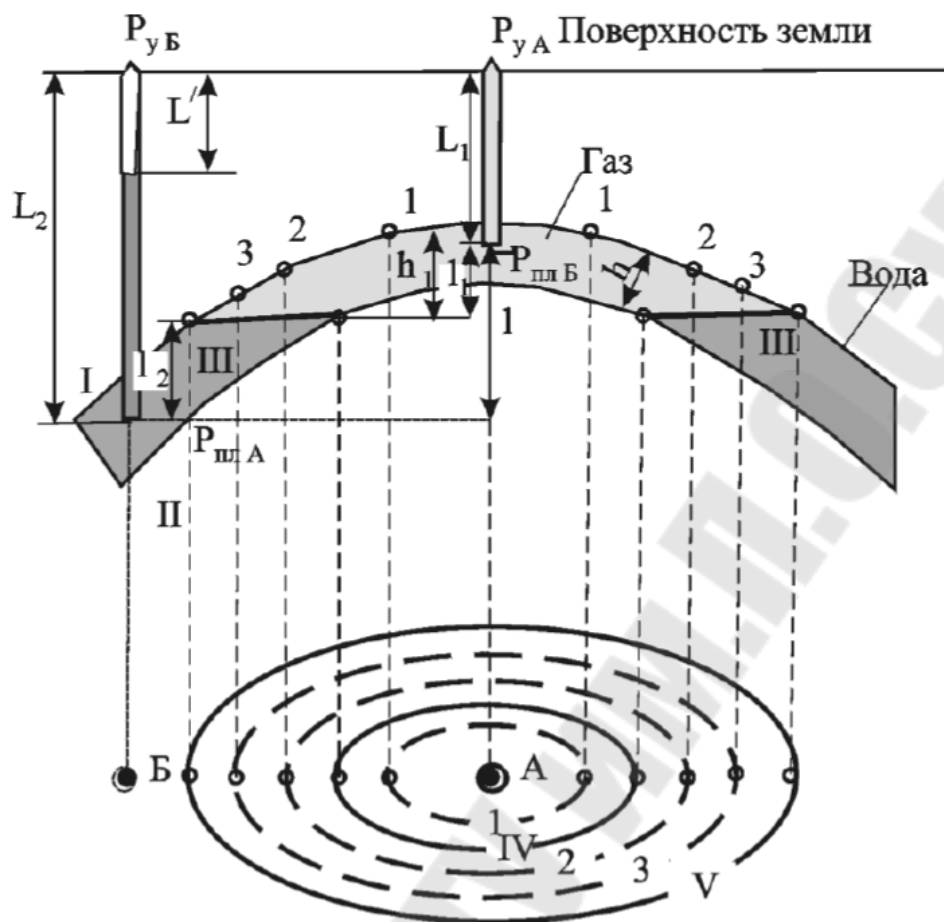


Рис. 11.1. Схема пластовой сводовой залежи с контурной водой: I – кровля пласта; II – подошва пласта; III – газовойодяной контакт;  $h$  – мощность пласта;  $h_1$  – высота залежи; IV – внутренний контур газоносности; V – внешний контур газоносности; 1, 2, 3 – изогипсы; А – газовая скважина глубиной  $L_1$ ; Б – водяная скважина глубиной  $L_2$ ;  $l_1$  – расстояние от забоя скважины А до контакта газ–вода;  $l_2$  – расстояние от забоя скважины Б о газовойодяного контакта;  $l$  – расстояние по вертикали между забоями скважин А и Б;  $L'$  – высота от устья до уровня

Основными параметрами газовой залежи являются:

- а) отметка контакта газ–вода, т. е. расстояние по вертикали от уровня океана до контакта газ–вода;
- б) высота залежи, которая определяется расстоянием по вертикали от высшей точки газовой залежи до ГВК;
- в) внутренний контур газоносности, который представляет собой линию пересечения ГВК с подошвой газоносного пласта;
- г) внешний контур газоносности, представляющий собой линию пересечения ГВК с кровлей продуктивного пласта.

В последние годы на практике широко применяют новые методы разведки газовых и газоконденсатных месторождений, сущность которых состоит в том, что с помощью первых разведочных скважин определяются лишь основные параметры залежей, необходимые для составления проекта опытно-промышленной их эксплуатации. Если установлено, что залежь относится к газовой, то остальные параметры выясняются и уточняются в процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения с подачей газа потребителям. В результате этого не только значительно уменьшается число разведочных скважин, но и более правильно намечаются пути доразведки залежи. На разработку залежи существенно влияет положение газоводяного контакта, который определяется гидродинамическими исследованиями, по данным каротажа или опробования скважин.

#### *Классификация газовых месторождений*

По составу углеводородных газов месторождения подразделяются следующим образом:

а) **газовые** – нет тяжелых углеводородов (метан – 95–98 %; относительная плотность  $\Delta\rho \approx 0,56$ ; при понижении температуры выделения жидких углеводородов не происходит);

б) **газонефтяные** – сухой газ + жидкий газ (пропан-бутановая смесь) + газовый бензин  $C_{5+}$  (метан = 35–40 %, этан = 20 %, жидкий газ = 26–30 %, газовый бензин = 5 %, углеводороды = 8–13 %,  $\Delta\rho \approx 1,1$ );

в) **газоконденсатные** – сухой газ + конденсат (бензиновая, керосиновая, лигроиновая и иногда масляная фракции) (метан = 75–90 %, этан = 5–9 %, жидкий газ = 2–5 %, газовый бензин = 2–6 %, углеводороды = 1–6 %,  $\Delta\rho \approx 0,7–0,9$ );

г) газогидратные – газ в твердом состоянии.

Газоконденсатные месторождения по фазовому состоянию делятся таким образом:

а) однофазные насыщенные – пластовое давление  $P_{пл}$  равно давлению начала конденсации  $P_k$ ;

б) однофазные ненасыщенные –  $P_{пл} > P_k$ ;

в) двухфазные –  $P_k > P_{пл}$ ;

г) перегретые – пластовая температура  $T_{пл}$  больше критической температуры  $T_{max}$ .

Газоконденсатные месторождения по содержанию стабильного конденсата  $C_{5+}$  в  $1 \text{ м}^3$  пластового газа подразделяются на следующие группы:

- I – незначительное содержание – до  $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;
- II – малое содержание – от 10 до  $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;
- III – среднее содержание – от 150 до  $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;
- IV – высокое содержание – от 300 до  $600 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;
- V – очень высокое содержание – свыше  $600 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .

Газовые и газоконденсатные месторождения по содержанию нефти делят таким образом:

а) залежи без нефтяной оторочки или с оторочкой не промышленного значения;

б) залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения.

По величине начального пластового давления выделяют месторождения:

а) низкого давления – до 6 МПа;

б) среднего давления – от 6 до 10 МПа;

в) высокого давления – от 10 до 30 МПа;

г) сверхвысокого давления – свыше 30 МПа.

По дебитности (максимально возможный рабочий дебит) среди газовых месторождений обычно выделяют:

а) низкодебитные – до 25 тыс.  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;

б) малодебитные – 25–100 тыс.  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;

в) среднедебитные – 100–500 тыс.  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;

г) высокодебитные – 500–1000 тыс.  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;

д) сверхвысокодебитные – свыше 1000 тыс.  $\text{м}^3/\text{сутки}$ .

### ***Изменение состава природного газа в процессе разработки***

Во время эксплуатации газовых скважин метан – газообразный и находится при температуре выше критической, этан – на грани парообразного и газообразного состояния, а пропаны и бутаны – в виде пара. С повышением давления и понижением температуры компоненты, входящие в состав природных газов чисто газовых месторождений, могут переходить в жидкое состояние. При эксплуатации газоконденсатных месторождений с понижением давления до определенного значения (давление максимальной конденсации) обычно наблюдается переход тяжелых углеводородов в жидкое состояние, при последующем уменьшении давления часть их переходит обратно в газообразное состояние. Это приводит к тому, что состав газа, а также состав и количество конденсата в процессе разработки газоконденсатных место-

рождений без поддержания давления изменяются, что следует учитывать при проектировании заводов по переработке газа и конденсата. Если газоконденсатные месторождения разрабатывают с поддержанием давления путем закачки газа в пласт (сайклинг-процесс), состав конденсата практически не изменяется, а состав газа может изменяться при прорыве сухого газа в эксплуатационные скважины. Если для поддержания пластового давления закачивают в пласт воду, состав газа и конденсата в процессе разработки остаются неизменными.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных залежей предвестником обводнения по данным эксплуатации скважин по ряду месторождений является увеличение азота и редких газов (например, Шебелинское месторождение) или увеличение газоконденсатного фактора и минерализации, выносимой из скважины воды (месторождения Краснодарского края).

Таким образом, физико-химические свойства газа и его состав необходимо знать как на стадии разведки, так и при эксплуатации месторождения [27, 28].

## **11.2. Физические свойства природных газов.**

### **Тепловые свойства природных газов.**

### **Дросселирование газов. Гидратообразование**

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху.

**Молекулярная масса** природного газа:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i, \quad (11.1)$$

где  $M_i$  – молекулярная масса  $i$ -го компонента;  $X_i$  – объемное содержание  $i$ -го компонента, доли ед. Для реальных газов обычно  $M = 16$ – $20$ .

**Плотность газа**  $\rho_r$  рассчитывается по формуле

$$\rho_r = \frac{M}{V_M} = \frac{M}{24,05}, \quad (11.2)$$

где  $V_M$  – объем 1 моля газа при стандартных условиях. Обычно значение  $\rho_r$  находится в пределах  $0,73$ – $1,0$  кг/м<sup>3</sup>. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху  $\rho_{r,в}$ , равной отношению плот-

ности газа  $\rho_r$  к плотности воздуха  $\rho_v$ , и взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{r,v} = \frac{\rho_r}{\rho_v}. \quad (11.3)$$

Если  $\rho_r$  и  $\rho_v$  определяются при стандартных условиях, то  $\rho_r = 1,293 \text{ кг/м}^3$  и  $\rho_v = \frac{\rho_r}{1,293} \text{ кг/м}^3$ .

**Объемный коэффициент пластового газа  $b_r$** , представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях  $V_{пл,r}$  к объему того же количества газа  $V_{ст}$ , который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клайперона–Менделеева:

$$b_r = \frac{V_{пл,r}}{V_{ст}} = Z \frac{p_{ст} - T_{пл}}{p_{пл} - T_{ст}}, \quad (11.4)$$

где  $p_{пл}$ ,  $T_{пл}$ ,  $p_{ст}$ ,  $T_{ст}$  – давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях.

Значение величины  $b_r$  имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

**Вязкость** – свойство жидкостей и газов, характеризующих сопротивляемость скольжению или сдвигу одной их части относительно другой.

*Коэффициент динамической вязкости  $\mu$*  характеризует силы взаимодействия между молекулами газа, которые преодолеваются при его движении.

*Коэффициент кинематической вязкости.* В расчетах наряду с абсолютной вязкостью газа применяют кинематическую вязкость  $\nu$ , равную абсолютной вязкости, деленной на плотность газа:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho_r}. \quad (11.5)$$

В газах расстояние между молекулами существенно больше радиуса действия молекулярных сил, поэтому вязкость газов – следствие хаотического (теплового) движения молекул, сопровождающегося переносом от слоя к слою определенного количества движения, и в результате медленные слои ускоряются, а более быстрые – замедляются. Работа внешних сил, уравнивающих вязкое сопротивление

ние и поддерживающее установившееся течение, полностью переходит в теплоту.

В жидкостях, где расстояние между молекулами много меньше, чем в газах, вязкость обусловлена молекулярным взаимодействием, ограничивающим подвижность молекул. В жидкости молекула может проникнуть в соседний слой лишь при образовании в нем полости, достаточной для перескакивания туда молекулы. На образование полости (на «рыхление» жидкости) расходуется так называемая энергия активации вязкого течения.

При больших давлениях (больше 10–15 МПа) газы становятся неидеальными, так как средние расстояния между молекулами становятся сравнимыми с радиусом межмолекулярного взаимодействия, и природа вязкости газов становится аналогичной жидкости.

В идеальном газе вязкость  $\mu$  не зависит от плотности (давления), а определяется величинами средней скорости и длиной свободного пробега молекул. Так как средняя скорость возрастает с повышением температуры  $T$  (несколько возрастает также и длина свободного пробега), то вязкость газов увеличивается при нагревании (пропорционально корню квадратному от температуры) (рис. 11.2). Присутствие неуглеводородных компонентов в газе повышает вязкость природного газа.

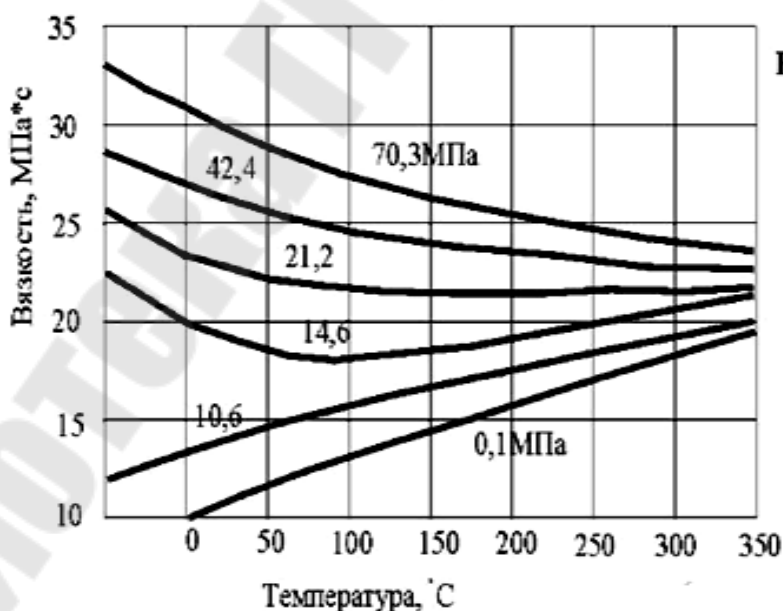


Рис. 11.2. Вязкость природного газа при различных значениях давления и температуры



В жидкостях энергия активации уменьшается с ростом температуры и понижением давления. В этом состоит одна из причин резкого снижения вязкости жидкостей с повышением температуры и роста ее при высоких давлениях.

В силу того, что при больших давлениях газы приобретают свойства жидкости, то при давлениях больших 10–15 МПа вязкость природных газов падает с ростом температуры (рис. 11.2), но само значение вязкости повышается с ростом давления.

**Критическая температура и давление.** Для каждого газа существует температура, выше которой он не переходит в жидкое состояние при любых давлениях. Для метана критическая температура равна 82,1 °С, поэтому в недрах земной коры метан не может быть в жидком состоянии. Этан и пропан в земной коре могут находиться в жидком состоянии при давлениях выше критического, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

Значения критических параметров  $p_{кр}$  и  $T_{кр}$  определяются:

$$p_{кр} = 49,5 - 3,7\bar{\rho}_Г; \quad (11.6)$$

$$T_{кр} = 93 + 176\bar{\rho}_Г, \quad (11.7)$$

где  $\bar{\rho}_Г$  – относительная плотность газа.

Приведенными параметрами состояния называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа больше или меньше критических.

**Приведенным давлением  $p_{пр}$**  называется отношение рабочего (фактического) давления газа  $p$  к его критическому давлению  $p_{кр}$ :

$$p_{пр} = \frac{p_{раб}}{p_{кр}}. \quad (11.8)$$

**Приведенной температурой  $T_{пр}$**  называется отношение рабочего (фактического) давления абсолютной температуры газа  $T$  к ее критической температуре  $T_{кр}$ :

$$T_{пр} = \frac{T_{раб}}{T_{кр}}. \quad (11.9)$$

**Диффузия** – взаимное проникновение одного вещества в другое при их соприкосновении, что обусловлено движением молекул. Диффузия газов в пластовых условиях происходит через водонасыщенные

поры и трещины пород. Явление диффузии газов играет существенную роль при формировании и разрушении залежей газа.

**Растворимость газов** при небольших давлениях подчиняется закону Генри, согласно которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости. Коэффициенты растворимости газов в воде зависят от температуры и минерализации воды. При температурах до 90 °С эта зависимость – обратная, при более высоких температурах – прямая. С ростом минерализации воды растворимость газа падает.

Растворимость углеводородных газов в нефти примерно в 10 раз большая, чем в воде. Чем жирнее газ и легче нефть, тем больше растворимость в ней газов. Растворенный в нефти газ увеличивает объем нефти и уменьшает ее плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если объем газа значительно превышает объем нефти, то при давлении более 25 МПа и температуре 95 °С наступает обратная растворимость – жидкие углеводороды растворяются в газе и могут полностью превратиться в газ. При понижении давления из смеси будет выпадать конденсат (жидкие углеводороды).

**Теплоемкостью  $C$**  называют количество теплоты, необходимое для нагревания единицы массы или объема вещества на 1 °С.

Удельная теплоемкость – отношение теплоемкости к единице количества газа. Относительно газов обычно различают теплоемкости при постоянном объеме  $C_v$  и постоянном давлении  $C_p$ .  $C_v$  связана с процессом, характеризующимся тем, что при неизменности объема вся энергия, сообщаемая газу в форме теплоты, затрачивается на увеличение внутренней энергии газа.  $C_p$  связана с процессом, характеризующимся тем, что, нагревая тело, предоставляют ему возможность расширяться при неизменном давлении. Таким образом, часть сообщенной телу теплоты идет на производство работы расширения. Поэтому  $C_p > C_v$ .

Для идеальных газов между  $C_p$  и  $C_v$  существует следующее соотношение:

$$C_p = C_v + R, \quad (11.10)$$

где  $R$  – газовая постоянная.

В области давлений, где газы считаются идеальными, значения теплоемкостей постоянны. Однако для реальных газов значения теплоемкости изменяются в зависимости от давления и температуры.

Для смеси газов теплоемкость определяется по сумме теплоемкости входящих компонентов по формуле

$$C = \sum_{i=1}^n y_i C_i, \quad (11.11)$$

где  $y_i$  – объемное (молярное) содержание компонентов в долях единицы;  $C_i$  – теплоемкость отдельных компонентов смеси;  $n$  – число компонент.

При изобарическом процессе молярная теплоемкость углеводородных компонентов природных газов (азота, углекислого газа, сероводорода) равна примерно половине теплоемкости углеводорода с одинаковой молекулярной массой при одной и той же температуре. Массовая теплоемкость равна отношению молярной теплоемкости к молекулярной массе газа  $M_i$ , т. е. массе киломоля  $i$ -го компонента, кг/моль.

**Дросселирование** – расширение газа при прохождении через дроссель – местное сопротивление (вентиль, кран и т. д.), сопровождающееся изменением температуры.

Отношение изменения температуры газа в результате его изоэнтальпийного расширения (дросселирования) к изменению давления называется дроссельным эффектом, или эффектом Джоуля–Томсона.

При охлаждении газа эффект считается положительным, при нагревании его – отрицательным. Изменение температуры при снижении давления на 1 атм (0,1 МПа) называется коэффициентом Джоуля–Томсона. Этот коэффициент изменяется в широких пределах и может иметь положительный или отрицательный знак.

Изменение температуры газа в процессе изоэнтальпийного расширения при значительном перепаде давления на дросселе называется интегральным дроссель-эффектом. Это изменение можно определить по соотношению

$$T_1 - T_2 = \int_{p_2}^{p_1} D_i dp. \quad (11.12)$$

Интегральный коэффициент Джоуля–Томсона для природного газа изменяется от 2 до 4 К/МПа в зависимости от состава газа, падения давления и начальной температуры газа. Для приближенных расчетов среднее значение коэффициента Джоуля–Томсона можно принять равным 3 К/МПа.

**Влажность природных газов.** Природный газ в пластовых условиях всегда насыщен парами воды, так, в газоносных породах всегда содержится связанная, подошвенная или краевая вода.

Влажность газа характеризуется концентрацией воды в паровой фазе системы «газ – вода». Обычно она выражается массой паров воды, приходящейся на единицу массы сухого газа (массовая влажность), или числом молей паров воды, приходящейся на моль сухого газа (молярная влажность).

Абсолютная влажность  $W$  характеризуется количеством водяного пара в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям ( $T = 273$  К,  $p = 0,1$  МПа), измеряется в г/м<sup>3</sup> или в кг/1000 м<sup>3</sup>.

Относительная влажность – отношение абсолютной влажности к максимальной, соответствующей полному насыщению парами воды, при данной температуре и давлении (в процентах). Полное насыщение оценивается в 100 %.

Факторы, определяющие влагосодержание природных газов: давление, температура, состав газа, количество солей, растворенных в воде, контактирующей с данным газом.

Присутствие углекислого газа и сероводорода в газах увеличивает их влагосодержание. Наличие азота приводит к уменьшению влагосодержания, так как он способствует уменьшению отклонения газовой смеси от идеального газа и менее растворим в воде. С увеличением плотности (или молекулярной массы газа) за счет роста количества тяжелых углеводородов влажность газа уменьшается из-за взаимодействия молекул тяжелых углеводородов с молекулами воды. Наличие в пластовой воде растворенных солей уменьшает влагосодержание газа, так как при растворении солей в воде снижается парциальное давление паров воды.

При уменьшении температуры происходит уменьшение влагосодержания, а при падении давления – его увеличение.

**Гидратообразование.** Природный газ, насыщенный парами воды, при высоком давлении и при определенной положительной температуре способен образовывать твердые соединения с водой – гидраты.

Особое значение гидратообразование приобретает при добыче газа из месторождений Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов.

Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое

с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду. По внешнему виду – это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег.

Гидраты относятся к веществам, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Такие соединения обычно называют твердыми растворами внедрения, а иногда соединениями включения.

По современным представлениям молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью Вандер-Ваальсовых сил притяжения.

Увеличение процентного содержания сероводорода и углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления. Например, при давлении 50 атм для чистого метана температура образования гидратов составляет 6 °С, а при 25%-м содержании  $H_2S$  она достигает 10 °С.

Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов, т. е. в этом случае гидраты становятся менее устойчивыми. Например, если в природном газе с относительной плотностью 0,6 отсутствует азот, гидраты его при температуре 10 °С остаются устойчивыми до давления 34 атм, если же в газе содержится 18 % азота, равновесное давление гидратообразования снижается до 30 атм.

Для образования гидратов в жидких углеводородных газах требуются более высокое давление и более низкие температуры. В отличие от природных газов выделение гидратов в жидких углеводородных газах сопровождается увеличением давления системы (в замкнутом объеме). Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объем остается постоянным, с увеличением температуры в системе растет и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объема и, следовательно, понижением давления. Образование гидратов в жидких углеводородах идет несравнимо труднее, чем в газообразных. Чтобы начался этот процесс, требуется выдержать систему при соответствующих условиях в течение некоторого времени и в основном – в условиях равновесия. Однако при

отрицательных температурах после появления мелких кристалликов льда гидраты начинают образовываться быстро.

Отмечено, что гидраты жидких углеводородных газов легче воды [29, 30].

### **11.3. Технологический режим работы газовой скважины. Свободный и абсолютно свободный дебит**

Под технологическим режимом эксплуатации понимается режим, при котором поддерживается определенное соотношение между дебитом скважины и забойным давлением или его градиентом. С математической точки зрения технологический режим эксплуатации скважин определяют граничные условия на забое, знать которые необходимо для интегрирования дифференциального уравнения фильтрации газа к скважине.

*Принципы выбора оптимального режима.* При установлении технологического режима эксплуатации используют исходные данные, накопленные в процессе поиска залежи, разведки и опытной эксплуатации месторождения. Эти данные являются результатами геологических, геофизических, газогидродинамических, газоконденсатных исследований и лабораторного изучения образцов коллекторов и насыщающих их жидкостей и газов.

Как правило, газовые залежи неоднородны по площади и по разрезу, их емкостные и фильтрационные параметры, запасы определяются неточно, в начальный период разработки отсутствует достаточное число скважин для получения достоверной информации.

На технологический режим эксплуатации влияет множество факторов, причем влияние различных факторов может быть как однонаправленным, так и разнонаправленным. Поэтому при недостаточно глубоком изучении этих вопросов установленный режим может оказаться неправильным.

Для установления наиболее обоснованного технологического режима работы скважин необходимо учесть:

– географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты, форму, тип, размер и режим залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов, глубину и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа, конден-

сата и нефти (при наличии нефтяной оторочки), наличие и активность подошвенной и красных вод;

– условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; устойчивость пласта к разрушению, влияние изменения давления на параметры пласта, водогазонефтенасыщенность пластов, их давления и температуры; совершенство скважин по степени и характеру вскрытия пласта;

– состав газа, конденсата, нефти (при наличии оторочки) и воды, наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов –  $H_2S$ ,  $CO_2$ , ртути и др.; наличие отдельных пропластков и характер их изменения по толщине и по площади, наличие органических кислот в пластовой воде; влагосодержание газа, физико-химические свойства газа, конденсата, воды и нефти и их изменение по площади и по разрезу;

– конструкцию скважин, оборудование забоя и устья скважины; схему сбора, очистки и осушки газа на промысле и условия очистки, осушки и транспортировки газа; характеристики применяемого скважинного и промышленного оборудования;

– условия потребления газа по темпу отбора, неравномерность потребления, теплотворную способность газа.

Нередко влияние одного фактора противоречит другому, что не позволяет учесть всю совокупность факторов. Поэтому для установления технологического режима эксплуатации газовых скважин с учетом всех факторов должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические критерии. Такие принципы и критерии могут быть реализованы путем обобщения по группам различных факторов. Причем, используя накопленный опыт установления технологического режима эксплуатации газовых скважин, заблаговременно можно исключить часть факторов, связанных с условиями вскрытия, свойствами промывочной жидкости, совершенством скважины, образованием пробок, техникой и технологией сбора, осушки и очистки газа и др. Тогда к основным факторам, влияющим на технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, можно отнести следующие:

– деформацию и устойчивость к разрушению продуктивного разреза;

– наличие активной подошвенной или контурной воды, способной по сверхпроницаемым пропласткам сравнительно быстро обводнить скважины, вскрывшие газоносную толщину, включая сверхпроницаемый пропласток;

- условия вскрытия пласта, степень и характер вскрытия с учетом близости контактов «газ – нефть» или «газ – вода»;
- возможность образования жидкостных или песчано-жидкостных пробок в процессе эксплуатации;
- наличие коррозионно-активных компонентов в составе добываемого газа и пластовой воды, концентрацию этих компонентов, давление, температуру и скорость потока по стволу скважины;
- многоярусность, различие составов газов, давлений и температур отдельных пропластков, наличие или отсутствие гидродинамической связи между ними и последовательность их залегания, одинаковость уровня газонасыщенных контактов, неоднородность разреза по прочностным и фильтрационным признакам.

По мере истощения залежи, продвижения подошвенной и контурной воды, снижения дебита газа во времени, уменьшения пластового и забойного давлений наступает время, когда установленный режим не обеспечивается, и тогда необходимо изменить выбранный технологический режим эксплуатации. Вновь устанавливаемый технологический режим эксплуатации также обосновывается, как и в начале разработки месторождения.

Одним из простейших (с точки зрения установления и поддержания в процессе разработки залежи) технологических режимов эксплуатации газовых скважин является режим максимально допустимой депрессии на пласт. Этот распространенный на практике режим математически записывается в виде:

$$p_k(t) - p_c(t) = \Delta p, \quad (11.13)$$

где  $p_k(t)$  – пластовое давление в районе рассматриваемой скважины в момент времени  $t$ ;  $p_c(t)$  – забойное давление в той же скважине в момент времени  $t$ ;  $\Delta p$  – допустимая депрессия на пласт.

В результате исследования скважины при различных отборах устанавливается такая максимально допустимая депрессия на пласт, при которой еще не происходит разрушения коллектора и выноса в скважину частиц породы продуктивного пласта. Время ( $t$ ) в (11.13) соответствует моменту проведения исследования скважины.

Согласно прогнозным расчетам, при дальнейшей разработке месторождения и падении пластовых давлений около скважин забойное давление в некоторой конкретной скважине изменяется во времени так, чтобы тождественно выполнялось равенство (11.13).



Режим максимально допустимой депрессии в условиях рыхлых коллекторов, строго говоря, неоптимален. В подобных случаях целесообразнее поддерживать на поверхности перфорационных каналов максимально допустимый градиент давления. Именно градиенту давления, а не депрессии на пласт пропорциональна разрушающая скелет породы сила.

Для совершенной по степени и характеру вскрытия скважины режим допустимого градиента давления  $c$  на стенке скважины характеризуется следующей формулой:

$$c = \frac{(\varphi q + \psi q^2)}{p_c}, \quad (11.14)$$

где  $\varphi = \frac{A}{2r_c \ln \frac{R_k}{r_c}}$ ;  $\psi = \frac{B}{2r_c}$ ;  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных

сопротивлений в уравнении притока газа к скважине;  $R_k$  – радиус зоны дренирования скважины.

Для несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины:

$$\varphi = \frac{\mu p_{ат}}{k F_c}, \quad \psi = \frac{\beta p p_{ат}}{F_c^2}, \quad (11.15)$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости;  $F_c$  – суммарная площадь поверхности перфорационных отверстий;  $\beta$  – коэффициент, учитывающий извилистость поровых каналов.

По результатам исследования скважины определяются максимальный дебит и соответственно такое минимальное забойное давление, при котором коллектор не разрушается.

При разработке месторождений природных газов происходит падение пластового давления. В газоконденсатных месторождениях падение давления приводит к выпадению в пласте конденсата.

В настоящее время считается, что большая часть выпавшего в пласте конденсата практически не может быть извлечена. В определенной мере это связано с окончанием разработки месторождения при некотором конечном допустимом пластовом давлении. При значительном содержании конденсата в газе потери конденсата можно сократить поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа или воды. При поддержании пластового давления для эксплуатационных скважин путем расчетов определяются и задаются значения забойных давлений из условия сокращения потерь конденсата в пласте.

При разработке газоконденсатных месторождений с активным водонапорным режимом также возможно поддержание требуемого забойного давления в скважинах для уменьшения потерь конденсата. Однако в большинстве подобных случаев отбор из месторождения будет с течением времени уменьшаться.

При значительном содержании конденсата в газе раннее падение добычи из месторождения иногда может быть оправданным. Следовательно, при разработке газоконденсатных месторождений допустимым технологическим режимом эксплуатации скважин можно считать режим заданного во времени забойного давления:

$$p_c = p_c(t). \quad (11.16)$$

Эта зависимость изменения во времени забойного давления определяется технико-экономическими расчетами. Частным случаем такого режима является режим допустимого, постоянного во времени забойного давления  $p_c = \text{const}$ .

В ряде случаев технологические условия потребления газа, например, местным потребителем, приводят к необходимости поддержания заданного во времени дебита скважин или заданного давления на устье скважин. Следовательно, условия потребления газа могут диктовать следующие технологические режимы эксплуатации скважин, в частности, режим заданного давления на устье скважины:

$$p_y = p_y(t). \quad (11.17)$$

Технологический режим заданного давления на устье скважины поддерживают исходя из требования дальнего транспорта газа по магистральному газопроводу при отсутствии дожимной компрессорной станции или задержке ее строительства.

Свободный дебит – это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на устье, равном 0,1 МПа. Свободный дебит характеризует скважину:

$$Q_{\text{св}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b+a)(p_c^2 - e^{2s})} - a}{2(b+\theta)}, \quad (11.18)$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды и конструкции забоя скважины;  $\theta$  – параметр, определяемый по формуле

$$\theta = 1,377\lambda \frac{z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2}{D_{\text{эф}}^5} (e^S - 1), \quad (11.19)$$

где  $\lambda$  – коэффициент сопротивления;  $z_{\text{cp}}$  – средний коэффициент сжимаемости газа;  $T_{\text{cp}}$  – средняя температура газа по стволу скважины;  $D_{\text{эф}}$  – эффективный диаметр труб, по которым движется газ;  $S$  – безразмерный параметр.

*Абсолютно-свободный дебит.* Абсолютно-свободный дебит – это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на забое, равном 0,1 МПа. Абсолютно-свободный дебит характеризует продуктивные возможности пласта [31]:

$$Q_{\text{а.с}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - 1)} - a}{2b}. \quad (11.20)$$

#### 11.4. Способы эксплуатации газовых скважин

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для следующего: 1) движения газа из пласта в поверхностные установки промысла; 2) защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов; 3) разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов; 4) предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах доходит до 100 МПа, температура газа достигает 523 К, горное давление за колоннами на глубине 10000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине.

Скважины – дорогостоящие капитальные сооружения. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60–80 % в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

Долговечность работы и стоимость строительства скважин во многом определяются их конструкциями.

Конструкцией скважины называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем, поднимаемым за трубами на определенную высоту.

Конструкция скважины должна обеспечивать: доведение скважины до проектной глубины; осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации; предотвращение осложнений в процессе бурения и эксплуатации; ремонт скважины; выполнение исследовательских работ; минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.

Конструкция добывающих газовых скважин зависит от многих факторов: в частности, от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений.

Физические свойства газа – плотность и вязкость, их изменение в зависимости от давления и температуры существенно отличаются от плотности и вязкости нефти и воды. Во многих случаях плотность газа значительно меньше плотности нефти и воды, а коэффициент динамической вязкости газа в 50–100 раз меньше, чем у воды и нефти. Различие плотностей газа и жидкостей вызывает необходимость спуска кондуктора в газовых скважинах на большую глубину, чем в нефтяных для предотвращения взрыва газом горных пород, загрязнения водоносных горизонтов питьевой воды, выхода газа на дневную поверхность.

Малая вязкость газа требует принятия особых мер по созданию герметичности как обсадных колонн, так и межтрубного пространства газовых скважин. Герметичность колонн обсадных труб достигается различными способами: применением резьбовых соединений на концах труб и муфтах со специальной трапецеидальной формой поперечного сечения с тефлоновыми уплотнительными кольцами, использованием фторопластовой уплотнительной ленты, герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений. Герметичность заколонного пространства скважин обеспечивается применением цемента определенных марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

Колонну НКТ спускают в скважину для решения следующих задач: 1) предохранения эксплуатационной обсадной колонны от абразивного воздействия твердых примесей и коррозионных агентов, содержащихся в газе; 2) контроля за условиями отбора газа на забое скважины; 3) создания необходимой скорости движения потока газа для выноса на поверхность твердых частиц и жидкости с забоя; 4) равномерной выработки газонасыщенных пластов большой толщины по всему вскрытому интервалу; 5) проведения ремонтных работ и интенсификации притока газа из пласта в скважину.

Во время разработки месторождения при уменьшении пластового давления диаметр НКТ увеличивают, колонны малого диаметра извлекают из скважины и заменяют колоннами большего диаметра. В завершающий период разработки при отсутствии поступления воды и твердых взвесей в скважину возможна эксплуатация скважин по металлической обсадной колонне.

При наличии одного продуктивного горизонта в скважину спускают одну колонну фонтанных труб. Если несколько продуктивных горизонтов решено эксплуатировать отдельно, но одной системой скважин, в последнюю спускают две или даже три колонны фонтанных труб, при этом они могут быть спущены концентрично или параллельно с применением разобщителей (пакеров).

Фонтанные трубы, изготавливаемые из высококачественной стали длиной 5–12 м с внутренним диаметром 33–152 мм, позволяют ускорить процессы освоения скважины после бурения и ее глушения перед работами по интенсификации добычи газа или ремонтными работами, осуществлять контроль за состоянием ствола скважины без спуска в них глубинных приборов. Глубину спуска таких труб в скважину определяют по продуктивной характеристике пласта (или пластов) и технологическим режимам эксплуатации скважины. Обычно их целесообразно спускать до нижних отверстий перфорации.

### ***Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения и образования песчаной пробки***

Основной метод добычи газа и газового конденсата – фонтанный, так как газ в продуктивном пласте обладает достаточно большой энергией, обеспечивающей его перемещение по капиллярным каналам пласта к забоям газовых скважин. Как и при фонтанном способе добычи нефти, газ поступает к устью скважины по колонне фонтанных труб.

Добычу газа ведут из одного пласта (однопластовые месторождения) и из двух и более пластов (многопластовые месторождения).

Эксплуатация газовых скважин связана с необходимостью обеспечения заданного дебита газа и газового конденсата. Это зависит во многом от состояния призабойной зоны скважины, степени ее обводненности, наличия в составе газа и конденсата агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и других факторов, среди которых важное значение имеет число одновременно эксплуатируемых продуктивных пластов в одной скважине.

При значительных пескопроявлениях продуктивного пласта на забое скважины образуются малопроницаемые для газа песчаные пробки, существенно снижающие дебит скважин. Например, при равенстве проницаемостей пласта и песчаной пробки дебит скважин составляет всего 5 % дебита скважины газа незасоренной скважины.

Основные задачи, решаемые при эксплуатации газовых скважин с пескопроявлениями на забое, таковы: с одной стороны, предотвращение образования песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин; с другой стороны, выбор такого дебита скважины, при котором обеспечивался бы вынос частиц песка, проникающих на забой, на поверхность, к устью скважины. Наконец, если снижение дебита скважины для предотвращения образования песчаных пробок окажется намного меньше потенциального дебита скважины, то необходимо решать вопрос о защите призабойной зоны скважины от попадания песка и образования песчаных пробок с сохранением высокого дебита скважины.

При эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения призабойной зоны следует учитывать такие отрицательные последствия, как снижение дебита скважины, сильное обводнение газа, опасность образования большого объема кристаллогидратов и др. В связи с этим необходимо постоянное удаление воды из призабойной зоны скважины.

Применяют периодическое и непрерывное удаление влаги из скважины. К периодическим методам удаления влаги относят: остановку скважины (периодическую) для обратного поглощения жидкости пластом; продувку скважины в атмосферу или через сифонные трубки; вспенивание жидкости в скважине за счет введения в скважину пенообразующих веществ (пенообразователей). К непрерывным методам удаления влаги из скважины относят: эксплуатацию скважин при скоростях выходящего газа, обеспечивающих вынос воды с забоя; непрерывную продувку скважин через сифонные или фонтанные трубы; применение плунжерного лифта; откачку жидкости скважинными насосами; непрерывное вспенивание жидкости в скважине.

При эксплуатации газовых скважин может быть осложнение – гидратообразование. Пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах. При определенных условиях каждая молекула углеводородного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6–17 молекул воды. Таким образом, образуются твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами. Это устойчивые соединения, при нагревании или понижении давления быстро разлагающиеся на газ и воду.

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств.

Борьба с гидратами, как и с любыми отложениями, ведется, в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования. Если безгидратный режим невозможен, то применяются ингибиторы гидратообразования: метиловый спирт  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль).

#### ***Методы увеличения производительности газовой скважины***

Дебит отдельных скважин можно в значительной мере увеличить как за счет внедрения методов интенсификации притока газа, так и улучшения техники и технологии вскрытия пласта усовершенствования оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Перечислим методы интенсификации притока газа к забою скважины и ограничения на их применение:

- гидравлический разрыв пласта и его различные варианты – многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на соляно-кислотной основе и т. д.;
- соляная обработка и ее варианты;
- гидропескоструйная перфорация и ее сочетания с ГРП и соляной обработкой.

Методы интенсификации не рекомендуется проводить в скважинах с нарушенными эксплуатационными колоннами; с колоннами, некачественно зацементированными; в обводнившихся скважинах или в тех, которые могут обводниться после проведения в них работ по интенсификации; в приконтурных скважинах и в скважинах, вскрывших маломощные (2–5 м) водоплавающие залежи.

Работы по интенсификации на газовых месторождениях, как правило, начинают тогда, когда месторождение вступает в промышленную разработку. Более рационально их проводить на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации.

Существуют различные способы усовершенствования техники эксплуатации скважин:

- раздельная эксплуатация двух объектов одной скважиной;
- эжекция низконапорного газа высоконапорным;
- применение плунжерного лифта для удаления с забоя воды;
- подача на забой поверхностно-активных веществ для очистки скважин от поступающей из пласта воды;
- усовершенствование конструкции подземного оборудования в коррозийных скважинах и установка в них разгрузочных якорей, пакеров, глубинных клапанов для ввода ингибиторов в фонтанные трубы, комбинирование труб разного диаметра и т. д. [32].

### 11.5. Особенности притока газа к забою скважины

Скважина – это один из важнейших элементов системы разработки месторождений природных газов. Из скважин добывают газ и конденсат. Скважины являются каналами связи с пластом, через которые осуществляется регулирование процессов, происходящих при разработке месторождений. В результате исследований скважин, наблюдения за их показателями эксплуатации добывается информация о параметрах призабойной зоны, газоносного и водоносного пластов и о процессах, происходящих в залежах газа при их разработке.

Первая особенность, свойственная притоку газа к скважине, – нарушение линейного закона фильтрации, обусловленное высокими скоростями фильтрации газа в призабойной зоне пласта. Дебит нефтяной скважины в  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$  считается достаточно высоким. Для газовой скважины за высокий может быть принят дебит в  $1 \text{ млн м}^3/\text{сут}$ . Пусть пластовое давление составляет  $15 \text{ МПа}$ , а забойное –  $10 \text{ МПа}$ . Тогда дебит газа, приведенный к забойному давлению, будет  $10000 \text{ м}^3/\text{сут}$ , т. е. скорость фильтрации газа в рассматриваемом случае вблизи забоя скважины – на два порядка выше скорости фильтрации нефти.

Нарушение линейного закона фильтрации приводит к двучленному уравнению притока газа к скважине. В случае идеального газа это уравнение для некоторого момента времени  $t$  записывается в виде:

$$p_k^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t), \quad (11.21)$$

где  $p_k(t)$  – пластовое давление в районе данной скважины на тот же момент времени;  $p_c(t)$  – забойное давление в скважине в момент времени  $t$ ;  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;



$q(t)$  – дебит скважины в момент времени  $t$ , приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Под пластовым давлением в районе некоторой скважины будем понимать такое давление, которое установится на забое скважины в результате ее длительного простаивания. Поэтому под длительным простаиванием скважины понимается время, необходимое для выравнивания депрессионной воронки в районе рассматриваемой скважины (локальной депрессионной воронки).

Другая особенность притока газа к скважине – искривление линий тока. Это искривление происходит из-за несовершенства скважин по характеру вскрытия, а если скважина частично вскрывает продуктивный пласт, – то и вследствие несовершенства скважины по степени вскрытия. Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия находит свое отражение в повышенных значениях коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  в уравнении притока газа к скважине (11.21).

Следующая особенность притока газа к скважине обусловлена фильтрацией газоконденсатной смеси (двухфазная фильтрация). При разработке газоконденсатных месторождений, даже с поддержанием пластового давления, забойное давление в каждой  $i$ -й скважине  $p_{ci}$  меньше давления начала конденсации  $p_{н.к.}$ . Выпадение конденсата в призабойной и прилегающих зонах пласта изменяет фильтрационные сопротивления  $A$  и  $B$  в уравнении (11.21). С двухфазной фильтрацией в призабойной зоне приходится сталкиваться при обводнении продукции скважины контурной или подошвенной водой. Если не принимать специальных мер по удалению поступившей в скважину жидкости, то она может самозадавиться. Особенно ухудшаются условия эвакуации на поверхность притекающих к скважинам жидких флюидов в конечные годы разработки, когда дебиты по газу снижаются.

При эксплуатации скважин, вскрывших рыхлые, неустойчивые коллекторы, дебиты скважин приходится ограничивать, чтобы не допустить разрушения призабойной зоны пласта, выноса частиц породы и осложнения процесса эксплуатации скважины – образования песчаной пробки и эрозии оборудования. На особенности притока газа к скважине значительно влияет высота подвески насосно-компрессорных труб. Исходя из опыта эксплуатации месторождений Краснодарского края считается целесообразным башмак НКТ устанавливать

на уровне ниже перфорационных отверстий, что предотвращает образование на забое песчано-глинистых, жидкостных пробок [30].

Разработка месторождений природных газов сопровождается падением пластового и забойного давлений. Это приводит к деформации пласта. Лабораторные и промысловые исследования указывают на изменение (уменьшение) коэффициентов пористости и проницаемости пласта со снижением пластового давления. При этом существенно изменяется коэффициент проницаемости. Естественно, что вокруг скважин, дренирующих деформируемые коллекторы, помимо депрессионной воронки формируется «воронка пористости».

Деформационные изменения могут быть упругими, упругопластическими и пластическими. В первом случае при восстановлении давления (закрытие скважины, закачка в пласт, например, газа при превращении залежи в хранилище) скелет пласта достигает первоначальной структуры. Значит, коэффициенты проницаемости и пористости при восстановлении давления приближаются к своим первоначальным значениям. Во втором случае коллекторские свойства при восстановлении давления не достигают своих начальных значений. При пластических деформациях коллекторские свойства даже при возрастании пластового давления остаются на уровне, соответствующем достигнутому минимальным давлениям в разных точках пласта.

При изменении пластового, а следовательно, забойного давления свойства газа начинают сказываться, например, на величине прогнозируемого дебита скважины. При неучете отклонения реальных газов от закона Бойля–Мариотта и изменения их вязкости вследствие изменения давления погрешности прогнозирования дебитов колеблются в пределах от 10 до 16 % для метана и от 23 до 28 % – для природного газа более сложного состава.

При проходке скважин фильтрат промывочного раствора проникает в призабойную зону пласта, продуктивные отложения глинизируются. Аналогичные осложнения наблюдаются при глушении добывающих скважин перед проведением капитального ремонта, работ по интенсификации притока. Хотя в дальнейшем призабойная зона и очищается от шлама, глинистой корки и осушается, но какое-то время все это отражается на притоке газа к скважине, на ее дебите. С разрушением и выносом глинистой корки продуктивность скважин существенно возрастает. Разная степень глинизации продуктивных пропластков определяет разновременность приобщения их к эксплуатации, неравномерность дренирования продуктивных отложений по толщине. Эти факторы нельзя не учитывать при исследовании сква-

жин, при проектировании, анализе и определении перспектив разработки месторождений природных газов.

К особенностям притока газа к скважине относятся также значительные потери давления в призабойной зоне пласта. Так, при расстоянии между скважинами 1500 м и  $\varepsilon = \frac{p_c}{p_k} = 0,9$  на преодоление

фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта радиусом 10 м приходится 52,9 % общих потерь давления, причем 18,8 % этих потерь приходятся на призабойную зону радиусом 0,4 м.

С увеличением депрессии на пласт (характеризуемой  $\varepsilon$ ) потери давления вблизи скважины возрастают. Так, при тех же расстояниях между скважинами (1500 м), но при  $\varepsilon = 0$  (что означает  $p_c = 0$ ) на призабойную зону пласта радиусом 10 м приходится 71,9 % общих потерь давления против 52,9 % при  $\varepsilon = 0,9$ .

Изменение расстояния между скважинами при неизменной депрессии не оказывает большого влияния на распределение потерь давления в пласте. Например, при увеличении расстояния между скважинами с 500 до 1500 м, т. е. в 3 раза, доля потерь давления от общих потерь, приходящаяся на призабойную зону радиусом 10 м, снижается с 60,4 до 52,9 % (при  $\varepsilon = 0,9$ ). В условиях несовершенной скважины, нелинейного закона фильтрации и нестационарного притока газа к скважине соответствующая доля общих потерь давления, приходящаяся на призабойную зону пласта, возрастает.

Б. Б. Лапук показал, что процесс фильтрации газа в пласте является практически изотермическим. Однако в призабойной зоне пласта вследствие падения давления за счет эффекта Джоуля–Томсона снижается температура. Поэтому приток газа к скважине может сопровождаться образованием гидратов в призабойной зоне пласта, когда пластовая температура невысокая.

При эксплуатации газовых и нефтяных скважин имеют место отложения асфальто-смолистых веществ, парафина, солей как в фонтанных трубах, так и в призабойной зоне пласта, что снижает продуктивные характеристики скважин. Эксплуатация скважин, если не принимать специальных мер, может сопровождаться коррозией труб, внутрискважинного и другого оборудования. Для газовых скважин осложнения возникают при подтягивании конусов подошвенной воды. В случае дренирования нефтяной оторочки газовые и водяные конуса являются причиной снижения эффективности работы отдельных скважин и разработки месторождения в целом.

Эффективность притока газа или нефти к скважине зависит и от качества цементирования. Различные механические свойства продуктивных отложений по толщине определяют профиль, в частности, забоя скважины. Это означает, что толщина цементного кольца с глубиной изменяется. Следовательно, в результате перфорации получается разная сообщаемость скважины с продуктивными пропластками. Аналогичное явление наблюдается и при неконцентричном расположении эксплуатационной колонны в стволе скважины. Некачественное цементирование может привести к образованию грифонов, к неконтролируемым утечкам газа в выше- или нижезалегающие горизонты.

Конструкция забоев скважин, параметры пласта и призабойной зоны и их изменение во времени определяют продуктивные характеристики скважин, следовательно, и необходимое число скважин для разработки месторождения. Особенности притока газа к скважинам необходимо учитывать при выборе и обосновании методов интенсификации притока газа к скважинам, воздействующих именно на призабойную зону пласта.

Чем больше дебиты скважин, тем благоприятнее экономические показатели разработки месторождений природных газов. Скважины требуют больших капитальных вложений. Этим объясняется необходимость и целесообразность сооружения в высокопродуктивных отложениях месторождений высокодебитных добывающих скважин, т. е. с увеличенными диаметрами и дебитами. Заметим, что сам по себе диаметр скважины мало влияет на дебит. Однако от диаметра эксплуатационной колонны зависит диаметр, а значит, и пропускная способность НКТ (скважины).

#### **11.6. Методика обработки результатов стационарного и нестационарного исследования газовой скважины. Фильтрационные сопротивления. Понятие о средней газовой скважине**

Задача исследования пластов и скважин заключается в получении исходных данных для подсчета запасов газа, проектирования опытной эксплуатации, разработки, обустройства промысла, установления технологического, гидродинамического и термодинамического режима работы скважин и наземных сооружений, оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой и эксплуатацией путем установления продуктивной характеристики скважин и параметров пласта.

Под продуктивной характеристикой скважины понимается совокупность следующих сведений:

1. Зависимость дебита газа от разности квадратов пластового и забойного давлений, характеризующая условия притока газа к забою скважины.

2. Значение коэффициентов фильтрационных сопротивлений и уравнение притока газа, которые используются для определения средних значений параметров призабойной зоны пласта и прогноза изменения дебита и давления во времени.

3. Зависимость дебита и забойной температуры от депрессии на пласт.

4. Зависимость дебита и устьевой температуры от давления на устье скважины.

5. Рабочие и максимально допустимые дебиты скважин, получаемые из анализа условий разрушения призабойной зоны скважины, скопления примесей на забое, образования гидратов, коррозии оборудования, подтягивания конусов воды, технических условий эксплуатации и т. д.

6. Свободный и абсолютно свободный дебиты скважины.

7. Условия выноса жидкости (воды и конденсата), твердых частиц породы и степень очищения или засорения призабойной зоны скважины при различных депрессиях на пласт.

8. Зависимость изменения во времени дебита газа, температуры и давления после открытия скважины, служащая для определения периода стабилизации и параметров пласта.

9. Зависимость изменения во времени температуры и давления на забое и на устье после закрытия скважины, используемая для определения периода нарастания пластового (статического) давления и параметров пласта.

10. Проницаемость (проводимость) призабойной и дренажной зон скважины.

11. Емкость дренажной зоны скважин (произведение эффективной мощности на пористость и газонасыщенность).

12. Неоднородность пласта (наличие зон резко ухудшенной проводимости пласта).

Газогидродинамические методы исследования скважин делятся на исследования при установившихся (стационарных) и неустановившихся (нестационарных) режимах фильтрации.

К первым относят снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных установившихся режимах. Ко вторым относится снятие кривой восстановления давления (КВД) после остановки, снятие кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважины в работу на определенном режиме (с определенным диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы).

***Газогидродинамические исследования скважин при установившихся режимах (метод установившихся отборов)***

Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации, часто называемое методом установившихся отборов, базируется на связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах и позволяет определить следующее:

- зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- изменения забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин;
- оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- уравнение притока газа к забою скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления, применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной зоны пласта, расчета технологического режима и оценки эффективности методов интенсификации притока газа;
- абсолютно свободный и свободный дебиты газа, используемые для оценки возможностей пласта и скважины;
- условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;
- технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;
- изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита;
- коэффициент гидравлического сопротивления труб;
- эффективность таких ремонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, замена фонтанных труб и др.

### **Методика проведения испытаний газовых скважин**

Методика включает следующие работы:

1. Составляют подробную программу испытаний, подготавливают соответствующие приборы и оборудование (диафрагменный измеритель, породоуловитель, манометры), монтируют их на скважине. Породоуловитель используется для определения количества твердых примесей.

2. Для очистки забоя от жидкости и твердых частиц скважину продувают, измеряя с момента пуска дебит газа и давление на головке и в затрубном пространстве теми же приборами, что и при испытании. При этом надо учитывать возможный вынос из пласта значительного количества твердых частиц при высоких дебитах, что может явиться причиной разъедания оборудования, образования пробки на забое, а при наличии подошвенной или контурной воды – прорыва водяного конуса или языка в скважину.

3. Перед началом исследований методом установившихся отборов давление на устье скважины должно быть статическим  $P_{ст}$ . Исследование проводится, начиная от меньших дебитов к большим (прямой ход).

Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии выбирается тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяется по времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрируется и полученное давление используется для определения параметров пласта.

После проведения соответствующих замеров давления на забое, на устье (в фонтанных трубах), в затрубном и межтрубном пространствах и температуры в необходимых точках, дебитов газа, жидкости и количества твердых частиц скважину закрывают. Давление в скважине начинает восстанавливаться. Процесс восстановления давления до  $P_{ст}$  также фиксируется непрерывно, что позволяет при соответствующей обработке определить параметры пласта по КВД (кривой восстановления давления).

Полный цикл изменения давления во времени на одном режиме показан на рис. 11.3. Исследование скважин проводится не менее чем на 5–6 режимах прямого и 2–3 режимах обратного хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме, и провести аналогичные замеры давления, температуры, дебита газа, жидкости и твердых частиц. Весь процесс снятия индикаторной линии при стационарных режимах фильтрации показан на рис. 11.4.



Рис. 11.3. Изменение давления при исследовании скважины на одном режиме

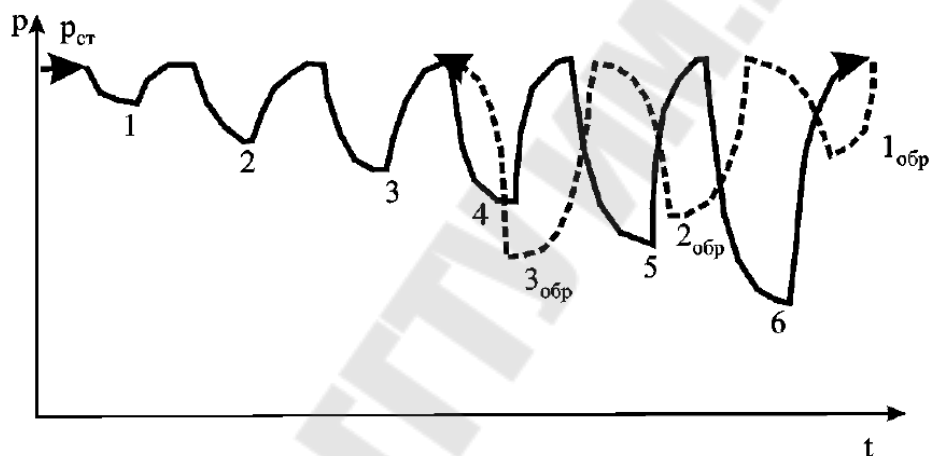


Рис. 11.4. Изменение давления при исследовании скважины на стационарных режимах фильтрации:  
1-6 – прямой ход; 1<sub>обр</sub>-3<sub>обр</sub> – обратный ход

Для точного определения дебита газа и измерения количества и состава жидкости, твердых частиц, выносимых в процессе испытания на различных режимах, перед прибором устанавливается породоуловитель или сепараторы, конструкции которых выбирают с учетом условий работы скважины. При наличии жидкости в потоке газа желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом. Такой контрольный режим позволяет определить наличие жидкости на забое, вынос которой был затруднен при прямом ходе в начале испытания скважины заданной конструкции.

При наличии пакера в затрубном пространстве и значительного количества влаги в потоке газа определение забойного давления по давлению на устье приводит к существенным погрешностям. В этом



случае следует пользоваться глубинным манометром с местной или дистанционной регистрацией забойного давления на различных режимах. Для сравнительно сухого газа и скважины с чистым забоем забойное давление можно определить расчетным путем. При наличии значительного количества влаги в продукции забойное давление по замерам на устье скважины в фонтанных трубах определяется приблизительно с использованием соответствующих коэффициентов сопротивления с учетом количества влаги в добываемом газе.

Если скважина перед началом испытания работала, то следует ее закрывать для восстановления давления до  $p_{ст}$ , затем измерить давление и температуру с целью определения пластового давления. При наличии возможности образования столба жидкости на забое необходимо пользоваться глубинным манометром.

При испытании газоконденсатных скважин для определения количества конденсата на различных режимах желательно использовать двухступенчатую сепарацию газа. Такая работа выполняется при помощи передвижных установок, если исследуемая скважина не подключена к промышленному пункту подготовки газа.

4. Для контроля за качеством получаемых данных в процессе испытания проводят первичную их обработку непосредственно на скважине. При значительном разбросе точек или аномальном виде индикаторной кривой испытания повторяют.

Уравнение притока газа к забою скважины, характеризующее зависимость потерь давления в пласте от дебита газа, это уравнение параболы (рис. 11.5, кривая 1), называемой индикаторной кривой:

$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ_{г} + bQ_{г}^2, \quad (11.22)$$

где  $p_{пл}$  и  $p_3$  – пластовое и забойное давления;  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды и конструкции забоя скважины;  $Q_{г}$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут (при атмосферном давлении и  $T_{ст}$ ).

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$a = \frac{11,6\mu z p_{ат}}{\pi kh} \left( \ln \frac{R_{пр}}{r_c} + C_1 + C_2 \right) \frac{T_{пл}}{T_{ст}}; \quad (11.23)$$

$$b = \frac{\rho_{ат} z p_{ат} T_{пл}^2}{2\pi^2 l r_c^2 h^2 T_{ст}^2} \left( 1 - \frac{r_c}{R_{пр}} + C_3 + C_4 \right), \quad (11.24)$$

где  $l$  – коэффициент макрошероховатости породы;  $C_1$ – $C_4$  – коэффициенты, учитывающие несовершенство по характеру и степени вскрытия в линейной и квадратичной частях уравнения притока;  $R_{пр}$  – приведенный радиус влияния скважины.

Зависимость  $\Delta p_{пл}^2$  от  $Q$  нелинейна (рис. 11.5, кривая 1), поэтому ее линеаризуют путем деления на  $Q$ . Таким образом, по результатам испытания для каждого режима вычисляют  $\frac{\Delta p_3^2}{Q}$ , полученные значения наносят на график (рис. 11.5, кривая 2), через нанесенные точки проводят прямую линию. Значения коэффициента  $a$  определяют по отрезку, отсекаемому этой прямой на оси ординат, а значение коэффициента  $b$  – как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс. Коэффициенты  $a$  и  $b$  можно вычислить по методу наименьших квадратов:

$$1 - \Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_3^2 - Q; \quad 2 - \frac{\Delta p^2}{Q}.$$

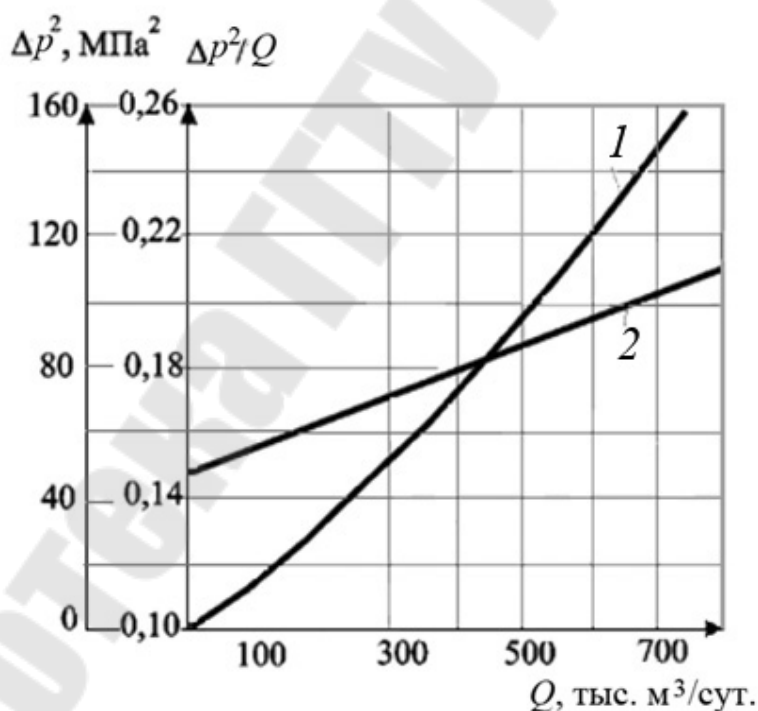


Рис. 11.5. Индикаторные диаграммы в координатах

### ***Влияние различных факторов на форму индикаторной кривой***

Установлены различные причины нарушения вида индикаторной кривой (ИК). Иногда получаемая зависимость отличается от двухчленной. Испытания в таких случаях необходимо повторить, и если это

невозможно, то следует использовать приближенные методы обработки результатов исследования.

Если изменения  $k$ ,  $l$ ,  $h$  от депрессии незначительны, то индикаторные кривые искажаются в меньшей степени, и в таких случаях выявление причин искажения индикаторных кривых сопряжено с определенными трудностями.

Часто могут встречаться случаи, когда степени влияния различных параметров могут компенсировать друг друга, и в конечном счете индикаторная кривая, несмотря на происходящие в процессе испытания изменения отдельных параметров, сохраняет стандартную форму.

Исходя из вышеизложенного, при обработке индикаторных кривых необходимо обратить внимание на следующее:

- наличие в разрезе пропластков с различными пластовыми давлениями;
- загрязнение призабойной зоны и возможное очищение этой зоны по мере роста депрессии;
- возможность выпадения и накопления в призабойной зоне конденсата;
- возможность образования песчаной или жидкой пробки;
- величины давления и депрессии на пласт, способные существенно изменить свойства газа на различных режимах;
- степень восстановления давления между режимами и стабилизации давления и дебита на режимах;
- возможность образования конуса воды или нефти из нефтяной оторочки;
- возможность образования гидратов.

Изменения давления и температуры на режимах приводят к изменению коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости, а следовательно, из-за вариации коэффициентов сопротивления  $a$  и  $b$  – к изменению формы индикаторной кривой. А именно, индикаторная кривая становится выпукла к оси  $Q$  (рис. 11.6, кривая 3).

Поэтому при переменных  $\mu$  и  $z$ , зависящих от давления, формула притока (11.23) не поддается обработке для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Изменение температуры не пропорционально изменению депрессии, а намного меньше. В связи с этим влияние изменения давления и температуры от режима к режиму на  $\mu$  и  $z$  можно заменить на их изменение только от давления газа (изменение давления с 58,7 МПа

до 25 МПа приводит к уменьшению вязкости на 40 %, а коэффициента сверхсжимаемости – на 30 %).

Нижние пределы давления и депрессии, с которых надо учитывать реальные свойства газа –  $p_{пл} > 12-14$  МПа, отношение  $\frac{p_3}{p_{пл}} < 0,9$ .

Изменения проницаемости коллекторов необходимо учитывать при фильтрации газа в глубокозалегающих залежах и создании значительных депрессий на пласт, а также при наличии трещиноватости.

Значительное изменение проницаемости (особенно в трещиноватых коллекторах) при изменении депрессии на пласт на различных режимах приводит к искажению результатов испытания.

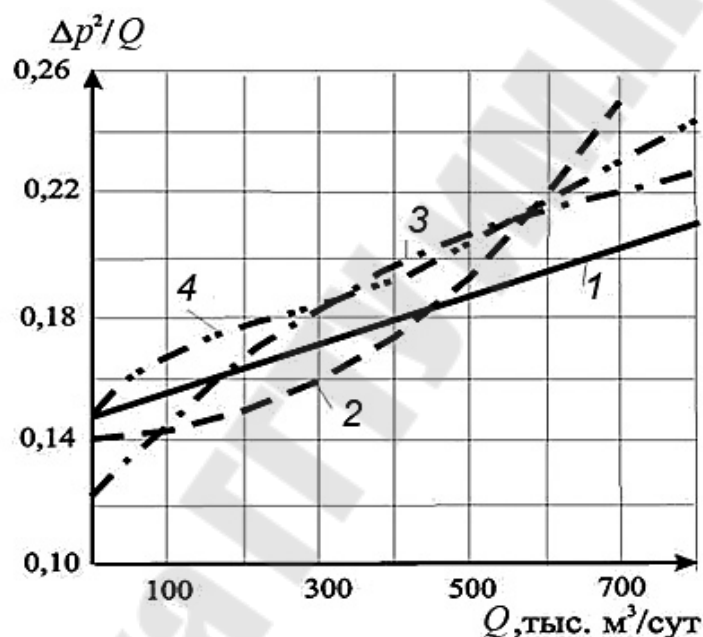


Рис. 11.6. Качественный вид индикаторных диаграмм в зависимости от факторов влияния:  
 1 – стандартная; 2 – очищение призабойной зоны;  
 3 – реальные свойства газа, скапливание жидкости или породы на забое, неполное восстановление пластового и забойного давлений; 4 – многопластовая залежь

Коэффициент макрошероховатости зависит от проницаемости и пористости, и так как изменение давления от пористости незначительно, то характер изменения  $l$  от давления приближенно можно принять таким же как и коэффициента проницаемости от давления. В большинстве случаев по мере снижения давления коэффициенты  $k$  и  $l$  уменьшаются. Чем меньше проницаемость и макрошероховатость пород, тем меньше их изменение от давления. При этом наибо-

лее выражена зависимость указанных параметров для трещиноватых пород. Уменьшение коэффициентов  $k$  и  $l$  с падением давления приводит к увеличению коэффициентов фильтрационного сопротивления. Таким образом, индикаторная кривая вогнута к оси  $\frac{\Delta p^2}{Q}$  (рис. 11.6, кривая 3).

Увеличение депрессии ведет к разрушению пород и образованию пробок, но в то же время скорость потока по мере увеличения депрессии на пласт растет. При наличии песчаной или жидкостной пробки увеличение скорости приводит к разрушению и постепенному уносу пробки. Коэффициенты  $a$  и  $b$  также увеличиваются и индикаторная кривая будет более крутой, чем при неизменных  $a$  и  $b$ . В координатах  $\frac{\Delta p^2}{Q}$  от  $Q$  вместо прямой будет кривая, выпуклая к оси дебитов (рис. 11.6, кривая 3). Во время последующего выноса примесей с забоя при больших дебитах точки на индикаторной кривой будут располагаться ниже, так как перепад давления для их значений будет меньше, чем в первоначальных опытах.

Наличие песчаной пробки в скважине практически равносильно несовершенству скважины по степени вскрытия. Происходит увеличение коэффициентов несовершенства при образовании пробки и их уменьшение при очищении забоя. По мере уменьшения высоты пробки с ростом депрессии происходит снижение величин  $a$  и  $b$ . Это приводит к искажению индикаторной кривой. В координатах  $\frac{\Delta p^2}{Q}$  от  $Q$  вместо прямой будет кривая, вогнутая к оси дебитов (рис. 11.6, кривая 2) [30, 33–35].

### ***Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации***

Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации заключаются в снятии и обработке следующих кривых:

- нарастания (восстановления) забойного давления (КВД) после остановки скважины;
- стабилизации давления и дебита (КСД) после пуска скважины;
- перераспределения давления при постоянном дебите и дебита при постоянном забойном давлении;

– перераспределении давления в реагирующих скважинах при пуске или остановке возмущающей скважины (прослушивание скважины);

– изменение дебита и давления при эксплуатации скважины.

Параметры, определяемые с помощью нестационарных методов, – это проводимость и проницаемость  $k$  не только призабойной зоны, но и удаленных от скважины участков пласта; пьезопроводность; пористость  $m$  или произведение эффективной мощности на пористость; зоны с резко выраженной неоднородностью пласта (наличие экранов или зон ухудшенной проводимости); условия работы скважины, пластовое давление и т. д.

Скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу (если скважина перед этим была закрыта), регистрируя при этом изменение давления на головке, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают кривую изменения нарастания давления на головке и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Забойное давление определяют по давлению на устье расчетным путем, но предпочтительнее снимать кривые нарастания забойного давления с помощью дифференциальных, глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласт с высокой температурой.

Методика обработки КВД существенным образом зависит от темпа нарастания давления после остановки скважины, наличия соседних скважин и расстояния между ними. Если исследуемая скважина удалена от соседних работающих на 3–4 км и продолжительность ее работы незначительна, то данную скважину можно рассматривать в «бесконечном» пласте. В противном случае процесс восстановления давления надо рассматривать как процесс, происходящий в пласте конечных размеров.

Условия применения следующие:  $T \geq 20t$ , где  $t$  – время, необходимое для восстановления давления;  $T$  – время работы скважины до снятия КВД.

Используемая зависимость:

$$p_3^2 = a + \beta \lg t, \quad (11.25)$$

$$\text{где } a = p_{30}^2 + \alpha_0 = p_{30}^2 + \beta \lg \frac{2,25\chi}{r_{c.пр}^2} + bQ_0^2; \quad \beta = \frac{0,023Q_0\mu_{пл}T_{пл}z_{пл}p_{ат}}{\pi khT_{ст}};$$

$p_3$  и  $p_{30}$  – текущее и начальное абсолютные забойные давления (до остановки скважины);  $t$  – время восстановления давления;  $\chi$  – коэффициент пьезопроводности;  $r_{c.пр}$  – приведенный радиус;  $b$  – коэффициент нелинейного сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока к скважине;  $Q_0$  – дебит скважины до остановки;  $\mu_{пл}$  – вязкость газа в пластовых условиях;  $T_{пл}$  – температура пласта;  $z_{пл}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых значениях давления и температуры;  $p_{ат} = 0,1$  МПа;  $h$  – эффективная толщина пласта;  $T_{ст} = 293$  К.

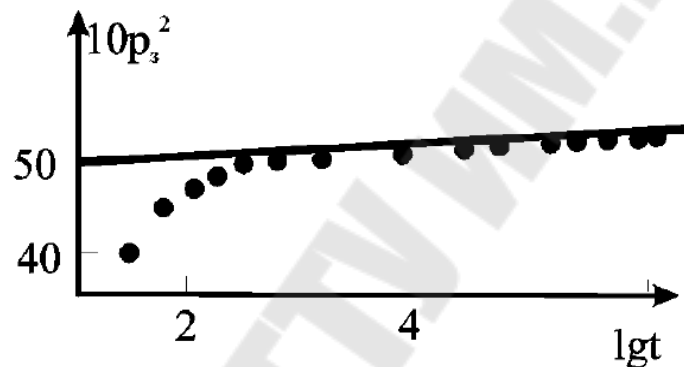


Рис. 11.7. Кривая восстановления давления при  $T \geq 20t$

Из прямой (рис. 11.7) находят коэффициенты:  $a$  – равный отрезку, отсекаемому на оси ординат, и  $\beta$  – тангенс угла наклона.

По полученным значениям  $a$  и  $\beta$  определяют следующие параметры пласта:

– параметр проводимости:

$$k_h = \frac{kh}{\eta}; \quad (11.26)$$

– при известной эффективной мощности – значение проницаемости  $k = \frac{k_h\eta}{h}$ ;

– при известном коэффициенте  $b$  – параметр  $\chi'$ :

$$\chi' = \frac{\chi}{r_{c.пр}^2} = 0,455 \exp \left[ 2,3 \frac{\alpha - P_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta} \right]; \quad (11.27)$$

– при известном коэффициенте пьезопроводности – приведенный радиус скважины  $r_{c.пр} = \frac{\chi}{\chi'}$ ;

– параметр скин-эффекта, характеризующий совершенство скважины и состояние призабойной зоны:

$$C = 1,15 \left( \frac{\alpha - p_{30}^2 - bQ_0^2}{\beta} - \lg \frac{2,25\chi}{r_{c.пр}^2} \right). \quad (11.28)$$

*Факторы, искажающие форму начальных участков КВД:*

1. Наличие притока газа в скважину после ее закрытия на устье. При этом начальный участок отклоняется вниз от прямой (рис. 11.8, а). КВД начинается из точки с координатами  $\lg t = 0$  и  $p_3^2 = p_{30}^2$ .

2. Значительное отличие параметров призабойной зоны от параметров пласта, в том числе ухудшение их в результате выпадения конденсата и улучшение после работ по интенсификации. Если проводимость призабойной зоны лучше проводимости пласта, начальный участок отклоняется вверх от прямой (рис. 11.8, б). В случае ухудшенных параметров призабойной зоны начальный участок отклоняется вниз и имеет вид, аналогичный КВД с влиянием притока (рис. 11.8, а). Применение методов обработки с учетом притока в этом случае не выпрямляет начальный участок.

3. Влияние границ пласта, т. е. соответствие принятых при обработке граничных условий характеру работы скважины в процессе исследования. Например, при обработке КВД скважин, работающих в условиях ограниченного пласта, конечный участок искривляется (рис. 11.8, в).

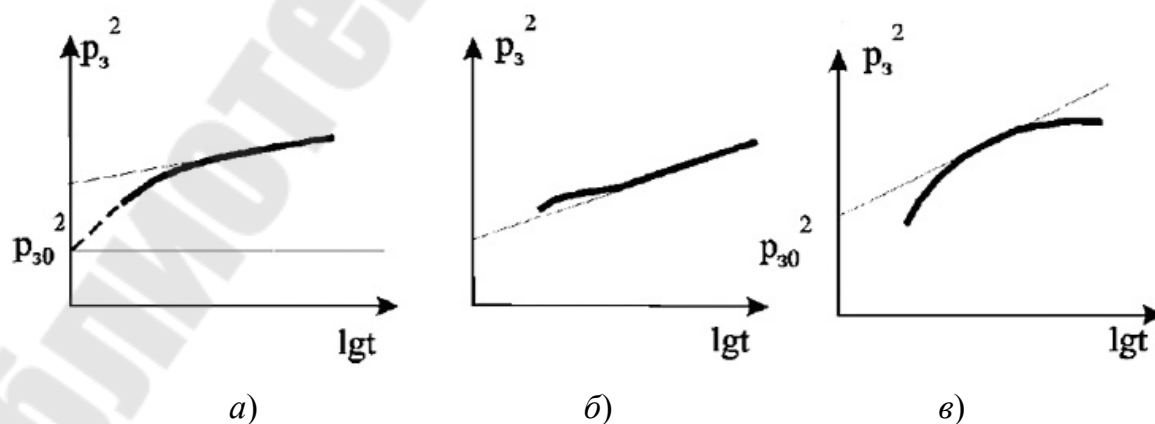


Рис. 11.8. Влияние различных факторов на кривую восстановления давления



В процессе проектирования разработки газовых месторождений приходится прибегать к понятию о средней скважине, т. е. о такой расчетной скважине, взятой из реально существующих, по которой при заданной депрессии получают тот же расход газа [30].

Уравнение притока газа средней скважины имеет вид:

$$p^{*2}(t) - p_{\text{ср}}^{*2} = a_{\text{ср}} Q_{\Gamma} + b_{\text{ср}} Q_{\Gamma}^2. \quad (11.29)$$

Задача состоит в том, чтобы по данным о небольшом числе уже имеющихся скважин определить средневзвешенные значения коэффициентов  $a_{\text{ср}}$  и  $b_{\text{ср}}$ . Для этого депрессии и расходы принимают среднеарифметическими:

$$\Delta p_{\text{ср}}^{*2} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^{*2}; \quad Q_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{\Gamma i}; \quad (11.30)$$

$$a_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_i Q_{\Gamma i}}{\sum_{i=1}^n Q_{\Gamma i}}; \quad b_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n b_i Q_{\Gamma i}}{\sum_{i=1}^n Q_{\Gamma i}}. \quad (11.31)$$

### **11.7. Газовая залежь как единое целое. Удельные объемы дренирования. Режимы работы газовых пластов**

На начальных этапах развития теории разработки нефтяных и газовых месторождений существовало представление об ограниченном радиусе действия (влияния) скважин. Из концепции ограниченного радиуса дренирования вытекало, что газовые скважины необходимо располагать на расстоянии, не превышающем двойного радиуса действия скважин, во избежание оставления части газа неизвлеченной. К настоящему времени доказана несостоятельность этого положения. Если не касаться вопросов о темпах и сроках разработки, о возможных коэффициентах газо- или нефтеотдачи, то можно утверждать, что теоретически любую залежь можно разработать даже одной скважиной, не говоря уже о системе скважин.

Газовая залежь (если она тектоническими нарушениями не разбита на отдельные блоки) представляет собой единое газодинамическое целое, вне зависимости от ее размеров.

Отбор газа из газовой залежи приводит к падению давления не только в газоносной, но и в водоносной части пласта. Об этом свидетельствуют результаты замеров давления или уровней воды в пьезометрических скважинах. Падение же давления в области газоносности приводит к поступлению воды в газовую залежь.

Если к одному и тому же водоносному бассейну приурочено несколько месторождений природного газа, то в процессе разработки происходит их взаимодействие.

Итак, газовая залежь вместе с окружающим ее водоносным пластом или группа залежей в единой пластовой водонапорной системе представляют собой единую газогидродинамическую систему.

Опыт разработки месторождений газа и нефти в последние годы с особой четкостью высветил еще один аспект единства, а именно: что залежи газа и нефти, их коллекторы и флюиды должны рассматриваться как единое целое с выше- и нижезалегающими горными породами.

Вместе с тем в теории проектирования и разработки месторождений природных газов распространено понятие об удельных объемах дренирования.

Для примера рассмотрим пласт прямоугольной формы, однородный по коллекторским свойствам и разрабатываемый тремя равнодебитными скважинами. Можно выделить в пласте две нейтральные линии – I и II (рис. 11.9, а). Левее линии I весь газ, в том числе и из точки *a*, притекает к скважине 1, а правее линии I, в том числе и из точки *b*, течет к скважине 2. Следовательно, к каждой скважине газ притекает из соответствующего объема дренирования.

Вводимое понятие об удельных объемах дренирования не противоречит принципу, что газовая залежь представляет собой единую газодинамическую систему. Действительно, пусть распределение давления в рассматриваемом пласте для некоторого момента имеет вид, изображенный схематично на рис. 11.9, б. Здесь, как и ранее, линии I и II – нейтральные. Пусть теперь скважина 2 остановлена. Тогда в пласте начинается процесс перераспределения давления. Через некоторое время распределение давления в пласте будет иметь вид как на рис. 11.9, в. Отключение скважины привело к перераспределению удельных объемов дренирования.

Теперь нейтральная линия, т. е. линия (поверхность), разделяющая соответствующие объемы дренирования, проходит через скважину 2. Если, например, дебит скважины 2 уменьшить, то это также

приведет к перераспределению давления и пласте и удельных объемов дренирования (рис. 11.9, з).

Подобные рассуждения можно продолжить, но даже из этих простых примеров ясен смысл понятия об удельных объемах дренирования.

Понятие об удельных объемах дренирования используется при определении запасов газа, приходящихся на каждую скважину. Суммирование запасов, приходящихся на каждую скважину, позволяет устанавливать начальные запасы газа в пласте. В дальнейшем будет ясно, что введение понятий о «средней» скважине и удельных объемах дренирования позволяет эффективно определять показатели разработки месторождений при газовом и водонапорном режимах, а также показатели разработки многопластовых месторождений.

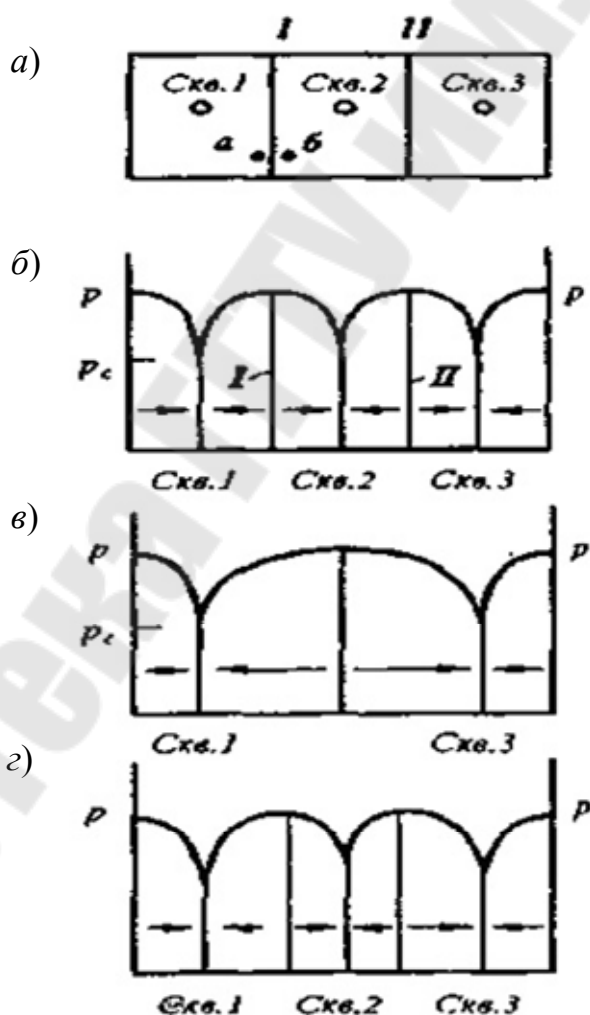


Рис. 11.9. Схемы профилей давления в пласте при эксплуатации трех (б), двух (в) равнодебитных и трех (з) разнодебитных скважин (а – схема расположения скважин в пласте)

Приведенные здесь рассуждения в полной мере справедливы для газоконденсатных и газонефтяных месторождений [33].

### ***Режимы работы газовых пластов***

Под режимом газового месторождения понимается проявление движущих сил в пласте, обуславливающих приток газа к забоям скважин. Существуют три режима эксплуатации газовых месторождений: газовый, газопругводонапорный и газоводонапорный.

#### ***Газовый режим***

При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления.

Пластовое давление залежи  $P_{пл}$  в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерно, что удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления обычно постоянна на протяжении всего периода разработки.

Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа – по крупным залежам в период максимальной добычи – до 8–10 % начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющих в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие – 0,9–0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений [28].

### ***Газоупруговодонапорный режим***

Газоупруговодонапорный – режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т. е. происходит внедрение в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа.

Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн м<sup>3</sup> воды в результате отбора 1 млн м<sup>3</sup> газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн м<sup>3</sup> газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные его значения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницаемостью происходит опережающее продвижение воды в глубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким – от 0,7 до 0,85 в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов [33].

### ***Газоводонапорный режим***

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

Геологические условия для проявления этого режима следующие: высокие проницаемость и фильтрационная характеристика пласта; высокая гидродинамическая связь между газовой и законтурной частями залежи; близкое расположение области питания от залежи и значительная разница их гипсометрических отметок. Этот режим характерен для залежей, связанных и инфильтрационной водонапорной системой.

В начальный период разработки в залежи вначале проявляется газовый режим. Продолжительность его зависит в основном от фильтрационных характеристик залежи и степени активности пластовой воды. Уже при незначительном снижении пластового давления в залежь начинает поступать пластовая вода, соответственно поднимается и газодляной контакт. Снижение пластового давления при этом режиме зависит от текущего отбора газа. Следовательно, первыми признаками проявления этого режима будут: 1) быстрый подъем газодляного контакта; 2) медленное понижение пластового давления. Конечный коэффициент газоотдачи достигает 0,9.

### **11.8. Метод материального баланса и его применение для изучения газовых залежей. Газоотдача газовых пластов. Схемы расчетов газоотдачи при газовом и водонапорном режимах**

Уравнение материального баланса для газовой залежи – основа метода определения запасов газа по данным об изменении добытого количества газа и средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Уравнение материального баланса в той или иной форме записи используется при определении показателей разработки месторождений природного газа в условиях газового или упругогазодляного режима. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи применяются в расчетах показателей разработки газовых месторождений в период падающей добычи газа. Приведем вывод уравнений.

#### ***Газовый режим***

Согласно принципу материального баланса, начальная масса  $M_n$  газа в пласте равняется сумме отобранной к моменту  $t$  массы газа  $M_{доб}$  и оставшейся на момент  $t$  массы газа  $M_{ост}$  в пласте:

$$M_n = M_{ост}(t) + M_{доб}(t). \quad (11.32)$$

Если обозначить начальный объем порового пространства через  $\Omega_{\text{H}}$ , а средний для залежи коэффициент газонасыщенности (отношение газонасыщенного объема к общему поровому объему залежи) через  $\bar{\alpha}$ , то начальная масса газа в залежи до ее разработки будет:

$$M_{\text{H}} = \bar{\alpha} \Omega_{\text{H}} \rho_{\text{H}}, \quad (11.33)$$

где  $\rho_{\text{H}}$  – плотность газа при пластовой температуре  $T_{\text{пл}}$  и начальном пластовом давлении.

Согласно уравнению состояния для реального газа:

$$\rho_{\text{H}} = \rho_{\text{ат}} \frac{p_{\text{H}} z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} z_{\text{H}}}, \quad (11.34)$$

где  $\rho_{\text{ат}}$  – плотность газа при  $p_{\text{ат}}$  и  $T_{\text{пл}}$ ;  $z_{\text{H}}$  и  $z_{\text{ат}}$  – коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре  $T_{\text{пл}}$  и давлениях  $p_{\text{H}}$  и  $p_{\text{ат}}$  соответственно.

Следовательно, начальная масса газа в пласте равняется:

$$M_{\text{H}} = \bar{\alpha} \Omega_{\text{H}} \rho_{\text{ат}} \frac{p_{\text{H}} z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} z_{\text{H}}}. \quad (11.35)$$

По мере разработки газовой залежи давление в ней падает. Пластовая температура в процессе разработки газового месторождения остается (практически) неизменной. Тогда к некоторому моменту  $t$  при среднем пластовом давлении  $\bar{p}(t)$  масса газа в пласте:

$$M_{\text{ост}}(t) = \bar{\alpha} \Omega_{\text{H}} \rho_{\text{ат}} \frac{\bar{p}(t) z_{\text{ат}}}{p_{\text{ат}} z[\bar{p}(t)]}. \quad (11.36)$$

Пусть изменение во времени отбора газа из залежи в единицу времени определяется функциональной зависимостью  $Q^* = Q^*(t)$ . Тогда за время  $t$  суммарная масса отобранного газа составит:

$$M_{\text{доб}}(t) = \rho_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}^*(t) = \rho_{\text{ат}} \int_0^t Q^*(t) dt. \quad (11.37)$$

С учетом выражений (11.35)–(11.37) уравнение материального баланса для газовой залежи в случае газового режима записывается в виде:

$$\frac{\bar{\alpha} \Omega_{\text{H}} p_{\text{H}} z_{\text{ат}}}{z_{\text{H}}} = \frac{\bar{\alpha} \Omega_{\text{H}} \bar{p}(t) z_{\text{ат}}}{z[\bar{p}(t)]} + p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}^*(t), \quad (11.38)$$

где  $Q_{\text{доб}}^*(t)$  – количество добытого газа к моменту  $t$ , приведенное к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Обычно добытый из залежи объем газа вычисляется при стандартной температуре  $T_{\text{ст}} = 293$  К и  $p_{\text{ат}}$ . Добытое количество газа, приведенное к стандартным условиям, обозначим  $Q_{\text{доб}}(t)$ . В этом случае уравнение материального баланса принимает вид:

$$\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}}p_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} = \frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}}\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)\frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}. \quad (11.39)$$

Коэффициент  $z_{\text{ат}}$  близок к единице. Уравнение материального баланса (11.38) можно получить интегрированием дифференциального уравнения истощения газовой залежи. Поступим наоборот. Из уравнения (11.38) получим дифференциальное уравнение истощения газовой залежи:

$$\frac{dQ_{\text{доб}}^*(t)}{dt} = -\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}}}{P_{\text{ат}}} \frac{d}{dt} \left[ \frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} \right]. \quad (11.40)$$

С учетом выражения добытого количества газа (11.37) получаем следующее искомое уравнение:

$$Q^*(t) = -\frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}}}{p_{\text{ат}}} \frac{d}{dt} \left[ \frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} \right]. \quad (11.41)$$

Из уравнения (11.41) следует, что количество отбираемого в единицу времени газа в момент  $t$  пропорционально скорости (темпу) изменения приведенного среднего пластового давления в залежи на тот же момент.

### ***Упругогазоводонапорный режим***

При упругогазоводонапорном режиме формулировка принципа материального баланса следующая: начальная масса газа в пласте равняется сумме добытой массы газа и массы газа, оставшейся в газонасыщенном и обводненном ( $M_{\text{обв}}$ ) объемах пласта.

Так как обводненный объем пласта равен  $\Omega_{\text{H}} - \Omega(t)$ , то в этом объеме при среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности  $\alpha_{\text{ост}}$  находится газ в количестве:

$$M_{\text{обв}}(t) = \rho_{\text{ат}} [\Omega_{\text{H}} - \Omega(t)] \alpha_{\text{ост}} \frac{\bar{p}_{\text{B}}(t)}{z[\bar{p}_{\text{B}}(t)]_{\text{ат}}}. \quad (11.42)$$



Следовательно, уравнение материального баланса для газовой залежи в условиях упругогазоводонапорного режима с учетом неполноты вытеснения газа водой записывается в виде:

$$\frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{H}}p_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{H}}\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} + p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)\frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} + [\Omega_{\text{H}} - \Omega(t)]\alpha_{\text{ост}}\frac{\bar{p}_{\text{в}}(t)}{z[\bar{p}_{\text{в}}(t)]}, \quad (11.43)$$

где  $\bar{p}_{\text{в}}(t)$  – среднее давление в обводненном объеме пласта;  $z(\bar{p}_{\text{в}})$  – коэффициент сверхсжимаемости при  $\bar{p}_{\text{в}}$  и  $T_{\text{пл}}$ ;  $\alpha_{\text{ост}}$  – отношение заземленного объема газа (при давлении  $\bar{p}_{\text{в}}$  и температуре  $T_{\text{пл}}$ ) к общему поровому объему обводненной зоны пласта.

Исходя из данных лабораторных исследований, коэффициент остаточной газонасыщенности зависит от давления в обводненном объеме, что и отражено в уравнении (11.43).

При среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности  $\alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})$  суммарное количество воды  $Q_{\text{в}}(t)$ , поступившей в залежь к некоторому моменту  $t$ , распределится в объеме  $\frac{Q_{\text{в}}(t)}{\bar{\alpha} - \alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})}$ .

Тогда газонасыщенный объем (внутри контура «газ – вода») ко времени  $t$  составит:

$$\bar{\alpha}\Omega(t) = \bar{\alpha}(\Omega_{\text{H}} - \frac{Q_{\text{в}}(t)}{\bar{\alpha} - \alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})}). \quad (11.44)$$

Таким образом, под текущим газонасыщенным объемом (в 11.43) понимается его выражение согласно (11.44).

Не представляет труда из уравнения материального баланса (11.43) получить дифференциальное уравнение истощения залежи при упругогазоводонапорном режиме.

Принципиальных затруднений для использования (11.43) и (11.44) при определении показателей разработки газовых месторождений в условиях упругогазоводонапорного режима не имеется. Однако использование указанных формул усложняет методику расчетов, что объясняется необходимостью определения  $\alpha_{\text{ост}}$  и учета изменения этого коэффициента от переменного давления  $\bar{p}_{\text{в}}$ . Кроме того, при анализе фактических данных затрудняется определение зависимости  $\bar{p}_{\text{в}} = \bar{p}_{\text{в}}(t)$ . Расчеты значительно упрощаются, если в (11.43) принять следующее допущение:

$$\bar{p}_{\text{в}}(t) = \bar{p}(t). \quad (11.45)$$

Условие (11.45) характеризует допущение о том, что газ защемляется при давлении, равном среднему пластовому давлению в залежи, и изменение коэффициента остаточной газонасыщенности определяется изменением во времени среднего пластового давления, т. е.  $\alpha_{\text{ост}} = \alpha_{\text{ост}}(\bar{p})$ . Тогда из (11.43) с учетом (11.44) и (11.45) получим:

$$\bar{p}(t) = \frac{z[\bar{p}(t)]}{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}} - Q_{\text{B}}(t)} \left[ \frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}}P_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} - p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)\frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \right]. \quad (11.46)$$

Важность уравнения (11.46) состоит в том, что для использования его, благодаря допущению (11.45), не требуется знания трудно определяемой  $\alpha_{\text{ост}}$  обводненной зоны пласта и установления зависимости ее изменения во времени. Уравнение (11.46) обеспечивает высокую точность при прогнозных расчетах до отбора из залежи 50 % и более от начальных запасов газа в пласте. При больших отборах необходимо использовать уравнения (11.43) и (11.44).

В ряде случаев при значительной неоднородности пласта по коллекторским свойствам в обводненной зоне может оставаться газ и виде макрозащемленных объемов. Тогда при анализе разработки в уравнении материального баланса его необходимо учитывать.

#### ***Характерные периоды разработки газовых месторождений***

В теории и практике разработки месторождений природного газа различают: I – период нарастающей добычи; II – период постоянной добычи; III – период падающей добычи. Эти периоды характерны в основном для средних, крупных и уникальных по запасам месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. Небольшие по запасам месторождения часто сразу разрабатываются с периода постоянной добычи газа, обычно небольшого по продолжительности.

При разработке таких месторождений основным может оказаться период падающей добычи газа (линия 1 на рис. 11.10). Встречаются случаи, когда месторождению присущ только период падающей добычи (линия 3) или имеют место периоды нарастающей и падающей добычи (линия 2).

При нарастающей добыче газа осуществляется разбуривание месторождения, обустройство промысла и вывод месторождения на постоянную добычу газа. Этот период связан также с вводом в эксплуатацию линейных компрессорных станций по трассе магистрального газопровода. Он длится от 1–2 до 11 лет.

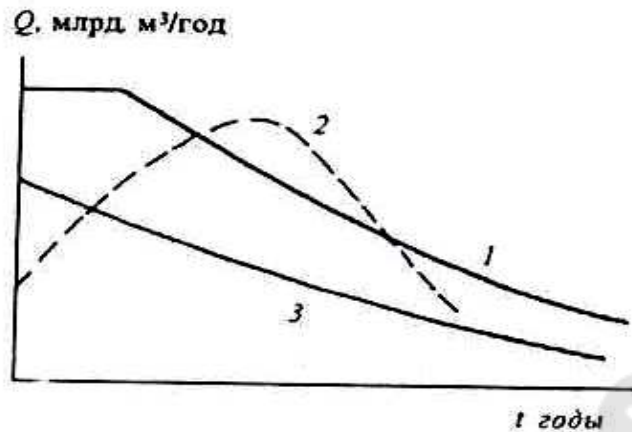


Рис. 11.10. Примеры зависимостей изменения во времени годовых отборов газа из месторождений

В период постоянной добычи в ряде случаев отбирается около половины начальных запасов газа месторождения. Этот период продолжается до тех пор, пока дальнейшее разбуривание месторождения или наращивание мощности дожимной компрессорной станции становится нецелесообразным, т. е. экономически неоправданным. Период постоянной добычи продолжается до суммарного отбора из месторождения около 60–70 % запасов газа и более (с начала разработки).

Для периода падающей добычи газа характерно практически неизменное (или уменьшающееся в связи с обводнением) число добывающих скважин. Не исключено, что в некоторых случаях объем потребления и ресурсы газа в данном районе обусловят ввод в эксплуатацию определенного числа скважин. Однако эти скважины лишь в некоторой степени позволяют поддерживать на более высоком уровне падающую добычу газа. Этот период продолжается до достижения минимального рентабельного отбора из месторождения.

Различие в характерах изменения основных показателей разработки для отмеченных периодов (рис. 11.11) определяется в основном изменением во времени темпов отбора газа из месторождения.

Кроме того, на показатели разработки может значительно влиять режим месторождения. Всем отмеченным периодам присуще уменьшение во времени дебитов скважин, среднего пластового и забойного давлений. Следствие этого – увеличение во времени необходимого числа скважин ( $n$ ) в I и II периоды и уменьшение добычи газа из месторождения в III период разработки. При этом возможны отклонения. Например, месторождения в период постоянной добычи газа могут разрабатываться и неизменным числом скважин – когда воз-

можно увеличение депрессии на пласт, что позволяет поддерживать дебит скважин постоянным. Вследствие возрастающей разности давлений между водоносной и газоносной зонами пласта и снижения отбора газа из месторождения в период падающей добычи возможно не падение, а повышение среднего пластового давления в залежи.

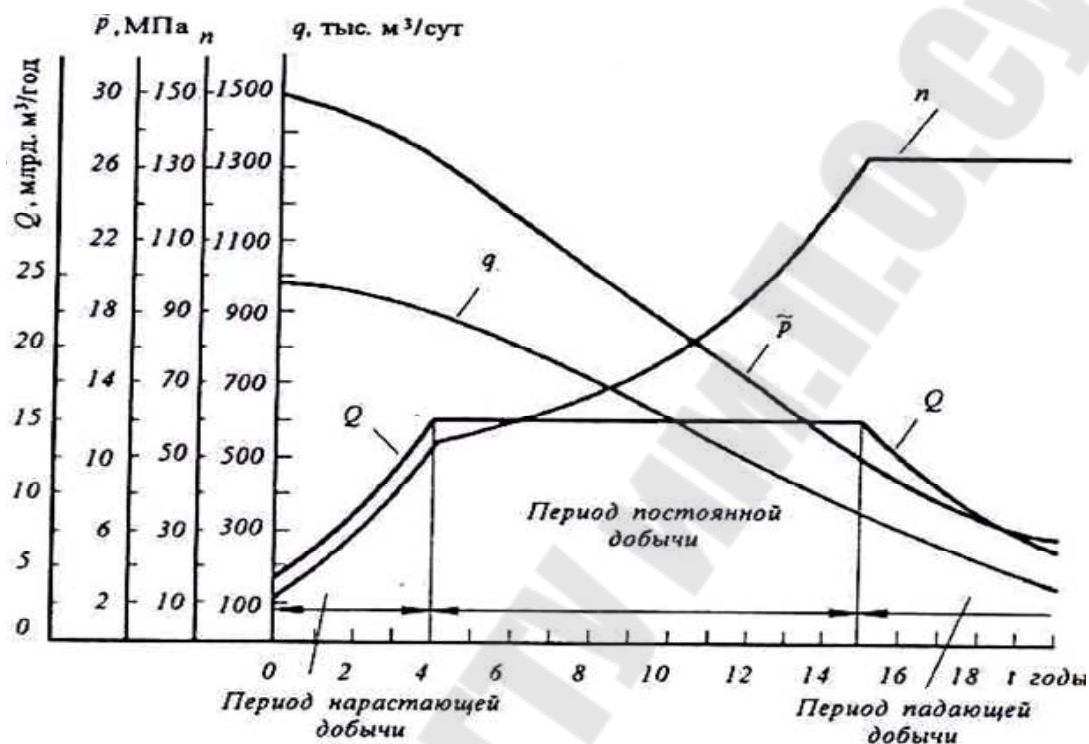


Рис. 11.11. Изменение во времени прогнозных показателей разработки месторождения А при газовом режиме, равномерном размещении скважин на площади газоносности и пренебрежении реальными свойствами газа

Обычно наилучшие экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла приходятся на конец периода нарастающей, начало и середину периода постоянной добычи газа. Ухудшение экономических показателей добычи газа связано с увеличением числа скважин, вводимых в эксплуатацию, и увеличением потребной мощности дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода, а также снижением отбора газа из месторождения (в период падающей добычи).

В период падающей добычи газа увеличивается число обводненных и выбывших из эксплуатации скважин, возрастает фонд скважин с обводненной продукцией. В условиях низких пластовых давлений затрудняется удаление конденсационной и пластовой жидкостей

с забоев скважин, капитальный ремонт, вскрытие и освоение продуктивного пласта. Газопромысловое оборудование (шлейфы, теплообменники, сепараторы) и НКТ могут забиваться плотными осадками солей, если не принимать меры по ингибированию добываемой продукции.

При разработке месторождения различают также периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации. Эти периоды, как правило, характерны для месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. В настоящее время для дальнего транспорта газа используются трубы большого диаметра, рассчитанные на рабочее давление 7,5 или 5,5 МПа. Поэтому газ, поступающий с промысла на прием магистрального газопровода, должен иметь давление 5,5 или 7,5 МПа.

В начальные годы разработки месторождения пластовое давление бывает достаточным для внутрипромысловой транспортировки газа, обработки и подачи его на прием магистрального газопровода с требуемым давлением. Снижение пластового давления с определенного момента приводит к необходимости ввода в эксплуатацию установок искусственного холода или перехода к иным методам обработки газа. Затем вводится в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (ДКС). Рассмотрение работы ДКС в проектных документах по разработке месторождения необходимо потому, что время ее ввода в эксплуатацию, изменение ее мощности во времени связаны с выбираемыми и реализуемыми системами разработки месторождения и обустройства промысла. К тому же технико-экономические показатели работы ДКС влияют на показатели разработки месторождения в целом.

Выделяют также период опытно-промышленной эксплуатации и период промышленной разработки месторождений природных газов. В период опытно-промышленной эксплуатации газ подается потребителю и одновременно происходит доразведка месторождения, подсчет запасов газа и подготовка исходных данных для составления проекта разработки месторождения. Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений составляет 2–3 года. В период промышленной разработки месторождения основная задача – надежное и оптимальное снабжение конкретных потребителей газом и другой продукцией [32, 33–35].

### **Определение показателей разработки газового месторождения при газовом режиме**

*Определение показателей разработки для периодов нарастающей и постоянной добычи газа*

Итак, дана зависимость изменения во времени отбора газа из месторождения  $Q = Q(t)$ . Расчеты показателей разработки будем вести для отборов газа, из месторождения и дебитов скважин, приведенных к атмосферному давлению и стандартной температуре. Поэтому здесь под  $Q$  понимается отбор газа, приведенный к  $P_{ат}$  и  $T_{ст}$ . Известны запасы газа, начальные пластовые давления и температура, допустимый технологический режим эксплуатации средней скважины, уравнение притока газа к средней скважине.

Требуется определить изменение во времени среднего пластового и забойного давлений, дебита и потребного числа скважин. Определение этих показателей разработки газового месторождения методом последовательной смены стационарных состояний сводится к решению системы уравнений:

- материального баланса для газовой залежи;
- технологического режима эксплуатации скважины;
- притока газа к забою скважины;
- связи потребного числа газовых скважин, отбора газа из месторождения  $Q$  и дебита газовой скважины  $q$ .

Изменение во времени среднего пластового давления определяется по уравнению материального баланса для газовой залежи применительно к газовому режиму:

$$\bar{p}(t) = \left( \frac{p_H}{z_H} - \frac{P_{ат} Q_{доб}(t) T_{пл}}{\alpha \Omega_H T_{ст}} \right) z[\bar{p}(t)] \quad (11.47)$$

В этом уравнении две неизвестные величины:  $\bar{p}(t)$  и  $z[\bar{p}(t)]$ . Известно, что зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления для каждого месторождения определяется составом газа и пластовой температурой. На рис. 11.11 приведена зависимость  $z = z(p)$  для газа следующего молярного состава, %:  $CH_4 - 94,32$ ;  $C_2H_6 - 3,9$ ;  $C_3H_8 - 1,17$ ;  $i-C_4H_{10} - 0,08$ ;  $n-C_4H_{10} - 0,13$ ;  $CO_2 - 0,4$ .

Для вычисления пластового давления по формуле (11.47) можно использовать метод итераций (последовательных приближений). При вычислении пластового давления в момент  $t$  в уравнение (11.47) подставляется значение добытого количества газа на этот момент

времени. Это можно сделать, так как зависимость от времени годового отбора газа из месторождения задана. В качестве первого приближения принимается значение коэффициента  $z$  в предыдущий момент – при давлении  $\bar{p}$  в момент  $t - \Delta t$ . По формуле (11.47) с коэффициентом  $z[\bar{p}(t - \Delta t)]$  вычисляется пластовое давление  $\tilde{P}(t)$  на момент  $t$ . По вычисленному пластовому давлению уточняется коэффициент  $z$ . С уточненным коэффициентом  $z[\bar{p}(t)]$  по формуле (11.47) вновь определяется пластовое давление на момент  $t$  и т. д., до тех пор, пока пластовое давление в последней и предпоследней итерациях не будет отличаться на заданную погрешность  $\varepsilon$  ( $\varepsilon = 0,01$  МПа). Аналогично определяются значения среднего пластового давления на другие моменты времени, т. е. находится первая искомая зависимость  $\bar{p} = \bar{p}(t)$ .

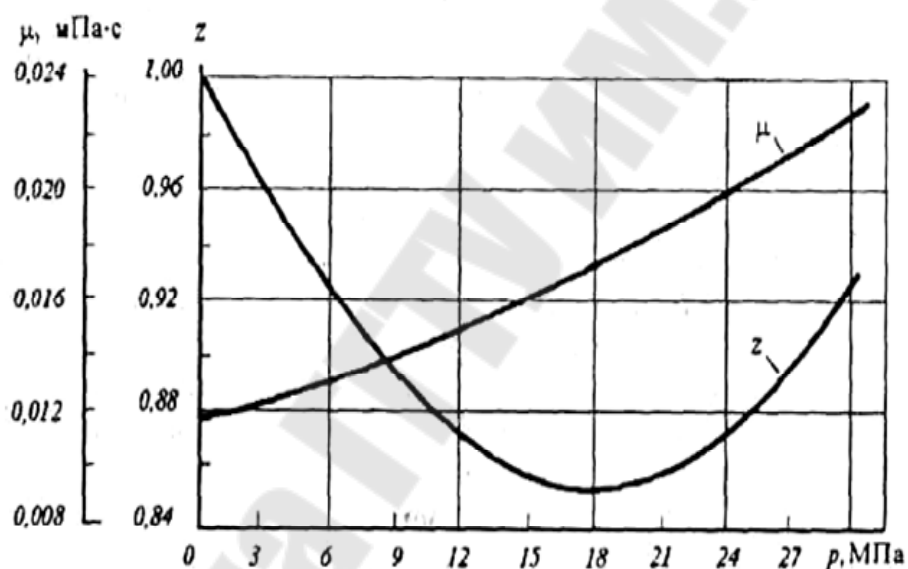


Рис. 11.12. Зависимости коэффициентов сверхсжимаемости  $z$  и динамической вязкости  $\mu$  газа от давления

Другой способ определения изменения во времени среднего пластового давления заключается в следующем. Уравнение материального баланса записывается в виде:

$$\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} = \frac{p_H}{z_H} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t) T_{пл}}{\alpha \Omega_H T_{ст}}. \quad (11.48)$$

Вычисляется зависимость изменения во времени приведенного среднего давления  $\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})} = f(t)$ . Зависимость  $z = z(p)$  пересчитывается

в зависимость  $\frac{p}{z(p)} = \varphi(p)$ . На рис. 11.13. приведена зависимость  $\frac{p}{z(p)}$  от  $p$ , построенная по данным рис. 11.12.

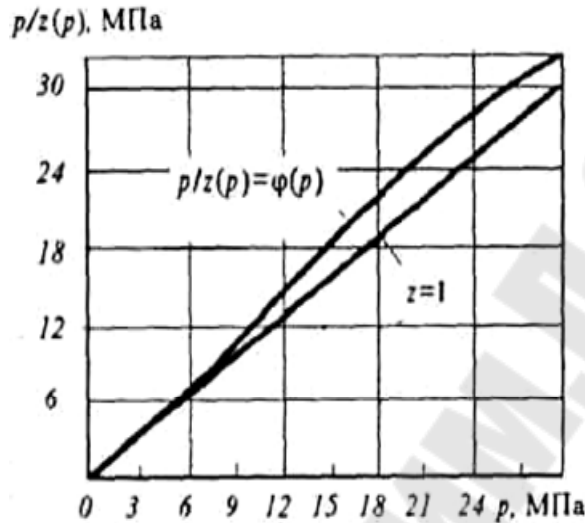


Рис. 11.13. Зависимость приведенного давления  $\frac{p}{z(p)}$  от  $p$

Пользуясь вычисленными значениями  $\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]}$ , по графику зависимости  $\frac{p}{z(p)} = \varphi(p)$  определяются соответствующие значения пластового давления  $p$ . Использование зависимости  $\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})} = f(t)$  позволяет вычисленные значения пластового давления отнести к соответствующим моментам времени, т. е. определить искомую зависимость  $\bar{p} = \bar{p}(t)$ .

Пусть скважины эксплуатируются при технологическом режиме допустимой депрессии на пласт  $\Delta p$ . Примем, что депрессии по скважинам одинаковы. Тогда имеем:

$$p_k(t) - p_c(t) = \Delta p. \quad (11.49)$$

При использовании допущения  $p_k(t) \approx \bar{p}(t)$  режим заданной депрессии на пласт переписывается в виде:

$$\bar{p}(t) - p_c(t) = \Delta p. \quad (11.50)$$



При известной зависимости  $\bar{p} = \bar{p}(t)$  условие (11.50) позволяет вычислить вторую искомую зависимость изменения во времени забойного давления в скважинах  $p_c = p_c(t)$ .

Согласно исследованиям Г. А. Зотова, Ю. П. Коротаева, Е. М. Минского, уравнение притока реального газа к забою скважины записывается в виде:

$$p_k^2 - p_c^2 = A(\mu^* z)_{cp} q + Bz_{cp} q^2 \quad (11.51)$$

или при замене контурного давления  $p_k$  средним пластовым давлением имеем:

$$\bar{p}^2(t) - p_c^2(t) = A(\mu^* z)_{cp} q + Bz_{cp} q^2(t). \quad (11.52)$$

Здесь  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемые по данным испытания скважин:

$$(\mu^* z)_{cp} = 0,5[(\mu^* z)_k + (\mu^* z)_c]; \quad z_{cp} = 0,5(z_k + z_c); \quad \mu^* = \frac{\mu(p)}{\mu_{ат}},$$

где  $\mu(p)$  и  $\mu_{ат}$  – коэффициенты динамической вязкости при  $T_{пл}$  и при давлениях  $p$  и  $p_{ат}$ ;  $(\mu^* z)_k$  и  $(\mu^* z)_c$  – произведение  $\mu^* z$  соответственно при контурном (пластовом) и забойном давлениях.

При известных зависимостях  $\bar{p} = \bar{p}(t)$  и  $p_c = p_c(t)$  уравнение (11.52) представляет собой квадратное уравнение относительно дебита средней скважины. Решая его, имеем:

$$q(t) = -\frac{A(\mu^* z)_{cp}}{2Bz_{cp}} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu^* z)_{cp}}{2Bz_{cp}}\right)^2 + \frac{\bar{p}^2(t) - \bar{p}_c^2(t)}{Bz_{cp}}}. \quad (11.53)$$

По найденному пластовому и забойному давлениям на момент времени  $t$  вычисляются соответствующие значения  $(\mu^* z)_{cp}$  и  $z_{cp}$ . Вычисленные  $(\mu^* z)_{cp}$  и  $z_{cp}$ , а также пластовое и забойное давления подставляются в формулу (11.53) и определяются, дебит средней скважины  $q$  в момент времени  $t$ . Подобным же образом вычисляются дебиты средней скважины на разные моменты и в результате находится третья искомая зависимость –  $q = q(t)$ .

Найденная зависимость изменения во времени среднего дебита газовых скважин  $q = q(t)$  и заданная зависимость отбора газа из месторождения  $Q = Q(t)$  по формуле

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} \quad (11.54)$$

позволяют установить искомую зависимость во времени потребного числа скважин на разработку месторождения  $n = n(t)$ .

#### *Период падающей добычи газа*

Определение показателей разработки в период падающей добычи газа сводится к интегрированию дифференциального уравнения истощения газовой залежи (11.41).

Рассмотрим простую, но и более общую методику прогнозирования показателей разработки в период падающей добычи газа. Она позволяет, например, учитывать различия скважин по продуктивным характеристикам, изменение во времени депрессии на пласт, числа добывающих скважин и т. д.

Если для периода падающей добычи задана зависимость изменения во времени отбора газа из месторождения  $Q = Q(t)$ , то используется методика рассмотренная выше. В противном случае неизвестно, какой отбор газа во времени обеспечит имеющийся фонд добывающих скважин.

Тогда прибегаем к методу последовательных приближений по уточнению добытого количества газа на разные моменты периода падающей добычи.

Пусть на момент  $t$  периода падающей добычи газа все показатели разработки известны. Приближенно оценим добытое количество газа к моменту  $t + \Delta t$  по формуле

$$Q_{\text{доб}}(t + \Delta t) = Q_{\text{доб}}(t) + Q(t)\Delta t. \quad (11.55)$$

Другими словами, принимаем, что отбор газа за рассматриваемый интервал времени не изменился. По уравнению материального баланса определяется соответствующее этому добытому количеству газа  $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$  среднее пластовое давление. При достаточно равномерном дренировании залежи по площади газоносности найденное среднее пластовое давление  $\bar{p}(t + \Delta t)$  определяет дебит каждой отдельной скважины.

Знание допустимых депрессий по каждой скважине позволяет определить приближенные забойные давления в них на момент  $t + \Delta t$ . По найденным  $\bar{p}(t + \Delta t)$  и  $p_{ci}(t + \Delta t)$ , где  $i = 1, 2, \dots, n$ , определяются  $(\mu^* z)_{cpi(t+\Delta t)}$  и  $z_{cpi(t+\Delta t)}$ . Затем с использованием уравнения притока газа к каждой скважине вычисляются дебиты отдельных скважин на момент  $t + \Delta t$ . Суммирование дебитов по отдельным скважинам дает отбор газа из месторождения в целом  $Q(t + \Delta t)$  на рассматриваемый момент. По формуле

$$Q_{\text{доб}}(t + \Delta t) = Q_{\text{доб}}(t) + [Q(t) + Q(t + \Delta t)] \frac{\Delta t}{2} \quad (11.56)$$

уточняется добытое количество газа на момент  $t + \Delta t$ . Уточненное добытое количество газа используется в расчетах второго приближения и т. д., до получения искомого решения задачи на момент  $t + \Delta t$ .

Аналогичными расчетами для других моментов определяется изменение во времени основных показателей разработки месторождения в период падающей добычи газа с учетом различий в продуктивных характеристиках скважин.

Нетрудно видеть, что излагаемый итерационный процесс (метод последовательных приближений) является сходящим. Если при расчетах в первом приближении задано завышенное добытое количество газа  $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$  на момент  $t + \Delta t$ , то найденное с использованием уравнения материального баланса среднее пластовое давление окажется заниженным. Соответственно будут занижены дебиты скважин и  $Q(t + \Delta t)$  в формуле (11.50). Поэтому в расчетах второго приближения будет задаваться величина  $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$ , вычисленная согласно (11.56), меньшая, чем использованное значение  $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$  при проведении расчетов в первом приближении, и т. д. [32].

Практика разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85–95 %.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи, являются: 1) режим эксплуатации месторождения; 2) средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи; 3) площадная и по разрезу пласта неоднородности литологического состава и фациальная изменчивость пород; 4) тип месторождения (пластовое, массивное); 5) темп отбора газа.

### *Газоотдача при газовом режиме*

Если разработка некоторого месторождения экономически оправдана до конечного пластового давления  $\bar{p}_{\text{кон}}$ , то извлекаемые запасы газа из пласта равняются:

$$Q_{\text{изв}} = \frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}}p_{\text{H}}}{z_{\text{H}}p_{\text{ат}}} \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}} - \frac{\bar{\alpha}\Omega_{\text{H}}\bar{p}_{\text{кон}}}{z(\bar{p}_{\text{кон}})p_{\text{ат}}} \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}}. \quad (11.57)$$

Тогда конечный коэффициент газоотдачи, равный отношению извлекаемых запасов к начальным запасам газа  $Q_{\text{зап}}$  с учетом уравнения (11.57), можно записать в виде:

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{\bar{p}_{\text{кон}}z_{\text{H}}}{p_{\text{H}}z(\bar{p}_{\text{кон}})}. \quad (11.58)$$

В некоторых случаях рентабельный отбор газа из месторождения определяется не  $\bar{p}_{\text{кон}}$ , а средним давлением в дренируемой зоне пласта. Определение коэффициента газоотдачи по (11.58) возможно, если режим месторождения газовый.

В случае **упругогазоводонапорного** режима конечный коэффициент газоотдачи может быть оценен по уравнению

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{\alpha_{\text{ост}}\Omega_{\text{B}}\bar{p}_{\text{B}}z_{\text{H}}}{\alpha_{\text{H}}\Omega_{\text{H}}p_{\text{H}}z(\bar{p}_{\text{B}})} - \frac{\Omega_{\Gamma}\bar{p}_{\text{кон}}z_{\text{H}}}{\Omega_{\text{H}}\bar{p}_{\text{H}}z(\bar{p}_{\text{кон}})}, \quad (11.59)$$

где  $\Omega_{\text{B}}$  и  $\Omega_{\Gamma}$  – обводненный и газонасыщенный поровые объемы на конец разработки залежи.

Уравнение (11.59) учитывает только микрозаземленные объемы газа, остающегося в обводненной зоне пласта. Из (11.58), (11.59), теории и практики разработки месторождений природных газов следует, что коэффициент газоотдачи зависит от глубины залегания и продуктивной характеристики месторождения, темпа отбора, расстояния до потребителя и других факторов.

На коэффициенты газоотдачи кроме рассмотренных влияют и другие факторы: а) охват залежи вытеснением; б) размещение скважин на структуре и площади газоносности; в) глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб.

Коэффициент газоотдачи практически не зависит от вязкости газа и воды и поверхностного натяжения на границе фаз (при различных температурах), а также от давления вытеснения и скорости вытеснения газа водой. На этот коэффициент в основном влияют капил-

лярные процессы, происходящие при вытеснении газа водой, а также коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Чем больше макро- и микронеоднородность пласта, тем меньше коэффициент газоотдачи.

Со снижением пластового давления в обводненной зоне пласта увеличивается коэффициент остаточной газонасыщенности, что приводит к уменьшению фазовой проницаемости для воды. Стабилизация коэффициентов остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды происходит практически одновременно. После достижения критической газонасыщенности «защемленный» газ обретает подвижность и выходит в газонасыщенную часть залежи, что может существенно увеличить ее газоотдачу.

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, приуроченных к однородным по коллекторским свойствам пластам, в целях увеличения конечной газоотдачи рекомендуется увеличивать темп отбора газа из них. В этом случае вода не успевает поступать в газовую залежь, в связи с чем резко сокращается количество «защемленного» ею газа.

В случае разработки неоднородных по коллекторским свойствам залежей их форсированная разработка может привести к избирательному обводнению, значительно снижающему газоотдачу месторождения в целом.

Существенно может снизить газоотдачу месторождений проведение капитальных и подземных ремонтов на заключительной стадии разработки залежи. В этот период эксплуатации глушение скважин глинистым раствором или другими задавочными жидкостями приводит к тому, что в большинстве случаев производительность их резко падает, а иногда скважины после ремонтных работ вообще не удается освоить [30, 32].

### **11.9. Системы размещения скважин при разработке газовых залежей в условиях различных режимов**

Рациональное размещение скважин на продуктивной площади имеет большое значение. На рассматриваемом газовом (газоконденсатном) месторождении могут быть приняты различные сетки размещения скважин. Сетка размещения скважин существенно влияет на все технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла. Рациональная система размещения скважин обосновывается технико-экономическими расчетами. Расчетам

и анализу подвергаются различные возможные схемы размещения скважин на площади газоносности. В теории и практике разработки месторождений природных газов широкое распространение получили следующие системы размещения скважин.

1. Равномерное размещение по квадратной или треугольной сетке (рис. 11.14).

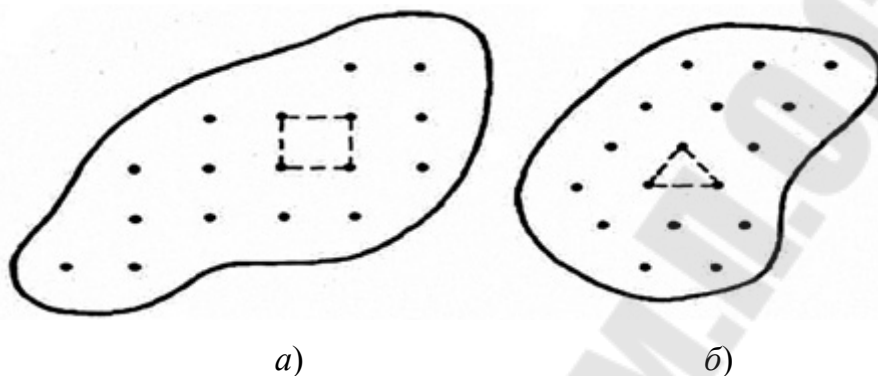


Рис. 11.14. Схемы размещения скважин по равномерной сетке:  
а – квадратная; б – треугольная сетка

2. Размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек скважин (рис. 11.15 и 11.16).



Рис. 11.15. Схема размещения добывающих скважин  
в виде цепочки

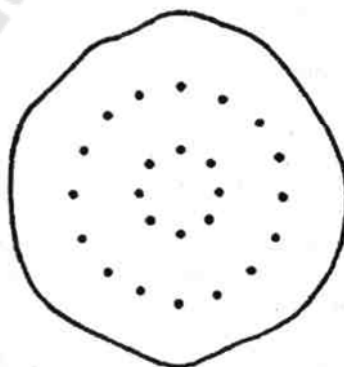


Рис. 11.16. Схема размещения скважин  
в виде кольцевых батарей

3. Размещение скважин в центральной (сводовой) части залежи (рис. 11.17).

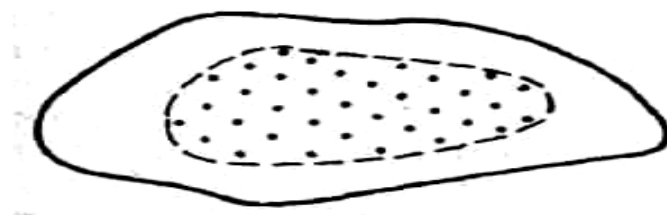


Рис. 11.17. Схема размещения добывающих скважин в центральной (сводовой) части залежи

4. Размещение скважин в виде кустов (рис. 11.18).

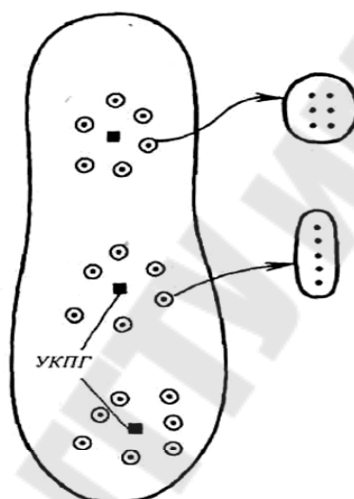


Рис. 11.18. Схема размещения скважин в виде кустов

5. Неравномерное размещение скважин на площади газоносности (рис. 11.19).

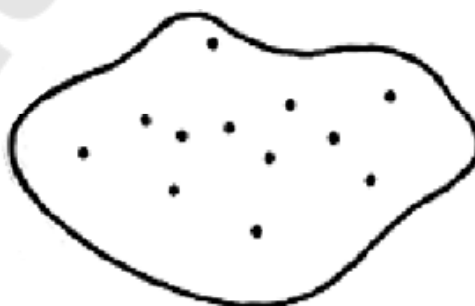


Рис. 11.19. Схема размещения скважин по неравномерной сетке

С точки зрения теории проектирования разработки газовых месторождений под равномерной сеткой понимается такая система размещения скважин на площади газоносности, когда в процессе разработки не образуется депрессионной воронки, т. е. пластовые давления вдали от каждой скважины примерно одинаковы и близки к среднему пластовому давлению на соответствующий момент. Тогда динамика дебитов газовых скважин определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом.

Следовательно, геометрически равномерное размещение скважин на площади газоносности удовлетворяет отмеченному условию лишь при достаточной однородности пласта по коллекторским свойствам. В случае существенной неоднородности пласта под равномерной сеткой размещения газовых скважин можно понимать такую сетку, при которой приближенно выполняется соотношение (Г. А. Зотов, 1966):

$$\frac{q_1}{\bar{\alpha}\Omega_1} = \frac{q_2}{\bar{\alpha}\Omega_2} = \dots = \frac{q_n}{\bar{\alpha}\Omega_n} = \text{const}, \quad (11.60)$$

где  $q_i$  – дебит  $i$ -й скважины;  $\bar{\alpha}\Omega_i$  – газонасыщенный объем дренирования  $i$ -й скважины.

При переменных во времени дебитах в (11.60) подставляются значения соответствующих добытых количеств газа по каждой скважине.

При разведке газовых и газоконденсатных месторождений для изучения их геологического строения бурят определенное число разведочных скважин, зависящее от степени неоднородности продуктивных отложений по коллекторским свойствам, от тектонического строения месторождения, его конфигурации и других факторов. С вводом месторождения в разработку большинство разведочных скважин переводится в добывающие. Следовательно, размещение разведочных скважин может значительно влиять на систему размещения добывающих скважин. Поэтому на практике наиболее распространена схема неравномерного размещения скважин на площади газоносности. В общем случае первые три схемы «искажаются» системой разведочных скважин. Иногда требуемое число газовых скважин для разработки месторождения оказывается меньше числа разведочных скважин, переводимых в добывающие. Следовательно, здесь система размещения разведочных скважин целиком определяет соответствующие технико-экономические показатели разработки месторождения. Такое положение довольно часто создается при разведке и разработке небольших по запасам месторождений природных газов.



На сетку размещения добывающих скважин влияют поверхностные условия. На газовых месторождениях севера Тюменской области лимитирующим фактором в определенной мере служит заболоченность части территории промысла. На сетку скважин Оренбургского месторождения повлияли населенные пункты, сельскохозяйственные угодья, а также пойменная зона р. Урал (с точки зрения интересов рыбного хозяйства). Аналогична ситуация на Астраханском месторождении.

Необходимое число газовых скважин для обеспечения плана добычи газа, как правило, с течением времени увеличивается. При выборе, например, равномерной системы размещения скважин сетку скважин устанавливают исходя из необходимости размещения на площади газоносности необходимого проектного числа скважин на определенный момент (на конец периода постоянной добычи газа или на конец бескомпрессорного периода). Тогда в любой другой момент сетка скважин будет отличаться от равномерной в связи с постоянным добуриванием скважин. Поэтому классификация первых трех систем размещения скважин в определенной мере условна.

Рассмотрим кратко, в каких случаях и какой системе можно отдать предпочтение.

1. Равномерное размещение скважин рекомендуется при разработке газовых (газоконденсатных) месторождений в условиях газового режима и значительной однородности продуктивного пласта по коллекторским свойствам. В этих условиях при равномерном размещении скважин на площади газоносности пластовые давления в каждый момент изменяются от точки к точке пласта незначительно и близки к среднему пластовому давлению. Дебиты газовых скважин при прочих равных условиях определяются пластовым давлением. Поэтому дебиты газовых скважин при равномерном их размещении больше, чем при других сетках (при прочих равных условиях и однородности пласта по коллекторским свойствам). Это означает, что и необходимое число скважин для разработки месторождения оказывается минимальным.

При равномерной сетке размещения давления на устьях скважин близки между собой и падают медленнее, чем при других схемах размещения скважин. Следовательно, при равномерном размещении скважин месторождение может дольше разрабатываться без дожимной компрессорной станции, а потребная мощность ее возрастает во времени медленнее. При рассматриваемой схеме размещения скважин

отодвигается необходимость ввода установок искусственного холода. Вместе с тем при равномерном размещении скважин увеличивается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

На основе проведенных исследований Е. М. Минский сделал следующий вывод относительно равномерной сетки размещения скважин на площади газоносности: пусть на месторождении прямоугольной формы и однородном по коллекторским свойствам рассматриваются системы равномерного размещения скважин (рис. 11.20). В этом случае увеличение числа скважин в равномерной сетке уменьшает коэффициент фильтрационного сопротивления  $A$  в уравнении притока газа к скважине. Коэффициент фильтрационного сопротивления  $B$  практически не зависит от числа скважин. Следовательно, один и тот же дебит скважин схемы на рис. 11.20, *в* будет получаться при меньшей депрессии на пласт, чем в схемах на рис. 11.20, *а*, *б*. При этом все скважины схемы на рис. 11.20, *в* находятся в одинаковых условиях, т. е. при сделанном допущении об однородности пласта по коллекторским свойствам эксплуатируются при одинаковых дебитах.

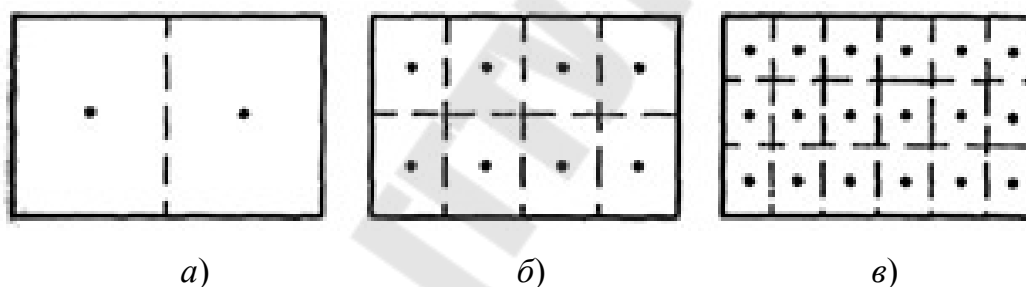


Рис. 11.20. Схема уплотнения сетки скважин

Естественно, что увеличение числа скважин при сохранении их дебитов приводит к более быстрому истощению газовой залежи. Итак, увеличение числа скважин на газовом месторождении определяет непрерывное увеличение отбора газа из месторождения.

При относительно длительном разбуривании месторождения последующие скважины характеризуются меньшей продуктивностью. Одна из причин состоит в ухудшении условий бурения, заканчивания, цементирования и освоения скважин в условиях снижающихся пластовых давлений.

Постоянное число скважин может обеспечить постоянный отбор газа из месторождения лишь при увеличении в скважинах депрессии на пласт (в связи с расходом упругой энергии в процессе разработки газового месторождения). Сделанные здесь выводы не касаются слу-

чаев резкого изменения геометрии фильтрационных потоков при увеличении числа скважин на площади газоносности.

Считается, что при равномерном размещении скважин в условиях водонапорного режима будут интенсивнее обводняться скважины и месторождение.

С точки зрения теории разработки месторождений природных газов рассматриваемая схема размещения скважин наиболее проста. Расчетные методы определения показателей эксплуатации для данной схемы также наиболее просты и разработаны.

2. Размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек используется при проектировании систем разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа или воды.

При размещении скважин в виде кольцевых батарей или цепочек быстрее (чем при равномерном размещении) падают забойные и устьевые давления и дебиты скважин, раньше требуется ввод дополнительных скважин для разработки месторождения. Газосборные системы и промысловые коммуникации при рассматриваемой системе размещения отличаются компактностью.

Скважины, подключаемые к установкам комплексной подготовки газа (УКПГ), размещаются на площади сравнительно небольшого радиуса. В результате создаются условия для безгидратной эксплуатации системы сбора газа (малые длины шлейфов) (рис. 11.17). Такое размещение скважин ускоряет освоение месторождения, сокращает капитальные вложения в систему обустройства промысла.

Подчинение системы разработки месторождения нуждам системы обустройства промысла представляется спорным. При значительных глубинах залегания залежей газа перспективно бурение наклонных скважин. Это позволяет концентрировать устья скважин на заданной ограниченной площади промысла и реализовывать требуемую сетку скважин на площади газоносности. Такой подход целесообразен при разработке месторождений природных газов в шельфовых зонах.

3. Обосновывается и подтверждается расчетами целесообразность размещения добывающих скважин в наиболее продуктивных зонах месторождения, в частности, в центральной, купольной части месторождения. В одном кусте – несколько скважин, расположенных друг от друга на расстоянии 50–70 м, расстояние между кустами составляет около 1,5 км.

Основные доводы в пользу названной системы размещения скважин следующие. Предполагается, что при размещении скважин – в центральной части месторождения (часто в «сухом поле», т. е. там, где отсутствует контурная вода) продлевается период безводной эксплуатации скважин. Нередко коллекторские свойства пласта ухудшаются к периферии месторождения. Поэтому размещение скважин в более продуктивной части месторождения обеспечивает вначале большие дебиты. Однако конечное необходимое число скважин для разработки месторождения, время ввода в эксплуатацию и потребная мощность ДКС зависят от «глубины» сформировавшейся общей депрессионной воронки. Следовательно, существует оптимальная зона разбуривания, обеспечивающая наилучшие технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Для сопоставления рассматриваемых систем размещения скважин проанализируем следующий гипотетический случай разработки месторождения.

Предположим, месторождение имеет круговую форму. Пласт однороден по коллекторским свойствам. Режим месторождения – газовый. Рассматриваются три возможные системы размещения скважин:

1. Равномерное размещение на площади газоносности.
2. Однобатарейное размещение.
3. Размещение скважин в центральной зоне.

Скважины во всех вариантах размещения эксплуатируются при одинаковых допустимых депрессиях на пласт. Сопоставим распределения давления в пласте для трех вариантов размещения скважин на момент, когда отобрано одинаковое количество газа. На рис. 11.21 схематично изображены профили давления для рассматриваемых систем размещения скважин на гипотетическом месторождении.

Для всех трех вариантов размещения скважин имеем одинаковое среднее пластовое давление  $\bar{p}$  (отобрано одинаковое количество газа в каждом варианте). Однако забойные давления при этом могут существенно различаться. Из рис. 11.21 следует, что забойные давления при равномерном размещении скважин больше, чем при батарейном  $p_{с.б}$  и центральном расположении скважин  $p_{с.ц}$ :

$$p_{с.р} > p_{с.б} > p_{с.ц}. \quad (11.61)$$

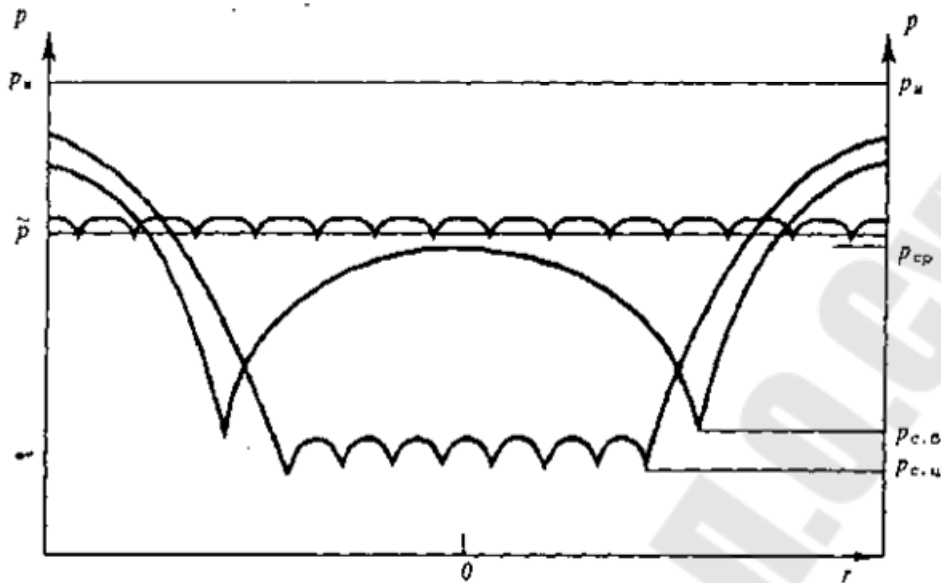


Рис. 11.21. Профили пластового давления для вариантов равномерного, батарейного и центрального размещения скважин на залежи, однородной по коллекторским свойствам (при одинаковом добытом количестве газа)

В зависимости от соотношения радиуса батареи и радиуса области центрального размещения скважин это неравенство может иметь вид:

$$p_{с.р} > p_{с.ц} > p_{с.б}. \quad (11.62)$$

Это приводит к более быстрому снижению дебитов скважин, раннему вводу в эксплуатацию ДКС, установок искусственного холода для вариантов с батарейным и центральным размещением скважин. Вследствие большей интерференции скважин для двух последних сеток (при одинаковой депрессии) дебиты скважин будут меньше, а необходимое их число больше, чем при равномерном размещении скважин.

Если коллекторские свойства пласта улучшаются к своду структуры, то, например, при размещении скважин в центральной зоне необходимое число скважин может получиться меньше по сравнению с другими вариантами. Если число батарей увеличить, то показатели этого варианта разработки могут оказаться лучше, чем показатели размещения скважин в центральной зоне. При значительном числе батарей сетка размещения скважин приближается к равномерной и т. д.

Таким образом, если на некотором рассматриваемом месторождении ожидается газовый режим, то, как правило, нельзя заранее предугадать, какая из возможных систем размещения скважин будет эффективнее.

При упругогазоводонапорном режиме для выбора оптимальной системы размещения скважин на площади газоносности также следует определить газогидродинамические и технико-экономические показатели различных систем размещения скважин. Однако в этом случае существенно усложняются газогидродинамические методы расчета.

При упругогазоводонапорном режиме задача усложняется в связи с необходимостью детальной геологической информации о строении месторождения, коллекторских свойствах пласта и их изменении по площади залежи и толщине пласта. При данном режиме предпочтение нельзя отдать сразу ни одной из рассматриваемых систем размещения скважин на площади газоносности. Распространенное мнение о преимуществе размещения скважин в центральной части залежи при упругогазоводонапорном режиме не всегда оправдано.

Для примера рассмотрим гипотетическую залежь, подстилаемую контурной водой. Коллекторские свойства залежи неоднородны по толщине пласта. Проанализируем две системы размещения скважин на залежи – равномерную и в центральной зоне (рис. 11.22 *а, б*). Пусть при размещении скважин в центральной зоне скважины полностью вскрыли продуктивную толщу (рис. 11.22, *б*), а при равномерном размещении скважин толщина вскрыта так, как показано на рис. 11.22, *а*.

Из рис. 11.22, *а, б* следует, что скважины, размещенные в центральной зоне, подвергаются большей опасности быстрого обводнения по пропластку *В*, чем при равномерном размещении. В то же время сопоставляемые схемы размещения примерно равноценны, например, в отношении обводнения по пропластку *А*. Следовательно, при упруго-газоводонапорном режиме имеет значение не только система размещения скважин на площади газоносности, но и характер размещения их на структуре и особенности вскрытия продуктивных отложений. Так, на месторождениях газа севера Тюменской области, согласно исследованиям О. Ф. Андреева, С. Н. Бузинова, Н. А. Букреевой, Н. Г. Степанова, Л. С. Темина, О. Ф. Худякова (1974), применяется схема дифференцированного по разрезу дренирования пласта (рис. 11.23).

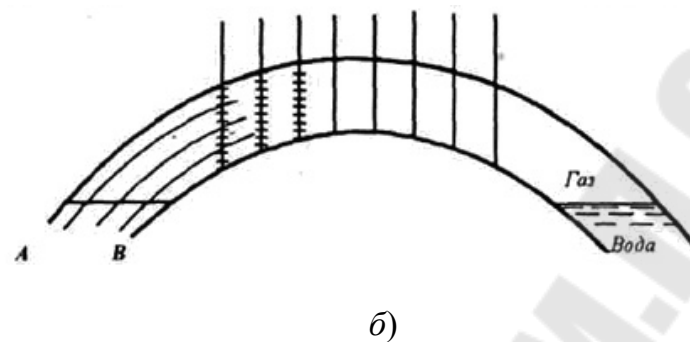
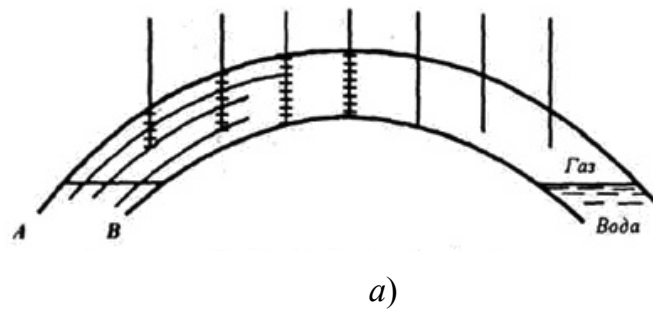


Рис. 11.22. Схемы равномерного размещения скважин с избирательным вскрытием (а) и размещения совершенных по степени вскрытия скважин в центральной зоне (б)

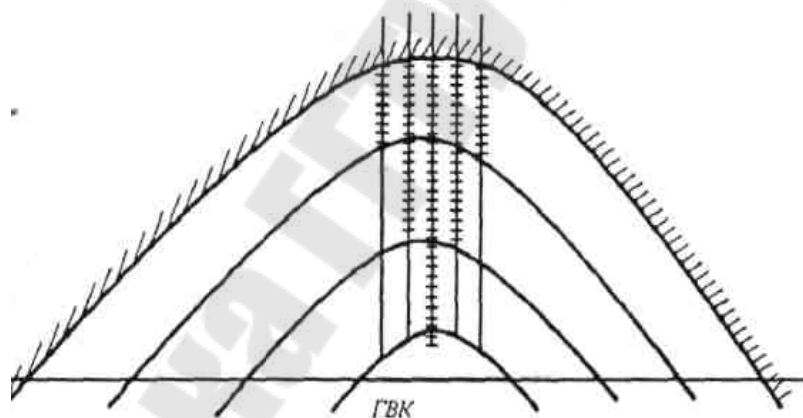


Рис. 11.23. Схема дифференцированного дренирования водоплавающей залежи при кустовом размещении скважин

Равномерная система размещения скважин (необязательно, как отмечалось, геометрически правильная сетка) может иметь и другие преимущества перед системой размещения в центральной зоне. В результате более высоких пластовых давлений в первом случае дебиты скважин могут оказаться большими (на момент равенства отобранных количеств газа), необходимое число скважин – меньшим. По этой же причине в первом случае увеличивается продолжительность бескомпрессорного периода эксплуатации.

Система равномерного размещения скважин на площади газоносности при упругогазоводонапорном режиме (как и при газовом) может оказаться предпочтительной при резкой литологической изменчивости продуктивных отложений. Эта система способствует приобщению к дренированию выклинивающихся пластов и пропластков, увеличению конечного коэффициента газоотдачи. Поэтому скважины первой очереди (необходимые для осуществления опытно-промышленной эксплуатации) следует располагать по достаточно равномерной сетке. Затем по мере изучения месторождения последующие скважины сосредотачиваются в более продуктивных зонах и зонах с наибольшими удельными запасами газа.

При размещении скважин в центральной или иной продуктивной зоне в процессе разработки образуется общая депрессионная воронка. В начальный период разработки эта депрессионная воронка может способствовать отдалению момента обводнения скважин. Затем вода по мере поступления в залежь попадает в область все больших градиентов пластового давления. Это может в определенные моменты ускорить обводнение скважин и осложнить процесс разработки месторождения. Наибольшие осложнения возникают при неравномерном по толщине пласта продвижении воды в залежь.

При любой системе размещения скважин на площади газоносности необходимо выяснить возможность неравномерного дренирования продуктивных отложений по толщине. Путем специальных исследований и работ по интенсификации притока газа к скважинам следует стремиться к приобщению всего продуктивного разреза к разработке. Это предотвратит преждевременное обводнение и выбытие некоторых скважин из эксплуатации, будет способствовать получению наибольшего коэффициента газоотдачи, а также повышению дебитов скважин и замедлению темпов падения их во времени.

Только учет всей наличной информации, исследование различных вариантов размещения скважин на площади газоносности обеспечат обоснованный выбор оптимальной системы разработки месторождения.

При качественном анализе систем размещения скважин мы не затронули неравномерную систему размещения, так как в зависимости от числа скважин, характера размещения их на площади газоносности она имеет те или иные особенности рассмотренных систем размещения [32, 33].



## ГЛАВА 12. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

### 12.1. Явления обратной конденсации. Размещение скважин при разработке газоконденсатных залежей

Основные особенности поведения газоконденсатных систем связаны с соответствующими фазовой диаграмме явлениями обратной конденсации и испарения. Эти особенности приводят к тому, что при снижении давления в газоконденсатной системе ниже давления насыщения начинается выпадение тяжелых углеводородов (конденсата).

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте сопровождаются фазовыми переходами. Считается, что эти переходы происходят в условиях локального термодинамического равновесия. Если давление в газоконденсатном пласте в процессе разработки поддерживается на уровне начального (или давления начала конденсации), то фазовые переходы возникают лишь в зонах пласта, примыкающих к скважинам. Это приводит к необходимости учета изменения во времени, например, фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах скважин.

Если газоконденсатное месторождение разрабатывается на истощение, то конденсат в пласте выпадает повсеместно. Однако выпадающий конденсат зачастую мало изменяет коэффициент газонасыщенности всего пласта. Следовательно, при разработке газоконденсатного месторождения на истощение (при малом удельном содержании конденсата в газе) фильтрационные течения могут рассматриваться в рамках однофазных течений, так как выпадающий конденсат неподвижен. Малая конденсатонасыщенность пласта приводит к небольшим изменениям его емкостных и фильтрационных параметров. Двухфазная фильтрация имеет место в призабойной зоне пласта.

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте аналогичны течениям газированной жидкости. Эта аналогия позволила некоторым исследователям предложить модели фильтрации газоконденсатных систем и вывести соответствующие дифференциальные уравнения. При этом они исходили из рассмотрения фильтрации бинарной системы, оправдавшей себя при исследовании газированной жидкости. Интегрирование полученных дифференциальных уравнений позволило найти решение некоторых задач установившегося притока газоконденсатных систем к скважине.

При решении проблемы максимизации добычи конденсата из пласта возникает необходимость поддержания пластового давления в процессе разработки газоконденсатного месторождения. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от содержания конденсата в газе, общих запасов газа и конденсата, глубины залегания пласта, географического местоположения промысла, стоимости проходки скважин и сооружения объектов по поддержанию давления, извлечению и переработке конденсата и других факторов.

Поддержание пластового давления может осуществляться закачкой сухого (отбензиненного) газа или воды. Закачка сухого газа применяется в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение определенного времени. Возможность закачки воды зависит от наличия дешевых источников воды, приемистости нагнетательных скважин и степени неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Каждый из методов поддержания пластового давления имеет свои преимущества и недостатки. Наибольшее извлечение конденсата достигается при обратной закачке сухого газа в пласт (сайклинг-процесс). При этом процессе имеются системы добывающих и нагнетательных скважин. Из добывающих скважин извлекается жирный газ. Через нагнетательные скважины в пласт закачивается сухой газ. При этом преследуются следующие цели. Во-первых, закачка сухого газа позволяет поддерживать пластовое давление на уровне начального (или давления начала конденсации). В результате ретроградные процессы не происходят до тех пор, пока поддерживается пластовое давление.

Во-вторых, сухой газ вытесняет к скважинам жирный газ. Данный положительный фактор превращается затем в свою противоположность. Сухой газ по наиболее дренируемым участкам и пропласткам избирательно прорывается к добывающим скважинам. Наступает момент, когда рециркуляция газа становится нерентабельной. Тогда разработка газоконденсатного месторождения продолжается на режиме истощения пластовой энергии.

Основной недостаток этого процесса – относительно длительная (несколько лет) консервация запасов газа. Определенные преимущества в этом отношении имеет частичная закачка сухого газа, когда добывается конденсат с одновременной подачей некоторой доли добы-

того газа потребителю и закачкой остального сухого газа обратно в пласт. При частичной закачке сухого газа только его часть (40–80 % от общей добычи) закачивается обратно в пласт. Поэтому при частичном поддержании давления оно уменьшается в процессе разработки с самого начала. Здесь выигрыш заключается в том, что запасы газа не консервируются, проигрыш – в достижении меньшего конечного коэффициента конденсатоотдачи пласта (по сравнению с поддержанием давления на уровне начального).

Для закачки сухого газа требуются компрессоры высокого давления, что в некоторых случаях может быть ограничивающим фактором. При закачке сухого газа образуются целики жирного газа, происходит прорыв в добывающие скважины сухого газа по отдельным высокопроницаемым и дренируемым пропласткам. Это, естественно, снижает эффективность процесса закачки сухого газа. Добыча конденсата после прорыва в скважины сухого газа падает во времени (при постоянном отборе газа из месторождения).

Относительно размещения добывающих и нагнетательных скважин на газоконденсатном месторождении, разрабатываемом с поддержанием пластового давления обратной закачкой сухого газа в пласт (сайклинг-процесс), имеются определенные рекомендации. Цепочки или батареи добывающих и нагнетательных скважин следует располагать на как можно больших расстояниях друг от друга для достижения наибольшего коэффициента охвата процессом вытеснения по площади.

Наилучшие результаты достигаются при размещении скважин, например, вблизи границ пласта. Однако при этом не учитывается предстоящий период разработки месторождения на истощение. Так, скважины, расположенные вблизи границы раздела «газ – вода», быстро обводняются. Добавим, что увеличение расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами приводит к значительным потерям давления в пласте, а следовательно, к ретроградным потерям конденсата. Эти недостатки в значительной мере устраняются, если добывающие и нагнетательные скважины при обратной закачке сухого газа располагать так, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений (рис. 12.1 и 12.2).

Некоторые исследователи предлагают размещать нагнетательные скважины на своде, а добывающие – на периферии структуры. Считается, что в этом случае за счет разности плотностей сухого

и жирного газов можно достичь увеличения коэффициента охвата. Однако расположение добывающих скважин на периферии вследствие неравномерности дренирования по толщине и неоднородности пласта по коллекторским свойствам может привести к преждевременному их обводнению.

Размещение же нагнетательных скважин на периферии создает «барьер» давления, который препятствует поступлению воды в залежь.

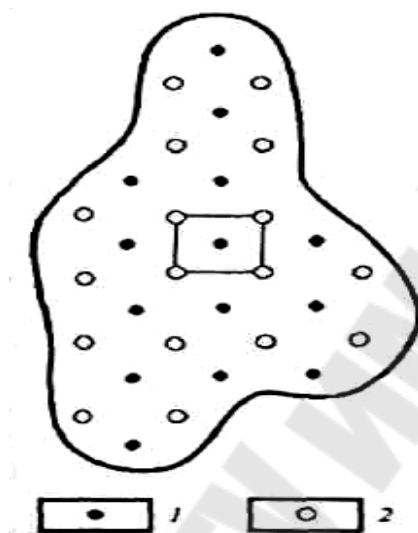


Рис. 12.1. Пятиточечная схема размещения при обратной закачке сухого газа в пласт:  
1 – нагнетательные; 2 – добывающие скважины

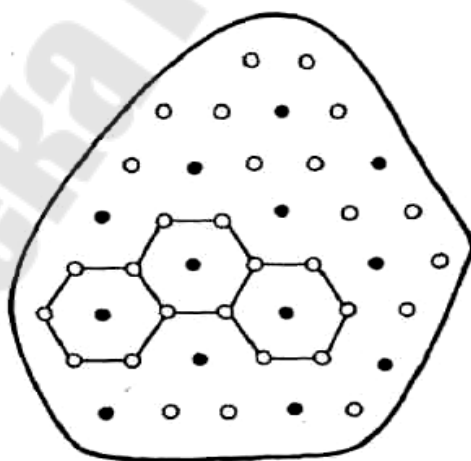


Рис. 12.2. Семиточечная обращенная схема расположения скважин при обратной закачке сухого газа в пласт

При разработке нефтяных месторождений с применением площадного заводнения для уменьшения обводнения и увеличения нефтеотдачи изменяют направление вытеснения в результате изменения режимов закачки и отбора, избирательного отключения скважин и т. д. Использование такого метода регулирования разработки при обратной закачке газа также может дать большой эффект в случае, если добывающие и нагнетательные скважины располагать, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений.

Пусть имеем два элемента пятиточечной системы поддержания пластового давления в газоконденсатной залежи (рис. 12.3). Добывающими служат скважины  $A, B, C, D, E, F$ , нагнетательными –  $M$  и  $N$ .

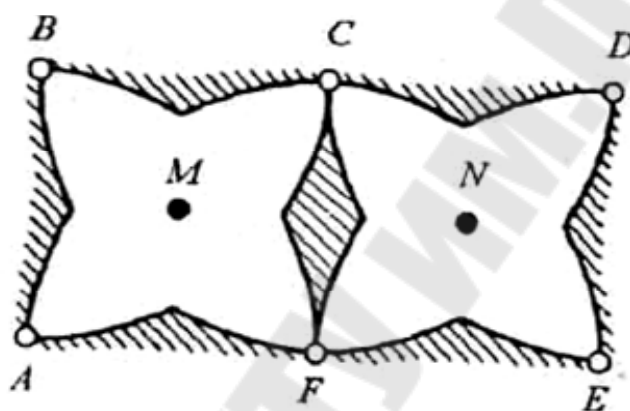


Рис. 12.3. Границы раздела жирного и сухого газов при использовании в качестве нагнетательных скважин  $M$  и  $N$

На рис. 12.3 показаны положения границы раздела между жирным и сухим газами на момент прорыва сухого газа в добывающие скважины. Образующиеся при этом целики жирного газа заштрихованы. Для их вымывания требуется длительная прокачка сухого газа через пласт. Предположим, что добывающую скважину  $F$  превратили в нагнетательную.

На рис. 12.4. она приведена вместе с соседними добывающими скважинами и примыкающими к ней целиками газа.

Границу закачанного сухого газа в скважину  $F$  изобразили в виде окружности (без учета языкообразования). Тогда заштрихованные участки на рис. 12.4 характеризуют дополнительную добычу жирного газа из ранее сформировавшихся целиков газа.

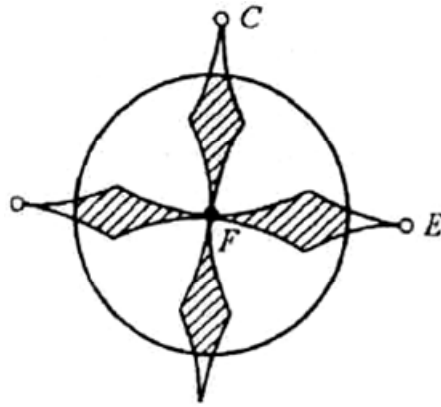


Рис. 12.4. Граница раздела жирного и сухого газов (окружность) после перевода добывающей скважины  $F$  в нагнетательную

Данным примером регулирования мы ограничимся, хотя можно было бы привести и другие аналогичные варианты воздействия на процесс обратной закачки сухого газа в пласт. Противопоказания процессу обратной закачки сухого газа в пласт – специфические особенности геологического строения залежи. Так, при резкой литологической изменчивости коллектора, неравномерной трещиноватости не обеспечивается высокий коэффициент охвата вытеснением жирного газа сухим. Сухой газ быстро прорывается в добывающие скважины, и эффективность процесса резко снижается.

При заводнении газоконденсатного пласта может реализоваться законтурное или внутриконтурное заводнение (рис. 12.5 и 12.6). В первом случае нагнетательные скважины располагаются за внешним контуром *газ-вода*; во втором – в пределах площади газоносности. В последнем случае целесообразно нагнетание воды вблизи контакта *газ-вода*.

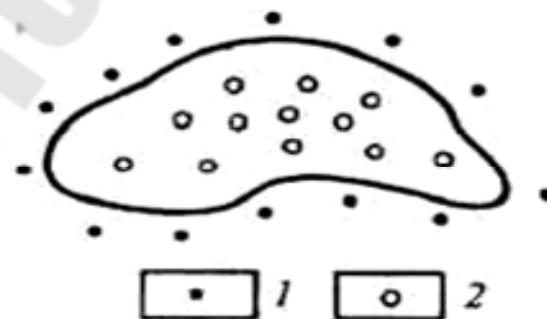


Рис. 12.5. Размещение скважин при законтурном заводнении газоконденсатной залежи:

1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие

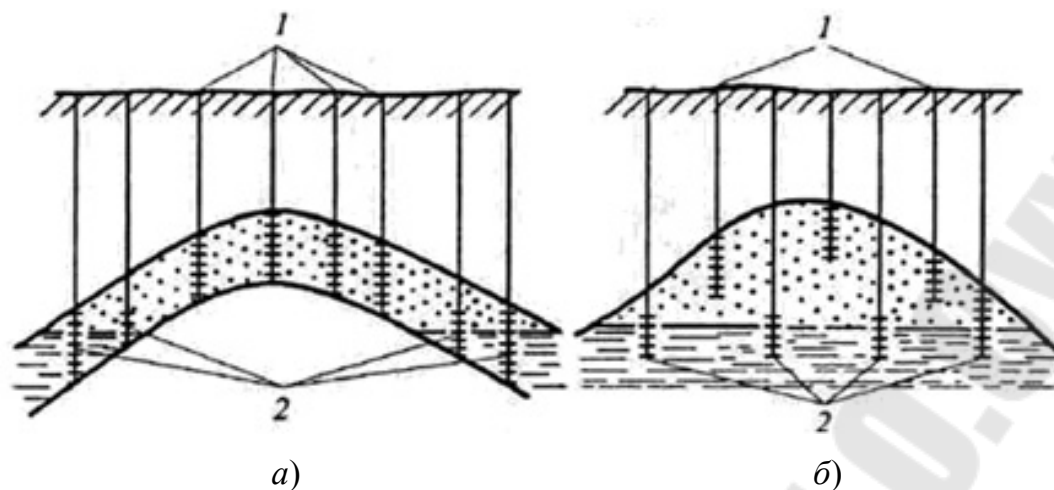


Рис. 12.6. Схемы внутриконтурного заводнения газоконденсатной залежи при наличии контурной (а) или подошвенной (б) воды.  
Скважины: 1 – добывающие; 2 – нагнетательные

При закачке воды возможно преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности параметров пласта по площади и толщине, а также неравномерного дренирования отдельных пачек, пропластков. Процесс неравномерного дренирования залежи в добывающих скважинах осложняется неравномерной закачкой воды по вскрытой толщине пласта в нагнетательных скважинах. Кроме того, при закачке воды за фронтом вытеснения остается газ при высоком пластовом давлении, что способствует снижению коэффициентов газо- и конденсатоотдачи пласта.

Закачка воды имеет и положительные стороны. При закачке воды с самого начала разработки месторождения газ подается потребителю. Так как давление поддерживается на определенном уровне (оптимальное поддерживаемое давление как при закачке газа, так и при закачке воды определяется технико-экономическими расчетами), то оттягивается срок сооружения дожимной компрессорной станции. Постоянство поддерживаемого пластового давления также обеспечивает стабильную добычу конденсата.

Особенности газоконденсатных систем необходимо учитывать при проектировании систем сбора, транспортировки, извлечения конденсата и обработки газа. Эти особенности отражаются в расчетах движения двухфазных систем в стволе скважин и газосборных сетях, в установлении оптимальных технологических параметров, характеризующих работу установок обработки газа.

Большинство исходных геолого-физических данных, необходимых для проектирования разработки газоконденсатного месторождения на истощение, аналогично исходным данным, используемым при проектировании разработки газовых месторождений. При рассмотрении вариантов разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа или воды требуется большая степень достоверной информации о геологическом строении залежи, изменении коллекторских свойств по площади залежи и по толщине пласта, характеристика водонапорной системы и данные о параметрах водоносного пласта. К числу дополнительных исходных параметров относятся данные о приемистости нагнетательных скважин по газу или воде. Необходима также статистическая обработка кернавого материала. В результате определяется функция распределения проницаемости, позволяющая рассчитывать, например, эффективность процесса обратной закачки газа.

Основные отличия в исходной информации, необходимой для проектирования разработки газоконденсатных месторождений, определяются особенностями поведения газоконденсатной системы при изменении давления и температуры. Эти особенности учитываются построением изотерм конденсации. При проектировании системы разработки месторождения и обустройства промысла наибольшее значение имеют пластовая изотерма конденсации и изотермы конденсации для различных возможных температур сепарации газа.

Пластовая изотерма конденсации определяет количество выпадающего в пласте конденсата в кубических сантиметрах из  $1 \text{ м}^3$  газа при изменении среднего пластового давления в процессе разработки месторождения. Пластовая изотерма конденсации характеризует потери конденсата в пласте при разработке месторождения на «истощение».

В результате экспериментов на бомбе  $pVT$  устанавливают зависимости от давления потерь и выхода конденсата. Определяют динамику выхода каждого компонента в отдельности. Находят конечный коэффициент извлечения конденсата при моделировании процесса разработки газоконденсатного месторождения в режиме истощения пластовой энергии.

При помощи изотерм конденсации в условиях различных температур сепарации газа определяется соответствующий каждой температуре выход конденсата. Техничко-экономическими расчетами, основанными на учете добычи конденсата при различных температурах



сепарации, затрат на поддержание различных температур сепарации газа, а также температурного режима магистрального газопровода устанавливается оптимальная температура сепарации газа. Различают изотермы стабильного и нестабильного конденсата. В зависимости от решаемых задач используется изотерма контактной или дифференциальной конденсации. Процессы, проходящие в пласте при разработке газоконденсатного месторождения на истощение, в наибольшей мере соответствуют дифференциальной конденсации.

*Показатели разработки газоконденсатного месторождения на истощение*

Газоконденсатные месторождения разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии при небольшом содержании конденсата в газе, когда для дополнительного извлечения конденсата поддерживать давление в месторождении нецелесообразно, т. е. нерентабельно.

Определение показателей разработки газоконденсатного месторождения на истощение мало отличается от соответствующих расчетов для газовых месторождений. Для определения зависимости изменения во времени давления в залежи можно воспользоваться результатами дифференциальной конденсации на бомбе  $pVT$  или уравнением материального баланса для газоконденсатной залежи.

Выпадение конденсата влияет на фильтрационные процессы в призабойной зоне скважин, на коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  в уравнении притока.

Следует чуть подробнее остановиться на уравнении притока газоконденсатной системы к скважине. Здесь отсутствует какой-либо устоявшийся подход к исследованию газоконденсатных скважин, к прогнозированию изменения в процессе разработки продуктивной характеристики скважины, в частности, изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Сложность задачи связана с постоянным выпадением конденсата в пласте и призабойной зоне. Выпадающий в призабойной зоне конденсат при определенной конденсатонасыщенности начинает протекать к скважине. Поэтому коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  в уравнении притока постоянно изменяются. При этом эти изменения необходимо согласовать с динамикой притекающей в призабойную зону газоконденсатной системы переменного во времени состава. В такой постановке задача притока газоконденсатной системы к скважине не имеет замкнутого аналитического решения.

Поэтому наиболее строгий подход состоит, во-первых, в экспериментальном определении фазовых проницаемостей для газа и конденсата при пластовых давлениях и, во-вторых, в численном решении задачи нестационарного, неизометрического притока газоконденсатной смеси к системе эксплуатационных скважин в многокомпонентной постановке. При этом для газовой фазы учитывается отклонение от закона Дарси, а для конденсата принимается справедливость этого закона. Чаще поступали следующим образом. По данным исследований газоконденсатных скважин при установившихся режимах фильтрации находили уравнения притока к отдельным скважинам в начальные моменты освоения месторождения. Затем эти уравнения использовались в прогнозных расчетах, например, на среднюю скважину. Газоконденсатные характеристики введенных в разработку месторождений оказывались такими, при которых указанный приближенный подход в определенной мере оправдывал себя.

Основное отличие в проектировании разработки газоконденсатного месторождения на истощение от разработки чисто газового месторождения заключается в том, что определяются следующие дополнительные показатели разработки газоконденсатного месторождения:

- возможные потери конденсата в пласте;
- данные об изменении во времени добываемого количества и состава конденсата и газообразной фазы в продукции залежи.

Ответ на первый вопрос позволяет установить целесообразность поддержания пластового давления или разработки месторождения на истощение пластовой энергии. Решение второй задачи необходимо при выборе метода переработки газа и конденсата и определении направлений использования продуктов переработки.

Наиболее достоверные результаты применительно к указанным задачам получаются на основе исследований рекомбинированной пробы пластового газа в бомбе  $pVT$ . Необходимая для расчетов исходная информация, полученная в результате экспериментов на бомбе  $pVT$  для одной из газоконденсатных систем, приведена в качестве примера на рис. 12.7–12.9.

При этом данные, характеризующие залежь и газоконденсатную систему, следующие: начальное пластовое давление – 31,4 МПа; давление начала конденсации – 30 МПа; пластовая температура – 394 К; содержание конденсата (бутан плюс высшие) в газе в начальный момент времени при стандартных условиях –  $904 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .

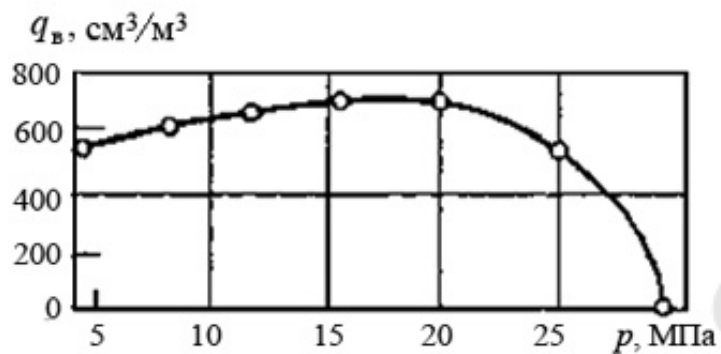


Рис. 12.7. Пластовая изотерма конденсации

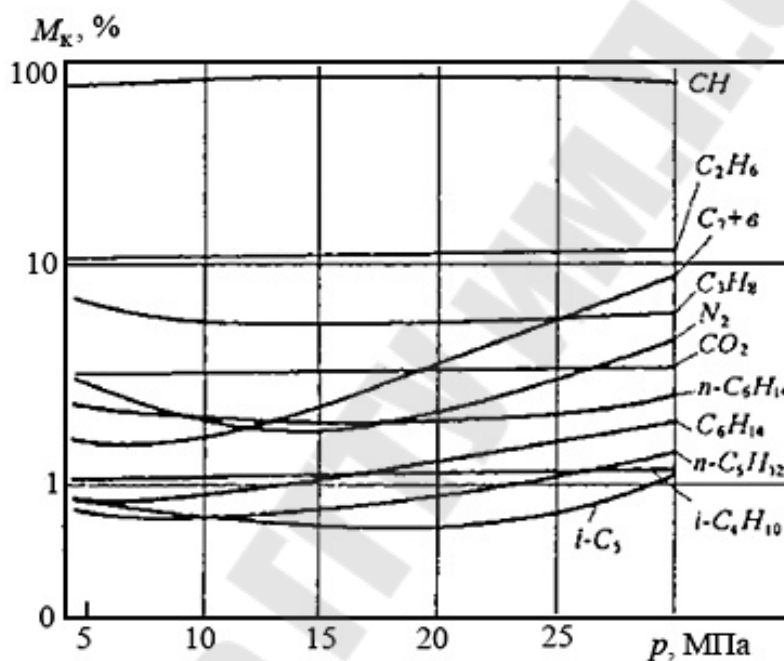


Рис. 12.8. Изменение молярного содержания  $M_k$  добываемой продукции в процессе разработки газоконденсатного месторождения

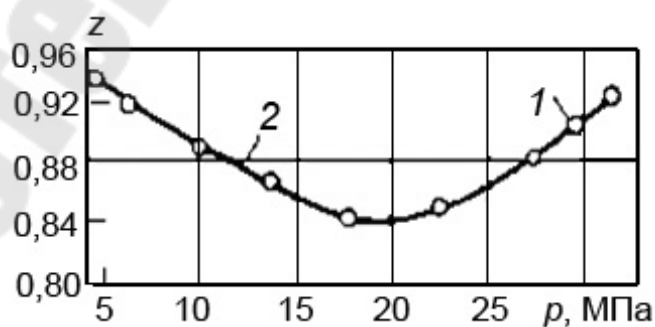


Рис. 12.9. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления:  
1 – экспериментальные данные; 2 – расчетные данные

### Расчет добычи конденсата

Процессы, имеющие место в бомбе  $pVT$ , отождествляются с процессами, проходящими в газоконденсатной залежи при разработке ее на истощение. Это означает, что давление на оси абсцисс (рис. 12.7) отождествляется со средними давлениями в залежи или средними давлениями в зоне дренирования в разные моменты времени. Тогда количество извлекаемого из залежи стабильного конденсата за любой  $i$ -й достаточно малый период разработки залежи, приведенное к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ , находится по следующей очевидной формуле:

$$\Delta Q_{ki} = q_{ki}(\bar{p}_i)\Delta Q_i, \quad (12.1)$$

где  $\Delta Q_{ki}$  и  $\Delta Q_i$  – соответственно добытые количества стабильного конденсата и газа за  $i$ -й интервал разработки (приведенные к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ );  $q_{ki}$  – среднее содержание стабильного конденсата в добываемом газе за рассматриваемый период;  $\bar{p}_i$  – среднее давление в залежи или дренируемой зоне пласта на середину  $i$ -го интервала.

Содержание стабильного конденсата в добываемом газе при некотором среднем пластовом давлении  $\bar{p}$  равняется:

$$q_k(\bar{p}) = q_k(p_H) - q_{кп}(\bar{p}), \quad (12.2)$$

где  $q_k(p_H)$  – начальное потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (при начальном давлении  $p_H$ ), в рассматриваемом примере  $q_k(p_H) = 904 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;  $q_{кп}(\bar{p})$  – потери стабильного конденсата в пласте при давлении  $\bar{p}$ , которое определяется по изотерме дифференциальной конденсации, приведенной на рис. 12.7.

Суммарное извлеченное из залежи количество стабильного конденсата  $Q_k$  к  $n$ -му моменту определяется по формуле

$$\Delta Q_k(t) = \sum_{i=1}^n \Delta Q_{ki} = \sum_{i=1}^n q_{ki}(\bar{p})\Delta Q_i. \quad (12.3)$$

### Определение потерь конденсата

Очевидно, что суммарная добыча конденсата существенным образом определяется суммарной добычей газа. Другими словами, коэффициент конденсатоотдачи зависит от коэффициента газоотдачи. Выполним несложные преобразования выражения (12.3). Обе части соотношения (12.3) разделим на начальные запасы конденсата

$q_k(p_H)Q_{\text{зап}}$ . Кроме того, правую часть умножим и разделим на суммарное добытое количество газа:

$$Q_{\text{доб}}(t) = \sum_{i=1}^n \Delta Q_i.$$

Тогда имеем:

$$\frac{Q_k(t)}{q_k(p_H)Q_{\text{зап}}} = \frac{\sum_{i=1}^n q_{ki}(\tilde{P}_i)\Delta Q_i}{q_k(p_H)Q_{\text{доб}}(t)} \frac{Q_{\text{доб}}(t)}{Q_{\text{зап}}}, \quad (12.4)$$

или

$$\eta_k = \frac{\bar{q}_k}{q_k(p_H)} \eta_r,$$

где  $\eta_k$  – коэффициент конденсатоотдачи пласта;  $\eta_r$  – коэффициент газоотдачи.

Физический смысл  $\bar{q}_k$  – среднее содержание конденсата в добытом с начала разработки газе.

Расчет текущего и конечного коэффициентов конденсатоотдачи целесообразно проводить по формуле (12.4) с использованием необходимых для этого экспериментальных данных исследований на бомбе  $pVT$ . Тогда в первом случае в формуле (12.4)  $n$  относится к текущему моменту времени, во втором – к конечному.

В формулу (12.4) входит коэффициент газоотдачи пласта. Он определяется системой разработки месторождения, режимом разработки.

Основными физическими параметрами, влияющими на коэффициент конденсатоотдачи, являются: 1) метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления); 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.

Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается при поддержании начального пластового давления в процессе отбора пластового газа. В этом случае он может достигать 85 % при поддержании давления с помощью газообразного рабочего агента и 75 % – при поддержании давления при закачке воды в залежь [30, 32, 33].

## РАЗДЕЛ V. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В соответствии с основами законодательства Республики Беларусь, Кодексом о недрах, Кодексом о земле и Водным кодексом, действующими положениями Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и атомной энергетике при Министерстве чрезвычайных ситуаций Республики Беларусь, постановлениями Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, направленными на сохранение окружающей среды и улучшение использования природных ресурсов, разведка, разбуривание и разработка нефтяных месторождений должны осуществляться при полном и строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды. Проектно-сметная документация на строительство разведочных, эксплуатационных и других скважин, бурящихся на нефтяных месторождениях, должна содержать специальный раздел по охране недр и окружающей среды.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, а также из-за перетока жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушения нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней и т. п.

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхности и подземных вод, воздушного бассейна, сохранение лесных массивов, заповедников, охранных зон и т. п.

Ответственность за охрану недр и окружающей среды возлагается на руководителей предприятий (структурных подразделений производственных предприятий), осуществляющих разведку, разбуривание и разработку нефтяных месторождений.

Контроль за выполнением правил, положений, норм и инструкций по охране окружающей среды при разведке, разбуривании и разработке нефтяных месторождений осуществляется Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь, его местными органами, а также местными органами санитарно-эпидемиологической службы.

Контроль за выполнением правил, положений, норм и инструкции по охране недр возложен на указанный Департамент и его территориальные органы. Предписания органов данного Департамента обязательны для всех предприятий и организация, осуществляющих разведку, разбуривание и разработку нефтяных месторождений.

### ***Охрана недр и окружающей среды в процессе разбуривания нефтяного месторождения***

При бурении скважин на нефтяных месторождениях должны быть приняты меры, обеспечивающие:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;

- необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Пласты с признаками нефтегазоносности, обнаруженные в процессе бурения скважины по данным керна, каротажа и непосредственных нефтегазопроявлений, должны быть изучены с целью определения возможности получения из них промышленных притоков нефти и газа. Пласты с благоприятными показателями должны быть обязательно взяты на учет. При прохождении их скважинами должны быть приняты меры по охране недр.

В процессе разведки при подготовке месторождений к разработке необходимо опробовать все пласты, нефтегазоносность которых отмечена по результатам анализа шлама, образцов пород и геофизических исследований. В случае получения при опробовании этих пластов воды на них должны быть проведены исследовательские работы, уточняющие источник поступления воды, и при необходимости повторное опробование после изоляционных работ.

Вскрытие пластов с высоким давлением, которое может привести к угрожающим выбросам или открытым фонтанам, необходимо проводить при установленном на устье скважин противовыбросовом оборудовании с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом на бурение скважин.

Противовыбросовое оборудование и его обвязка должны монтироваться в соответствии с типовой схемой, утвержденной руководством нефтегазодобывающего предприятия и согласованной с органами соответствующего Департамента и специальными службами по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Обвязка превенторов должна обеспечивать возможность промывки скважины с противодавлением на пласты. Перед установкой противовыбросовое оборудование должно быть испытано на пробное давление, указанное в паспорте. После установки превентора на устье скважина опрессовывается на давление, величина которого определяется максимальным давлением, ожидаемым на устье скважины при возможном открытом фонтанировании.

Эксплуатационные объекты месторождения следует разбуривать при обеспечении всех необходимых мер по предотвращению возможного сообщения с ниже или вышележающими объектами разработки. При первоочередном разбуривании нижних пластов должны быть предусмотрены все необходимые технические мероприятия, гарантирующие успешную проводку скважин через верхние продуктивные пласты (предотвращающие нефтяные или газовые выбросы и открытые фонтаны, а также глинизацию верхних пластов и ухудшение их естественной проницаемости).

В скважинах, проводимых на нижележащие пласты, должны быть осуществлены технические мероприятия по предупреждению ухода промывочной жидкости в верхние пласты. При уходе промывочной жидкости в разрабатываемые верхние пласты эксплуатация добывающих скважин, ближайших к бурящейся, должна быть прекращена до окончания ее бурения или спуска промежуточной колонны, перекрывающей эксплуатируемый пласт.

Перфорация и торпедирование скважин должны производиться при строгом соблюдении действующих инструкций.

Для предотвращения снижения проницаемости призабойной зоны скважин в результате длительного воздействия на них воды или глинистого раствора после окончания бурения скважин и перфорации колонны должны быть приняты меры по немедленному освоению скважин. Временное бездействие скважин, связанное с отставанием обустройства площадей, допускается только при условии заполнения ствола скважины (или хотя бы его нижней части) пластовой жидкостью.

В разведочной скважине, имеющей эксплуатационную колонну, последовательное опробование нескольких нефтеносных пластов производится отдельно «снизу-вверх». После окончания опробования



очередного пласта его изолируют путем установки цементного моста (или других технических средств) с последующей проверкой его местоположения и герметичности снижением уровня и опрессовкой.

В скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (вследствие аварий или низкого качества проводки), в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоводонесных пластов, необходимо произвести изоляционные работы в целях предотвращения межпластовых перетоков нефти, воды и газа.

В процессе бурения и освоения разведочных, эксплуатационных (добывающих) и нагнетательных скважин должен быть проведен комплекс геофизических, гидродинамических и других исследований в соответствии с проектом бурения скважины, утвержденными проектными документами на разработку и проектами на строительство скважин.

Мероприятия по охране окружающей среды в процессе разбуривания нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнений земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами. Они включают в себя:

- планировку и обваловку буровых площадок, емкостей с нефтепродуктами и химреагентами, использование для хранения буровых растворов и шлама разборных железобетонных емкостей или земляных амбаров с обязательной гидроизоляцией их стенок и днища;

- многократное использование бурового раствора, нейтрализацию, сброс в поглощающие горизонты или вывоз его и шлама в специально отведенные места;

- рациональное использование и обязательную рекультивацию земель после бурения скважин.

### ***Охрана недр и окружающей среды при разработке нефтяных месторождений***

Разработка нефтяного месторождения в целом и каждого отдельного объекта осуществляется в соответствии с утвержденными проектными документами.

Вносимые в процессе эксплуатации месторождения (залежи), не предусмотренные проектом предложения по совершенствованию системы разработки, ведущие к изменению принятых проектных положений по количеству добывающих и нагнетательных скважин, уровней добычи нефти и закачки воды, могут внедряться только после переутверждения проектного документа.

Промышленная разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений допускается только при условии, когда добываемый вместе с нефтью газ используется или в целях временного хранения закачивается в специальные подземные газохранилища, в разрабатываемые или подлежащие разработке нефтяные пласты.

В процессе промышленной разработки нефтяных месторождений должны быть обеспечены сбор и использование добываемых вместе с нефтью газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов и воды в объемах, предусмотренных в утвержденном технологическом проектом документе. Проект обустройства нефтяного месторождения под промышленную разработку может быть принят к утверждению только в случае, когда в нем решены вопросы сбора и рационального использования нефтяного газа.

На разрабатываемых месторождениях (залежах) должен проводиться обязательный комплекс исследований и систематических измерений по контролю разработки, соответствующий утвержденному принципиальному комплексу гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений, удовлетворяющих требованиям утвержденного проектного документа на разработку.

В этот комплекс должны быть включены исследования по своевременному выявлению скважин – источников подземных утечек и межпластовых перетоков.

Добывающие и нагнетательные скважины должны эксплуатироваться в соответствии с технологическим режимом, утвержденным в установленном порядке. Освоение и эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин должны производиться при соответствующем оборудовании устья скважины, которое должно предотвращать возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

Эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и т. д.) не допускается. В виде исключения эксплуатация дефектных скважин может быть разрешена нефтедобывающим предприятием по согласованию с Департаментом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и атомной энергетике при Министерстве чрезвычайных ситуаций Республики Беларусь. Одновременно с выдачей такого разрешения утверждаются специальные режимы эксплуатации этих скважин, обеспечивающие охрану недр и окружающей среды, а также план ремонтно-восстановительных работ.

В районе дефектных скважин необходимо осуществлять постоянный контроль с целью принятия соответствующих мер по охране недр.

При проведении мероприятий по повышению производительности нефтяных скважин путем воздействия на призабойную зону пласта должна быть обеспечена сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного горизонта.

В скважинах, где раздел между нефтеносными и газоносными, нефтеносными и водоносными пластами невелик, мероприятия по интенсификации добычи должны производиться при условии создания допустимого перепада давления на перемычку.

Если до обработки призабойной зоны выноса породы и разрушения пласта не наблюдалось, а после обработки началось интенсивное поступление породы пласта в скважину, необходимо прекратить или ограничить отбор нефти из скважины и осуществить технические мероприятия по ограничению доступа породы пласта в ствол скважины.

Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи нефти на каждом новом нефтяном месторождении должны предшествовать экспериментальные исследования в процессе обоснования основных параметров процесса, соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и цементного кольца скважины.

Освоение скважин после бурения, подземного и капитального ремонта следует производить при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При обводнении эксплуатационных (добывающих) скважин помимо контроля за обводненностью их продукции необходимо проводить специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

Решение вопроса о прекращении эксплуатации добывающей скважины должно приниматься в соответствии с действующим положением по определению предела разработки нефтяного месторождения и эксплуатации скважин.

Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек и межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести к безвозвратным потерям нефти и газа в недрах, то нефтегазодобывающие предприятия обязаны установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

На нефтяных месторождениях с большим содержанием сероводорода при бурении скважин, добыче, сборе и транспорте нефти и попутного газа должны выполняться требования действующей инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащий сероводород.

Мероприятия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхности и подземных вод, воздушного бассейна нефтепродуктами (жидкими и газообразными), промышленными сточными водами, а также на рациональное использование земель и пресных вод. Они включают в себя:

- полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты;
- при необходимости – обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде;
- использование герметизированной системы сбора, промышленного транспорта и подготовки продукции скважин;
- полную утилизацию попутного газа, использование замкнутых систем газоснабжения при газлифтной эксплуатации скважин;
- быструю ликвидацию аварийных разливов нефти, строительство нефтеловушек на реках, в местах ливневых стоков;
- создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод;
- исключение при нормальном ведении технологического процесса попадания в землю, в поверхностные и подземные воды питьевого водоснабжения ПАВ, кислот, щелочей, используемых для повышения нефтеотдачи;
- применение антикоррозионных покрытий, ингибиторов для борьбы с солеотложениями и коррозией нефтепромышленного оборудования;
- организацию регулярного контроля за состоянием скважин и нефтепромышленного оборудования [1].

## ЛИТЕРАТУРА

1. Правила разработки нефтяных и нефтеконденсатных месторождений / В. Н. Бескопыйный [и др.]. – Гомель, 2005. – 96 с.
2. Иванова, М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа : учеб. для студентов высш. учеб. заведений / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – М. : Недра, 1985. – 422 с.
3. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учеб. пособие для вузов / М. А. Жданов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1981. – 453 с.
4. Спутник нефтегазопромыслового геолога : справочник / Ю. И. Брагин [и др.] ; под ред. И. П. Чоловского. – М. : Недра, 1989. – 321 с.
5. Жданов, М. А. Основы промысловой геологии газа и нефти / М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов. – М. : Недра, 1975. – 335 с.
6. Каналин, В. Г. Нефтепромысловая геология и гидрогеология : учеб. для студентов высш. техн. учеб. заведений / В. Г. Каналин, М. Г. Ованесов, В. П. Шугрин. – М. : Недра, 1983. – 247 с.
7. Инструкции по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М. : ГКЗ СССР, 1984. – 64 с.
8. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа / И. С. Гутман. – М. : Недра, 1985. – 224 с.
9. Брагин, Ю. И. Нефтегазопромысловая геология : учеб. для вузов / Ю. И. Брагин, М. М. Иванова, И. П. Чоловский. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 414 с.
10. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений : учеб. для вузов / В. С. Бойко. – М. : Недра, 1990. – 427 с.
11. Оборудование для добычи нефти и газа : в 2 ч. / В. Н. Ивановский [и др.]. – М. : Нефть и газ, 2003. – Ч. 2. – 792 с.
12. Максимов, М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М. И. Максимов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1975. – 534 с.
13. Салажев, В. М. Обобщение опыта и результатов геолого-промыслового анализа разработки залежей нефти в карбонатных отложениях месторождений Беларуси и России / В. М. Салажев. – Минск : Зорны Верасок, 2013. – 480 с.

14. Изменение гидрогеологических условий в нефтегазоносных комплексах при разработке нефтяных месторождений Припятского и Тимано-Печорского регионов / В. Д. Порошин [и др.] // Проблемы водных ресурсов, геотермии и геоэкологии : материалы междунар. науч. конф., посвящ. 100-летию дня рождения Г. В. Богомолова, Минск, 2005 / Ин-т геохимии и геофизики НАН Беларуси. – Минск, 2005. – Т. 2. – С. 192–194.

15. Нефтепромысловая геология и гидрогеология : учеб. для вузов / В. Г. Каналин [и др.]. – М. : Недра, 1997. – 366 с.

16. Палий, А. О. Разработка нефтяных месторождений : учебник / А. О. Палий. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 319 с.

17. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш. К. Гиматудинов [и др.] ; под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1983. – 463 с.

18. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений : учеб. для вузов / Ю. П. Желтов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1998. – 365 с.

19. Особенности изучения и освоения нефтегазовых ресурсов в засоленных коллекторах / В. Д. Порошин [и др.] // Літасфера. – 2021. – № 1 (54). – С. 79–98.

20. Порошин, В. Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк – М. : Недра, 2004. – 220 с.

21. Порошина, С. Л. Новые подходы к оценке масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого, 2019. – № 4. – С. 3–12.

22. Жогло, В. Г. Геолого-гидродинамические условия разработки залежей нефти в засоленных карбонатных коллекторах (на примере Золотухинского и Осташковичского месторождений Припятского прогиба) / В. Г. Жогло, С. И. Гримус. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 170 с.

23. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская. – М.–Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2003. – 128 с.

24. Кричлоу, Г. Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / Г. Б. Кричлоу. – М. : Недра, 1979. – 303 с.

25. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М. : Недра, 1985. – 308 с.

26. Демяненко, Н. А. Технологии интенсификации добычи нефти. Перспективы и направления развития / Н. А. Демяненко, П. П. Повжик, Д. В. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 270 с.

27. Коратаев, Ю. П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа : учеб. для вузов / Ю. П. Коратаев, А. Н. Ширковский. – М. : Недра, 1984. – 486 с.

28. Ширковский, А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. / А. И. Ширковский. – М. : Недра, 1987. – 347 с.

29. Каротаев, Ю. П. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата : справ. рук-во : в 2 т. / Ю. П. Каротаев ; под ред. Ю. П. Каротаева, Р. Д. Маргулова. – М. : Недра, 1984. – 360 с.

30. Закиров, А. Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : учеб. пособие / А. Ф. Закиров, Н. Н. Архипова, Л. И. Гарипова. – Альметьевск : АГНИ, 2009. – 176 с.

31. Эксплуатация газовых скважин / О. М. Ермилов [и др.]. – М. : Наука, 1995. – 359 с.

32. Закиров, С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – М. : Струна, 1998. – 628 с.

33. Закиров, С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учеб. пособие для вузов / С. Н. Закиров. – М. : Недра, 1989. – 334 с.

34. Нефтегазопромысловая геология. Залежи углеводородов в динамическом состоянии и геолого-промысловый мониторинг их разработки : учеб. пособие / Ю. И. Брагин [и др.]. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2019. – 447 с.

35. Лобусев, А. В. Геолого-промысловые основы моделирования залежей нефти и газа : учеб. для вузов. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2017. – 334 с.

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Порошин Валерий Дмитриевич  
Козырева Светлана Владимировна  
Порошина Светлана Леонидовна**

## **РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Учебное пособие**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *Т. Н. Мисюрова*  
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 02.02.24.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 23,25. Уч.-изд. л. 26,05.

Изд. № 7.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение  
Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого.  
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя  
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.  
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель