Z.S. Aliev, D.A. Marakov

NATURAL GAS FIELDS DEVELOPMENT

A Textbook

МАКС ПРЕСС

MOSCOW – 2011

З.С. Алиев, Д.А. Мараков

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Учебное пособие

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации
по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия
для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки бакалавров
131000 «Нефтегазовое дело», по представлению Ученого совета
Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина

МАКС ПРЕСС

МОСКВА – 2011

УДК 622.2(075.8)
ББК 33.362я73
А50

Рецензенты:
Э.С. Закиров, д.т.н., зав. Лабораторией компонентоотдачи ИПНГ РАН
А.И. Пономарев, д.т.н., профессор,
зав. каф. разработки газовых и газоконденсатных месторождений
(Уфимский государственный нефтяной технический университет),
Советник ген. директора «Газпром добыча Уренгой»

Алиев З.С., Мараков Д.А.

А50 **Разработка месторождений природных газов:** Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
ISBN 978-5-317-03889-2

В учебном пособии рассмотрены вопросы проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений приближенными и численными методами. Методики изложены с учетом действующего в настоящее время регламента ОАО «Газпром». В учебном пособии изложена сущность каждого раздела, предусмотренного регламентом, методические основы и характер изменения во времени основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Учебное пособие предназначено для молодых специалистов НИИ и газодобывающих предприятий, магистрантов и студентов, обучающихся по специальности «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений».

УДК 622.2(075.8)
ББК 33.362я73

ISBN 978-5-317-03889-2

© Алиев З.С., Мараков Д.А., 2011
© РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011
© Голубев В.С. – оформление серии, 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 13

ГЛАВА 1
Общие сведения о месторождении

1.1. География района расположения месторождения 15
1.2. Краткая характеристика газонефтеносного района, сведения о наличии газовых и нефтяных месторождений. Перспективы нефтегазоносности 16
1.3. Газонефтепроводная сеть. Расстояние до существующих нефтегазопроводов 17
1.4. Возможные потребители газа 17

ГЛАВА 2
Исходные геолого-промысловые данные, необходимые при проектировании разработки месторождения

2.1. Краткие сведения о геологической и геофизической изученности и разведке месторождения с учетом количества пробуренных скважин и их технической характеристики 19
2.2. Краткая стратиграфия с указанием выявленных и перспективных продуктивных горизонтов 20
2.3. Тектоника месторождения и ее возможное влияние на разработку 22
2.4. Условия и сроки проводки скважин и геолого-техническое состояние разведочных скважин 23
2.5. Результаты опробования и исследования скважин, данные о притоке флюидов и устойчивости призабойных зон 24
2.6. Краткая физико-литологическая характеристика продуктивных горизонтов 25
2.6.1. Данные о пористости продуктивного разреза 26
2.6.2. Данные о проницаемости продуктивного разреза 27
2.6.3. Данные о газоводонасыщенности продуктивного разреза 30
2.6.4. Общие и эффективные толщины газоводонасыщенных пластов 31
2.7. Пластовое давление и температура 32
2.8. Составы газа и конденсата с указанием содержания сопутствующих компонентов (сероводорода, гелия и т.д. 33
2.9. Гидрогеологическая характеристика и режим залежи 34
2.10. Тип месторождения 35
2.11. Система разработки месторождения 37
2.12. Рекомендации по доразведке месторождения 39
2.13. Методы подсчета и прогноз извлекаемых запасов 40
2.13.1. Определение запасов газа объемным методом 42

2.13.2. Уравнение материального баланса и его использование при определении извлекаемых запасов газа 45
2.13.3. Приближенный учет продвижения воды в газовую залежь при подсчете запасов газа методом падения пластового давления и упруговодонапорном режиме залежи 48
2.13.4. Метод использования геолого-математических моделей для подсчета извлекаемых запасов газа 54
2.13.5. Теоретические основы метода использования геолого-математического моделирования залежи для подсчета запасов газа 55
2.13.6. Требования к исходным данным для подсчета запасов газа различными методами 56
2.13.7. Технология подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моделей залежей массивного и пластового типов 60
2.13.8. Категорийность запасов газа, применяемая при различных методах подсчета, и ее приемлемость при использовании геолого-математических моделей месторождений 74

ГЛАВА 3
Использование результатов исследования скважин при проектировании разработки месторождений

3.1. Исходные данные, получаемые при газогидродинамических исследованиях скважин 77
3.2. Исследование вертикальных скважин методом установившихся отборов для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления 78
3.2.1. Необходимость учета изменения параметров пласта, геометрии дренируемой зоны и свойств газа от давления при различных режимах работы скважин 82
3.2.2. Необходимость учета изменения параметров пласта, геометрии дренируемой зоны и свойств газа от давления в процессе разработки залежи 84
3.3. Исследование горизонтальных скважин методом установившихся отборов для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления 86
3.4. Исследование горизонтальных скважин, вскрывших нефтяную оторочку газонефтяных месторождений 89
3.5. Исследование скважин при нестационарных режимах фильтрации 93
3.5.1. Определение параметров пласта по КВД 94
3.5.2. Оценка тектонических особенностей залежи в зоне влияния исследуемой скважины 101
3.5.3. Оценка параметра анизотропии продуктивного пласта по КВД ... 102

3.5.4. Использование кривых стабилизации давления и дебита для определения параметров пласта и коэффициентов *a* и *b* 104

ГЛАВА 4
Исходные данные, связанные с газоконденсатной характеристикой, и способы их получения

4.1. Исходные данные о газоконденсатной характеристике залежи, получаемые промысловыми исследованиями 109
4.2. Получение исходных данных о газоконденсатной характеристике залежи лабораторными исследованиями пластового газа 112
4.3. Приближенные методы определения газоконденсатной характеристики залежи 120
4.4. Приближенные аналитические методы оценки газоконденсатной характеристики залежи 123

ГЛАВА 5
Обоснование технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин

5.1. Выбор технологического режима эксплуатации скважин и контроль за режимом 128
5.2. Обеспечение устойчивой работы скважин в условиях разрушения призабойной зоны путем применения фильтров 130
5.3. Технологический режим эксплуатации скважин в условиях образования песчано-жидкостных пробок 133
5.3.1. Приближенное определение дебита скважин при полном и частичном перекрытии пласта песчаной пробкой и столбом жидкости 133
5.3.2. Влияние депрессии на единицу длины пробки на степень загрязнения забоя скважин и условия образования или разрушения пробки 134
5.3.3. Обеспечение необходимой глубины спуска фонтанных труб перед проведением газогидродинамических и газоконденсатных исследований скважин 136
5.3.4. Влияние высоты и проницаемости песчаной пробки на дебит скважины 137
5.4. Температурный технологический режим работы вертикальных скважин 138
5.5. Технологический режим эксплуатации вертикальных газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой 140
5.5.1. Определение безводного режима работы вертикальных скважин 140
5.5.2. Влияние параметра анизотропии пласта на безводный дебит скважины 143

5.5.3. Учет изменения положения контакта газ-вода в процессе разработки газовых месторождений при определении безводного дебита 143
5.6. Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов 146
5.7. Обоснование и выбор технологического режима работы горизонтальных газовых скважин 151
5.7.1. Определение дебита горизонтальной газовой скважины, вскрывшей слабоустойчивый полосообразный фрагмент залежи .153
5.7.2. Определение технологического режима работы горизонтальных газовых скважин, вскрывших однородные пласты с подошвенной водой 154
5.7.3. Определение температурного режима работы горизонтальных скважин 157
5.7.3.1. Определение температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин при отсутствии зоны многолетнемерзлых пород в окружающей ствол среде 157
5.7.3.2. Температурный технологический режим работы горизонтальной скважины с большим и со средним радиусом кривизны 158
5.7.3.3. Температурный технологический режим работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны 162
5.7.3.4. Определение температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин со средним и большим радиусами кривизны при наличии зоны многолетнемерзлых пород только в вертикальном участке ствола 163
5.7.3.5. Определение температурного режима работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны при наличии мерзлоты на вертикальном участке ствола 166
5.7.3.6. Определение температурного технологического режима работы горизонтальных скважин со средним и большим радиусом кривизны при наличии зоны многолетней мерзлоты на искривленном и вертикальном участках ствола 166
5.8. Использование результатов исследования на стационарных режимах фильтрации для обоснования режима работы горизонтальных скважин 168
5.9. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки 170

ГЛАВА 6
Прогнозирование основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений приближенным методом

6.1.1. Допущение, принятое по величине пластового давления при проектировании, и его влияние на достоверность прогнозируемых показателей разработки 179

6.1.2. Допущение, принятое по величине коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_{ср}$ и $b_{ср}$ 180
6.1.3. Допущение, принятое по величине забойного давления 182
6.1.4. Допущение, принятое по величине температуры газа 183
6.2. Приближенный метод прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при газовом режиме и естественном истощении 184
6.3. Обоснование годового отбора газа $Q_{год}(t)$ из месторождения 197
6.4. Приближенный метод прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при газовом режиме в период падающей добычи газа 204
6.5. Приближенный метод прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при упруговодонапорном режиме залежи в периоды нарастающей и постоянной добычи газа 207
6.5.1. Определение $Q_д(t)$ при круговой форме залежи 209
6.5.2. Определение $Q_д(t)$ при полосообразной форме залежи 214
6.6. Приближенное определение основных показателей разработки газовых месторождений при упруговодонапорном режиме залежи в период падающей добычи газа 216
6.7. Использование “средней» скважины при приближенном методе прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений 220
6.7.1. Вертикальные скважины 220
6.7.2. Горизонтальные скважины 224

ГЛАВА 7
Технологические основы моделирования месторождений нефти и газа

7.1. Общие положения 235
7.2. О необходимости разработки “Регламента по созданию постоянно действующих геолого-математических моделей для проектирования газовых и газоконденсатных месторождений 241
7.3. Обоснование и выбор исходных данных для создания “Банка данных» и моделирования месторождения 242
7.4. Выбор объектов моделирования, обоснование типа модели 243
7.5. Обоснование и выбор глубины поверхностей контактов 244
7.6. Обоснование плотности гидродинамических сеток и их размерности .246
7.7. Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов 248
7.8. Получение модифицированных зависимостей фазовых проницаемостей и их связь с капиллярными силами 248
7.9. Подсчет запасов путем геолого-математического моделирования газовых и газоконденсатных месторождений 249

7.10. Промысловая информация и ее использование при моделировании..252
7.11. Теоретические основы создания геолого-математических моделей месторождения или его фрагментов....253
7.12. Задание начальных и граничных условий. Моделирование водонапорной системы....260
7.13. Адаптация фильтрационных и емкостных свойств пласта и водоносного бассейна к реальным данным скважин и месторождения....260
7.14. Уточнение гидравлических сопротивлений скважин, систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа....262
7.15. Техническое задание на составление геолого-математической модели месторождения....264
7.16. Общий перечень исходной информации, необходимой для моделирования фрагментов газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений....266

ГЛАВА 8
Вскрытие, размещение скважин и обоснование их конструкции

8.1. Вскрытие пласта вертикальными скважинами....270
8.2. Несовершенство вскрытия пласта и его влияние на продуктивность вертикальных скважин....272
8.3. Вскрытие продуктивного разреза горизонтальным стволом....276
8.4. Вскрытие многослойных неоднородных залежей горизонтальными скважинами....285
8.5. Выбор конструкции скважин....285
8.5.1. Выбор диаметра эксплуатационной колонны....287
8.5.2. Выбор диаметра и глубины спуска фонтанных труб....289
8.6. Размещение скважин....296
8.6.1. Размещение газовых скважин....296
8.6.2. Выбор расстояния между скважинами....300
8.7. Размещение скважин на газовых месторождениях севера Тюменской области....302
8.8. Размещение горизонтальных газовых скважин....303
8.9. Размещение наблюдательных и пьезометрических скважин....304
8.10. Система разработки месторождения....306

ГЛАВА 9
Основные положения системы сбора и подготовки газа на промысле

9.1. Общие положения....309
9.2. Выбор схемы сбора и подготовки скважинных продукций....311
9.3. Основные способы подготовки газа, газоконденсатной смеси и нефти на газовых и газонефтяных месторождениях....312
9.3.1. Условия выбора низкотемпературной сепарации....313

9.3.2. Определение основных параметров теплообменника 317
9.3.3. Условия выбора абсорбционного способа подготовки газа 321
9.3.4. Регенерация гликолей при абсорбционном способе подготовки газа 326
9.3.5. Условия выбора адсорбционного способа подготовки газа 328
9.3.6. Заводская подготовка газа 331

ГЛАВА 10
Анализ показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений

10.1. Общие положения 336
10.2. Анализ показателей разработки месторождения, прогнозированных приближенным методом проектирования 338
10.3. Анализ результатов, полученных после проектирования по геологическому строению залежи 340
10.4. Анализ составов и свойств газа, конденсата и нефти при наличии оторочки 342
10.5. Анализ гидрогеологической характеристики водоносного бассейна 344
10.6. Анализ достоверности принятых при проектировании разработки залежи запасов газа и конденсата 345
10.7. Анализ результатов стандартных и специальных исследований скважин для уточнения коэффициентов фильтрационного сопротивления, параметров пласта и технологического режима эксплуатации 349
10.7.1. Анализ результатов исследований, проведенных для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления 349
10.7.2. Анализ результатов исследования для обоснования режимов эксплуатации скважин 353
10.8. Анализ текущего состояния фонда скважин, числа и срока их ввода в эксплуатацию, конструкции 355
10.9. Анализ изменения пластового давления 358
10.10. Анализ годовых отборов из месторождения 369
10.11. Анализ состояния обводнения месторождения 371
10.12. Анализ состояния системы сбора и подготовки газа 373
10.13. Анализ показателей разработки при использовании численных методов прогнозирования 381
10.14. Анализ состояния фонда скважин 384

ГЛАВА 11
Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений

11.1. Периодичность контроля за показателями разработки месторождений 387

11.2. Осуществление оперативного контроля за разработкой месторождений 392
11.3. Использование промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой 394
11.4. Газогидродинамические методы контроля за разработкой залежи 396
11.5. Использование данных эксплуатации месторождении для контроля за его разработкой 397

ГЛАВА 12
Основные положения проектов разработки по охране недр и окружающей среды

12.1. Общие положения 399
12.2. Основные источники выбросов веществ, загрязняющих атмосферу, по объектам 405
12.3. Основные источники загрязнения поверхностных и подземных вод 407
12.4. Основные причины нарушения земельного покрова и рекомендации по рекультивации таких земель 409
12.5. Основные причины нарушения естественного состояния растительного мира и рекомендации по его сохранению 410
12.6. Основные причины нанесения ущерба животному миру и рекомендации по их устранению 410
12.7. Обеспечение сохранности геологической среды 411

ГЛАВА 13
Технико-экономические показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений

13.1. Оценка экономической эффективности освоения газовых и газоконденсатных месторождений 415
13.2. Выбор основного варианта разработки, рекомендуемого для реализации 417
13.3. Методические основы определения экономических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений 419
13.4. Определение экономических показателей разработки газонефтяного месторождения при наличии в составе газа, конденсата и гелия 430

Список использованной литературы 433

ПРЕДИСЛОВИЕ

За последние 20 лет в Российской Федерации не был издан учебник по курсу “Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений”, обязательный для нефтегазовых вузов и факультетов. Изданный в 1988 году учебник составлен не в соответствии с регламентом, утвержденным ОАО “Газпром” в 1999 году. Согласно этому регламенту проект разработки газовых и газоконденсатных месторождений должен содержать следующие разделы: введение; общие сведения по месторождению; геолого-геофизическая характеристика месторождения; подготовка геолого-промысловой и технологической основы для проектирования разработки; технологические и технико-экономические показатели разработки; мероприятия по внедрению рекомендуемого варианта разработки; требования к конструкции скважин, их бурению, методам вскрытия пластов и освоению скважин; технология и техника добычи газа и конденсата; требования и рекомендации по системе сбора, промысловой подготовке к внутрипромысловому транспорту газа и конденсата и по системе закачки агентов в пласт при ППД; экологическое обоснование проектного документа по разработке (охрана недр и окружающей среды); технико-экономическая эффективность новых технологических и технических решений, а также заключение (выводы и предложения). С учетом изложенного выше перечня в 2000 году ОАО “Газпром” заключил договор с проф. З.С. Алиевым на создание в течение 2-х лет руководящего документа по проектированию газовых и газоконденсатных месторождений, содержащего перечисленные выше разделы. Такая работа была выполнена и принята ОАО “Газпром” в декабре 2001 году. В 2002 году “Руководство по проектированию разработки газовых и газоконденсатных месторождений” было издано издательством “Печорское время”. Создатель этого руководящего документа проф. З.С. Алиев с 1998 года по настоящее время читает лекции по дисциплине “Разработка месторождений природных газов» на 4-м и 5-м курсах в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и его филиале в г. Оренбурге. Последовательность изложения содержания курса по проектированию разработки газовых и газоконденсатных месторождений соответствует содержанию названного выше регламента.

Появившиеся новые типы скважин – горизонтальные существенно отличаются от вертикальных по конструкции, вскрытию однородных и неоднородных пластов, их размещению по толщине и площади, по изменчивости пластового и забойного давления в зависимости от профиля горизонтального участка и наклона залегания продуктивного пласта. Теоретические основы и технологии учета влияния на производительность термобарических параметров горизонтальных скважин на процесс их исследования, на режим их эксплуатации, размещения по толщине и по площади, на показатели разработки и создания и эксплуатации ПХГ с учетом профиля горизонтального

участка ствола при вскрытии пласта единым зенитным углом или ступенчатой формы в зависимости от продуктивной характеристики каждого пропластка; радиусов кривизны, используемых для изменения направления ствола от вертикального к горизонтальному, изменение температурного градиента в зоне радиуса кривизны; потерь давления по длине горизонтального ствола и многих других факторов были разработаны в РГУ нефти и газа под руководством проф. З.С. Алиева. По заказу ОАО "Газпром" в 2007÷2008 гг. проф. Алиевым З.С. была создана "Новая инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин и пластов" для любых типов скважин; подготовлено и издано учебное пособие и конспекты лекций для преподавателей под названием "Технология применения горизонтальных скважин", которая включена в учебный план для студентов 4-го и 5-го курсов по специализации "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений".

Изложенное выше обстоятельство обуславливает необходимость издания нового учебного пособия по дисциплине "Разработка месторождений природных газов" и заполнить имеющийся пробел по данной дисциплине за последний более чем 20-летний период.

Соответствующий учебно-методический комплекс по данной дисциплине по линии "Виртуальное месторождение" разработан авторами предлагаемого учебного пособия. При чтении лекций, проведении практических занятий и выполнении курсового и дипломного проектов студентам дается информация о конкретном месторождении по каждому из разделов, предусмотренных регламентом по проектированию. В настоящее время авторами предлагаемого учебного пособия готовится к изданию и задачник по разработке газовых и газоконденсатных месторождений для проведения семинарских занятий.

Глава 1
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. География района расположения месторождения

Информация о географии местности, где находится месторождение, необходима при проектировании, для ее учета при освоении залежи. В частности, при решении задач, связанных с материально-техническим снабжением будущего газонефтедобывающего предприятия, транспортом, строительством дорог, электро- и водоснабжением, кадровым обеспечением предприятия, размещением объектов предприятия, **география местности**, где расположено месторождение, имеет существенное экономическое влияние на разработку месторождения. Затраты на материальные средства и на их доставку для бурения и обустройства тесно связаны с географией местности, наличием в данном регионе железнодорожных и автомобильных дорог, возможностью использования в зимнее и летнее время водного транспорта, наличием возможности оптимального размещения скважин, газонефтепроводов, установок по подготовке газа на промысле, компрессорных станций и других объектов промысла. От географии местности, где находится месторождение, зависит система сбора газа, обвязка скважин с УКПГ, место расположения УКПГ и других инфраструктур. Существенные трудности возникают при разбуривании месторождений, если они расположены в шельфовой зоне, на болотистых площадях, заповедных зонах и т.д. География местности предопределяет сроки и последовательность разбуривания залежи и обустройства промысла приобретает важное значение, если на данной местности на различных глубинах находятся несколько месторождений, как на большинстве газоносных площадей Севера Тюменской области. Практически на каждой площади должны быть увязаны вопросы разбуривания и обустройства залежей сеноманских на глубине до 1200 м и валанжинских на глубине до 3200 м отложений. Необходимость практически одновременного освоения этих залежей связана с транспортировкой бурового оборудования по площади, обвязкой скважин, кустов и УКПГ с другими объектами промысла.

Определяющим рентабельность разработки месторождения является его расположение на суше или в шельфовой зоне северных морей, когда платформы для бурения и эксплуатации скважин на шельфе Карского моря должны быть построены в ледостойком исполнении. Исходя из географии местности, где расположено месторождение, проектировщик должен определить тип применяемых скважин: вертикальный, наклонный или горизонтальный. В морских условиях в проекте должны быть предусмотрены не только вопросы, связанные с размещением платформ и скважин, но и вопросы местонахождения установок предварительной подготовки газа и ДКС.

Проектировщик перед составлением проекта получает детальную карту местности, где указаны наличие транспортных путей, населенных пунктов, лесов, озер, рек, заповедных зон, посевных площадей, специальных объектов и информация о сейсмической обстановке региона.

Эта информация должна быть учтена при решении различных задач, связанных с освоением месторождения.

Должна быть информация о наличии в районе расположения месторождения песка, известняка и глин для производства керамзита, кирпича и известняка для производства строительной извести. Кроме того, существенное значение имеет место ландшафт территории, где расположено месторождение. Наличие водных ресурсов для питьевого и технического водоснабжения, а также климатические условия. Среднегодовые колебания температуры; ветра и их направления.

1.2. Краткая характеристика газонефтеносного района, сведения о наличии газовых и нефтяных месторождений. Перспективы нефтегазоносности

Проекты разработки составляются на отдельные объекты залежи, на несколько объектов, близких по геолого-техническим и термобарическим параметрам, по составу пластового газа на отдельные месторождения и на группу месторождений, сравнительно близко расположенных территориально. Однако даже при проектировании отдельного объекта и группы объектов в основу проекта должна быть заложена возможность подключения к данному месторождению, а точнее к его добывным возможностям и наземным коммуникациям, новых объектов или месторождений. Поэтому проектировщик обязан ознакомиться с материалами геологической изученности данного региона, учесть мнения геологов о перспективах нефтегазоносности и степени готовности уже известных газовых и нефтяных месторождений. При этом существенное значение имеют ожидаемые или известные, по выявленным месторождениям, запасы газа, конденсата и нефти, термобарические параметры этих месторождений и составы углеводородов.

Целесообразно в проекте привести карту перспективности нефтегазоносности региона с указанием форм и размеров перспективных структур. Такие карты имеются по каждому административному региону и по шельфовой зоне, охватывающей территории от Мурманска до восточной границы РФ и т.д. Учет наличия соседних месторождений позволяет повысить надежность капиталовложений к проектируемому месторождению, так как в ряде случаев использованные при проектировании запасы газа и нефти по рассматриваемому месторождению не подтверждаются данными эксплуатации и оказываются значительно ниже принятого при проектировании.

1.3. Газонефтепроводная сеть. Расстояние до существующих нефтегазопроводов

Темпы освоения месторождения, устанавливаемые проектом, зависят от его местонахождения, запасов газа и нефти, наличия потребителя и не в меньшей степени от наличия магистральных газопроводных систем. При этом немаловажную роль играет расстояние от проектируемого месторождения до магистрального газопровода. Особое значение для начала разработки газовых и газоконденсатных месторождений имеет наличие газо- и конденсатопроводов. Поэтому темп освоения газовых и газоконденсатных месторождений зависит не только от возможности разбуривания залежи, от фильтрационных параметров пласта, но и в первую очередь от возможности транспортировки газа к потребителю. Для крупных газовых и газоконденсатных месторождений строительство газопроводов связано не только с прокладкой труб нужного диаметра, но и строительством мощных линейных компрессорных станций. Эти и другие вопросы, касающиеся транспортировки добываемого газа, должны быть увязаны в проекте с позиции темпов отбора газа и освоения месторождения во времени. При незначительных расстояниях до потребителя или до ближайшего газопровода, располагающего возможностью транспортировать газ нового проектируемого месторождения, основная задача реализации газа сводится к обвязке промысла с существующим газопроводом. При небольших расстояниях до магистрального газопровода работы по обвязке выполняются сравнительно быстро и поэтому темп освоения месторождения практически не зависит от строительства газопровода.

1.4. Возможные потребители газа

Потребители газа при действующей системе добычи, транспорта и реализации в основном определяется ОАО “Газпром”, ОАО “Якутгазпром” и др. Кроме ОАО “Газпром” производством и реализацией газа занимаются нефтедобывающие предприятия.

Значительная часть добываемого низконапорного и достаточно жирного попутного газа, оцениваемого в несколько млрд. м^3, сжигается на факелах. Потери газа в системе ОАО “Газпром” несмотря на огромный объем добываемого газа ежегодно около 560 млрд. м^3 примерно до 10 раз ниже, чем потери попутного газа, связанные с добычей нефти. Как правило, потребителем низконапорного попутного газа являются объекты местного значения. Потребителем добываемого газа является транспортное подразделение ОАО “Газпром”. Сохраняя самостоятельность в определенной степени, газодобывающие предприятия свою продукцию реализуют в том объеме и в таком количестве, которые устанавливаются ОАО “Газпром”. В зависимости от

финансово-хозяйственного положения газодобывающие предприятия в ряде случаев производят газ, не исходя из оптимальных показателей разработки, установленных проектом разработки, а столько, сколько может реализовать ОАО "Газпром".

Одним из существенных вопросов, рассматриваемых в проекте, является использование газа на стадии "забрасывания" месторождения, когда из-за низкого пластового давления газа и необходимости повышения давления от нескольких атмосфер до 7,5 МПа разработка с подачей газа в газопровод становится нерентабельной. На этой стадии разработки залежи потребителем должны быть местные предприятия. Если таковых в районе расположения месторождения нет, то в проекте должна быть предусмотрена возможность использования низконапорного газа для получения электроэнергии или же в качестве химического сырья.

Глава 2

ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ, НЕОБХОДИМЫЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Краткие сведения о геологической и геофизической изученности и разведке месторождения с учетом количества пробуренных скважин и их технической характеристики

Основой проекта является геологическая характеристика месторождения. Геологическая характеристика кроме строения месторождения включает в себя и большое количество параметров пористой среды, насыщающих ее флюидов и их взаимодействия. К этим параметрам относятся: стратиграфия, тектоника, литология, пористость, проницаемость, насыщенность, толщины пропластков и последовательность их залегания и наличие или отсутствие между ними гидродинамической связи и другие. Эти параметры определяются геологическим изучением разреза методами сейсмики, петрографии, исторической геологии, палеонтологии, бурением поисковых и разведочных скважин, отбором керна и его изучением в лабораторных условиях, проведением промыслово-геофизических и гидрогеологических исследований, опробованием, газогидродинамическими и газоконденсатными исследованиями. Результаты этих исследований должны быть обобщены геологами и изложены в геологической части проекта. Полученные этими исследованиями результаты должны дать возможность проектировщику расчленить продуктивную толщу по пропласткам, установить последовательность залегания этих пропластков по площади, выявить гидродинамическую связь между ними, определить внешний и внутренний контуры газоносности (нефтеносности при наличии оторочки), построить карты пористости и проницаемости, определить толщину переходных зон, подвижность фаз, остаточные насыщенности фазами, построить карты изопахит и проводимостей, установить наличие и определить амплитуды тектонических нарушений, взаимодействие блоков через тектонические нарушения и многие другие параметры, необходимые для прогнозирования показателей разработки. Особое значение приобретает изменение большинства параметров в процессе разработки в результате изменения давления, истощения отдельных пропластков, изменения положения газоводяного и газонефтяного контактов, дегазации нефти и воды, выпадения конденсата в пласте и многих других факторов.

К числу геологических характеристик относятся: форма структуры залежи, наклоны пластов, тип залежи, наличие литологических окон или экранирующих пропластков, их распространенность, нижние и верхние пределы величин пористости, проницаемости, толщин продуктивных пропластков, результаты опробования пропластков в поисковых и разведочных скважинах.

Огромное число параметров, являющихся основополагающими для выявления фильтрационных и емкостных свойств пористой среды, определения запасов газа, нефти, конденсата, упругих запасов водоносного бассейна, должны быть изучены и обобщены при проектировании разработки залежи.

Форма представления геологической информации о месторождении в основном тексте проекта и в приложениях должна позволять:

- оценить степень достоверности принятых в проекте исходных геолого-промысловых данных;
- определить объемы и методы изучения тех или иных параметров, отличающихся малой изученностью;
- создать объективную геолого-математическую модель месторождения или его отдельных фрагментов.

Объем этой информации зависит как от числа пробуренных поисковых и разведочных скважин на структуре, так и от объема проведенных исследований в этих скважинах и изучений отобранного кернового материала. Степень изученности месторождения зависит от размеров: толщины и площади залежи и неоднородности пластов. В ряде случаев часть параметров не поддается изучению из-за низкой устойчивости пород к разрушению, проникновения в пласт бурового раствора, направления трещин, не совпадающих с направлением движения флюидов к забою скважин и т.д. При изложении геологической части проекта проектировщик обязан отметить такие особенности проектируемого объекта и изложить свою оценку при отсутствии возможности получить информацию о параметрах, трудно поддающихся определению, в данном месторождении. При такой ситуации проектировщик обязан в проекте указать, какими методами в процессах доразведки и разработки месторождения эти параметры могут быть определены и уточнены.

Пункты, в которых должны быть изложены основные геологические характеристики месторождения, следующие: стратиграфия; физико-литологические характеристики пропластков в пределах продуктивного горизонта: пористости, проницаемости, толщины (эффективные и общие) газо- и водонасыщенности пропластков и переходных зон; составы: газа и конденсата; термобарические параметры пласта; гидрогеологическая характеристика водоносного бассейна. Данные о составе и свойствах пластовой воды, положения ГВ контакта; тип месторождения; рекомендации по доразведке месторождения; запасы углеводородов и сопутствующих компонентов и др.

2.2. Краткая стратиграфия с указанием выявленных и перспективных продуктивных горизонтов

Материалы о стратиграфии месторождения с указанием выявленных и перспективных продуктивных горизонтов представляются проектировщику заказчиком. Эти материалы в основном изучаются и обобщаются при подсчете запасов газа. Однако при подсчете запасов стратиграфия залежи

Стратиграфия	Средн. вскр. мощн., м	Литологическая колонка	Литологическая характеристика пород
Кайнозой	30		Четвертичные породы
Неоген	100		Глина песчанистая известковая
Татарский ярус	100		Глина с прослоями известняка
Сочновская свита	50		Глина буровато-коричневая
	19		Гипс глинистый
Капиновская свита	130		Глина с прослоями доломита
Уфимский ярус	65		Глина
	65		Ангидрит
Кунгурский ярус	800		Каменная соль с прослоями ангидритов
	110		Ангидрит плотный крепкий
	20		Известняк долотоизирован.
Артинский ярус	90		Ангидрит, известняк трещиноватый
Сакмарский ярус	45		Известняк плотный
Ассельский ярус	80		Известняк светло-серый
Верхний карбон	80		Известняк кавернозный
Майкопский горизонт	80		Известняк плотный

Рисунок 2.1 – Литолого-стратиграфический разрез восточной зоны Оренбургского месторождения

рассматривается как информация, связанная емкостными параметрами залежи. Для проектировщика стратиграфия залежи должна содержать информацию кроме емкостных и фильтрационные свойства залежи, о последовательности залегания высоко и низко продуктивных пластов, о гидродинамической связи между ними, минералогического состава пород, учитываемых при разработке рекомендаций по интенсификации притока газа к скважине и используемых при определении скорости бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин, при выборе системы разработки, при закачке в пласт газа, воды или полимерных растворов с целью поддержания

пластового давления, при оценке продвижения подошвенной или контурной воды по отдельным пропласткам и о многих других параметрах, связанных с освоением месторождения с учетом его особенностей.

В качестве примера на **рисунке 2.1** показан стратиграфический разрез восточной зоны Оренбургского месторождения.

2.3. Тектоника месторождения и ее возможное влияние на разработку

При составлении структурных карт специалисты уделяют внимание наличию тектонических нарушений. Абсолютное большинство разрабатываемых

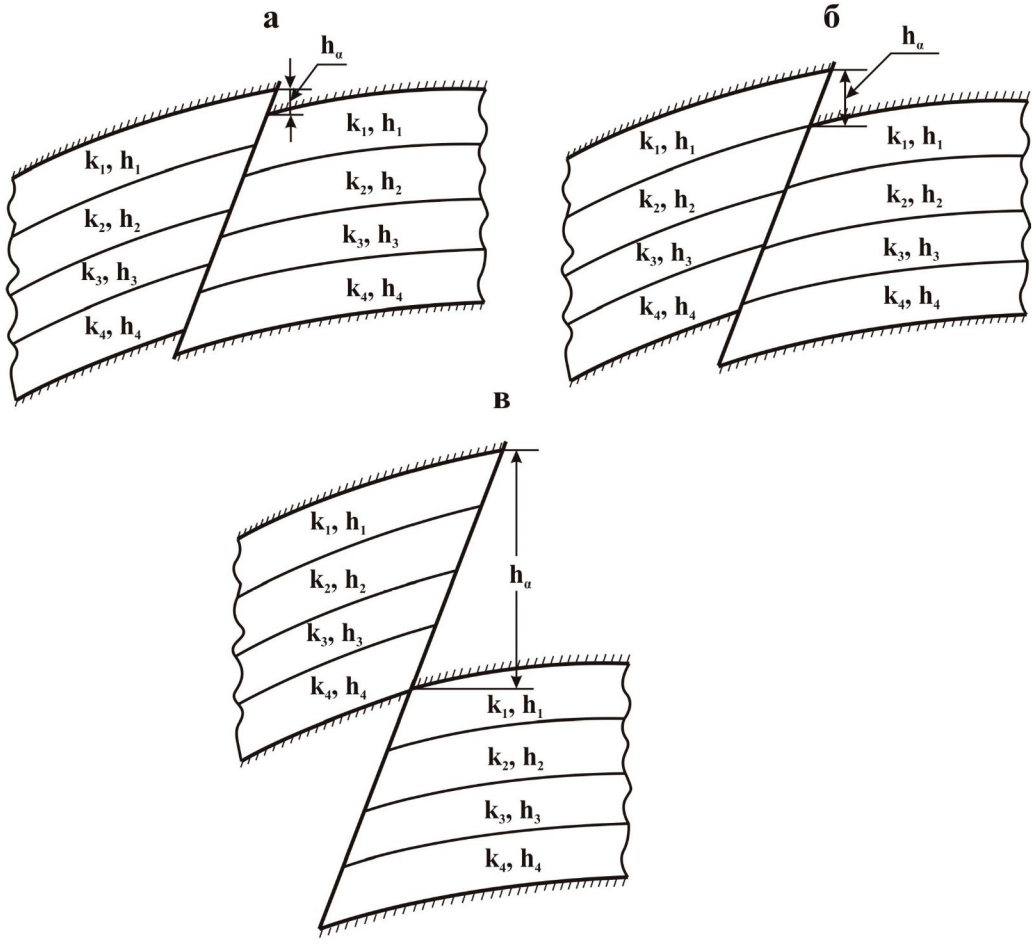

Рисунок 2.2 – Схемы тектонических нарушений:
а – с гидродинамической связью между однохарактерными пропластками; б – без гидродинамической связи между однохарактерными пропластками; в – с полным отсутствием связи продуктивной толщи

в настоящее время газовых и газонефтяных месторождений России не подвержены существенным тектоническим нарушениям. Тектонические нарушения в пределах продуктивного пласта оцениваются амплитудой нарушения. В пределах месторождения амплитуды нарушения могут изменяться. По величине амплитуды в зависимости от толщины и однородности залежи продуктивные пласты могут иметь гидродинамическую связь или быть изолированными друг от друга по блокам (см. **рисунок 2.2**).

При наличии гидродинамической связи между отдельными блоками показатели разработки могут быть определены как для единого продуктивного объекта. При отсутствии связи между блоками разработка залежи должна быть осуществлена поблочно, размещением на каждом блоке эксплуатационных скважин. При большом числе изолированных тектонических блоков число скважин может быть неоправданно большим. Поэтому при прогнозировании показателей разработки месторождений с тектоническими нарушениями проектировщик обязан:

- по данным промыслово-геофизических и отчасти газогидродинамических исследований установить наличие связи между тектоническими блоками;
- определить амплитуды тектонического нарушения на различных участках залежи;
- учесть возможность продвижения и активность воды и нефти (при наличии нефтяной оторочки) при разработке отдельных блоков;
- предусмотреть исследовательские работы на отдельных блоках, позволяющих определить их взаимодействия в процессе разработки;
- оценить возможность и способы поддержания пластового давления в отдельных блоках при наличии нефтяной оторочки и коэффициенты газо- и нефтеотдачи каждого блока.

2.4. Условия и сроки проводки скважин и геолого-техническое состояние разведочных скважин

В проекте разработки должны быть изложены условия проводки и сроки бурения эксплуатационных, и если имеется необходимость, то и нагнетательных скважин. Условия проводки и продолжительность бурения скважин зависят от наличия в разрезе водоносных пластов с активной водой, пропластков с аномально низким пластовым давлением, тектонических нарушений, обуславливающих сильное поглощение бурового раствора, твердых и устойчивых к разрушению в процессе бурения пород в разрезе, и других факторов. Условия проходки и сроки бурения скважин влияют на темп освоения месторождения и на число буровых станков для одновременного бурения нескольких скважин и быстрого вывода месторождения на проектную мощность. Исходя из условий проходки срока бурения одной скважины и заданного заказчиком или установленного проектом темпа освоения залежи проектировщик

определяет число станков, буровых бригад и продолжительность периода интенсивного разбуривания месторождения. При оценке сроков бурения скважин должен быть рассмотрен вариант освоения залежи горизонтальными скважинами и сроки бурения горизонтальной скважины. При этом в проекте должно быть показано сравнение сроков бурения вертикальной и горизонтальной скважины, число этих скважин для обеспечения заданного или установленного проектом годового отбора газа из месторождения.

В проекте должно быть приведено состояние имеющихся поисково-разведочных скважин. Особое внимание при этом должно быть уделено герметичности этих скважин, состоянию забоя, интервалам перфорации в этих скважинах и пригодности их для эксплуатации или для наблюдения за пластовым давлением, а также возможности использования их в качестве пьезометрических скважин. Если по этим признакам имеющиеся поисково-разведочные скважины не пригодны для перевода их в фонд предприятия, то они должны быть ликвидированы. Вопрос об их пригодности или необходимости ликвидации должен быть решен проектом. В ряде случаев скважины поисково-разведочного фонда принимаются в фонд газонефтедобывающего предприятия после проведения определенных ремонтно-профилактических работ. Если эти работы не заканчиваются с достижением поставленной цели, то скважины ликвидируются.

2.5. Результаты опробования и исследования скважин, данные о притоке флюидов и устойчивости призабойных зон

При изучении геологической характеристики месторождения его продуктивность устанавливается по результатам геофизических исследований и определения емкостных и фильтрационных параметров залежи, по результатам опробования скважин. Опробование поисковых и разведочных скважин осуществляется испытателями на кабеле и на трубах. Опробование отдельных интервалов продуктивного разреза испытателем на трубах позволяет подтвердить не только наличие газа, нефти или воды на испытуемом интервале, но и получить качественную оценочную величину коэффициента продуктивности. Поэтому проектировщик должен ориентироваться не только на результаты опробования отдельных небольших интервалов, а изучить состояние качественных газогидродинамических исследований имеющихся скважин. При этом необходимо особое внимание уделять на общую, эффективную и вскрытую толщину исследуемой скважины, определить интервалы, охваченные перфорацией, но являющиеся сильно заглинизированными и менее продуктивными. Эти сведения проектировщик должен использовать при обосновании продуктивности проектных эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Результаты стандартных газогидродинамических исследований скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации должны быть

проверены, а при необходимости и переобработаны. По этим результатам должны быть установлены коэффициенты продуктивности, фильтрационного сопротивления и технологические режимы эксплуатации скважин.

Параметры, определенные по результатам исследований, должны быть сопоставлены с результатами геофизических исследований и лабораторных изучений керна. По этим результатам должна быть предварительно установлена устойчивость коллекторов к разрушению. Причем возможность разрушения призабойной зоны должна быть увязана с геологическим разрезом продуктивной зоны, возрастом вскрываемых пород и минералогическим составом этих пород.

К материалам опробования и исследования разведочных скважин следует относиться критически с позиции возможного подтягивания конуса воды в результате создания максимальной депрессии на пласт при освоении и продувке скважин, ухудшения проницаемости призабойной зоны в результате деформации пород вблизи скважины, загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью при вскрытии пласта и т.д.

Технология дальнейших исследований скважин и методика обработки полученных результатов должны быть рекомендованы проектировщиком. Совокупность материалов по опробованию отдельных интервалов должна быть представлена в виде таблиц с привязкой к конкретному пропластку или интервалу, параметры которого определены геофизическими исследованиями и лабораторным изучением керна. Контроль качества проведенных исследований должен быть осуществлен с учетом стабилизации давления и дебита при работе скважины после ее пуска на отдельных режимах, полнотой восстановления давления между режимами, изохронностью процесса исследования на каждом режиме, учетом влияния депрессии на пласт на физические свойства пористой среды, газа и воды. Следует обратить особое внимание на возможность образования гидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины; на возможность накопления жидкости на забое при небольших дебитах и неподходящих конструкциях скважин или выноса жидкости при сравнительно больших дебитах и т.д.

2.6. Краткая физико-литологическая характеристика продуктивных горизонтов

Литологическая характеристика месторождения и минералогические составы пород для проектировщика важны для оценки: разбуриваемости пород, а следовательно, и продолжительности бурения скважин одним буровым станком; возможной гидродинамической связи между пропластками; разработки рекомендаций по интенсификации притока газа к скважине; определения влияния взаимодействия пород и флюидов в процессе вскрытия пласта; продвижения в залежь воды; образования конусов воды; оценки

влияния закачиваемой в пласт воды или полимерных растворов на емкостные и фильтрационные свойства пропластков.

В проекте должны быть предусмотрены мероприятия, позволяющие предотвратить отрицательные эффекты, связанные с контактом пород с буровым раствором и водой, закачкой в пласт кислот, воды, водных растворов полимеров и т.д.

В действующих проектах, как правило, литологическая характеристика залежи излагается поверхностно, без каких-либо оценок влияния взаимодействия пород и флюидов на бурение скважин, на разработку месторождения и на эксплуатацию скважин.

Требования к литологической характеристике залежи стали более значимыми с применением численных методов прогнозирования показателей разработки газовых и газонефтяных месторождений.

2.6.1. Данные о пористости продуктивного разреза

Пористость коллекторов относится к наиболее важным параметрам залежи, от величины которой зависят запасы газа и отчасти проницаемость. Пористость коллекторов определяется методами промысловой геофизики, лабораторным изучением образцов породы, а также ориентировочно газогидродинамическими методами исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации. В основу подсчета запасов, как правило, закладывается пористость, определенная геофизическими методами. Величина пористости не является основанием для принятия высокопористых коллекторов высокопроницаемыми и, следовательно, высокопродуктивными. Четкой аналитической зависимости между коэффициентами пористости и проницаемости не установлено. Поэтому специалисты по подсчету запасов не включают в подсчет запасов газа высокопористые, но низкопроницаемые глины, алевролиты, аргиллиты и т.д. При изложении материалов по пористости пропластков в пределах продуктивной толщи необходимо привести послойное распространение по площади пропластков с указанием величины коэффициента пористости. Причем значения пористости должны быть представлены двумя столбиками: значения, полученные по геофизике, и значения, определенные лабораторным изучением керна. Далее в тексте эти значения должны быть сопоставлены и в зависимости от достоверности полученных значений пористости указанными выше методами должны быть использованы при моделировании для подсчета запасов газа и нефти и прогнозирования показателей разработки. Недопустимо субъективно определять низкий предел пористости, как не продуктивный, при подсчете запасов, как это было сделано на ОНГКМ по I объекту и по филипповскому горизонту в размере 6÷7%.

Поэтому проектировщик обязан привести в тексте проекта не только те значения пористости, которые были приняты специалистами по подсчету запасов, а все значения, определенные в пределах продуктивного интервала.

До применения численных методов, как правило, специалисты субъективно устанавливали нижний предел пористости пород включаемых в подсчет запасов газа с последующей защитой своих позиций в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ). Однако такое произвольное включение или исключение отдельных пропластков в подсчет запасов приводили к неоднократному пересчету запасов и корректировке проектов, составленных на базе этих запасов.

Поэтому одним из основных требований к проектировщику и проекту разработки является необходимость представления всего материала по пористости продуктивного разреза, независимо от ее величины.

Для создания геолого-математической адаптирующейся модели месторождения в проекте должны быть представлены карты пористостей по площади и по каждому пропластку. Если таковые невозможно представить из-за ограниченного числа скважин, то необходимо по каждой имеющейся скважине представить такой материал в виде таблиц, с указанием значения пористости по глубине залегания пропластков. Это позволит на первой стадии проектирования использовать модели отдельных фрагментов залежи. Для проектировщика, в особенности при прогнозировании показателей разработки численным методом, представляют большой интерес не только карты пористостей по пропласткам и по площади, но и карты "**mh**". Такие карты строятся при подсчете запасов газа. Кроме того, часто составляются карты эффективных газонасыщенных пород, включающие в себя пористость "**m**", эффективную толщину "$\mathbf{h_э}$" и насыщенность пород газом, нефтью и водой "$\alpha_г$", т.е. "$\mathbf{m\ h_э\ \alpha_г}$".

При представлении материалов по пористости целесообразно в зависимости от распространения того или иного пропластка по площади структуру месторождения условно разбить на участки с характерным сравнительно постоянным значением пористости в пределах данного участка по данному пропластку. Такие данные позволяют в проекте установить продуктивность скважин на отдельных участках залежи и определить добывные возможности проектных скважин, расположенных на этих участках.

2.6.2. Данные о проницаемости продуктивного разреза

Одним из основных фильтрационных параметров пористой среды является проницаемость. Значение проницаемости определяется геофизическим и газогидродинамическим исследованиями скважин и лабораторным изучением кернового материала. Для однофазнонасыщенных пористых сред используют абсолютное значение проницаемости по данной фазе. При наличии двух и более фаз для прогнозирования производительности скважин по фазам и показателей разработки должны быть использованы фазовые проницаемости пород. Обычно при прогнозных расчетах используют относительные фазовые проницаемости пород, зависящие от насыщенности пор фазами.

При приближенном методе прогнозирования показателей разработки в чистом виде проницаемость используется только при оценке продвижения воды в газовую залежь и приемистости нагнетательных скважин. При классическом объемном методе подсчета запасов газа коэффициент проницаемости не используется. Значения проницаемости в геологических материалах приводятся как ориентир для оценки производительности скважин в тех частях залежи, где не пробурены скважины. ***Величина проницаемости, определенная по данным геофизических исследований, является ориентировочной.*** Основным источником определения сравнительно точного значения проницаемости являются газогидродинамические методы исследования скважин. Для оценки достоверности представленных значений проницаемости проектировщик должен знать точность и зоны, в пределах которой определяется проницаемость при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Необходимо при прогнозировании показателей разработки исходить из того, что если проницаемость определена по данным исследования на стационарных режимах фильтрации, то она осреднена в объеме от R_c до $R_к$ и по толщине **h**. Если же проницаемость определена по результатам исследования при нестационарных режимах, то она осреднена методически по объему, охватывающему зону в радиусе от некоторого R (несколько метров отдаленного от стенки ствола) до $R_к$ и в пределах толщины пласта **h**. Если сравнить между собой результаты определения проницаемости при стационарном и нестационарном режимах фильтрации, то они всегда будут разными из-за загрязнения призабойной зоны пласта буровым раствором в процессе его вскрытия. Поэтому следует исходить из того, что для проведения работ по интенсификации притока в проекте нужно пользоваться проницаемостью, определенной по результатам стационарных исследований, а для оценки продвижения воды в залежь результатами определения проницаемости при нестационарных режимах фильтрации.

Для численных методов прогнозирования показателей разработки необходимы проницаемости по каждому пропластку в пределах распространения этого пропластка по площади залежи.

Проектировщик обязан при проектировании обратить внимание на два фактора.

1. Влияние снижения давления от пластового до атмосферного на величину проницаемости. При этом следует помнить, что обжим образца и создание для образца искусственно пластовых условий не исключает остаточную деформацию образца и определяемая проницаемость может оказаться не такой, какой она была до отбора керна.
2. Если коллектор является трещинно-пористой средой, то изучаемый образец может оказаться как проницаемым, так и непроницаемым в случае несовпадения направлений трещин и потока газа или жидкости, пропускаемого через образец в лабораторных условиях. Последний зависит от направления изготовления образца.

Одним из главных вопросов геологического материала, используемого при проектировании, является степень изученности продуктивного разреза по величине вертикальной проницаемости, т.е. на предмет анизотропии пласта. От величины параметра анизотропии, т.е. от величины отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной, зависят показатели равномерного или неравномерного истощения отдельных пропластков, подъем газоводяного контакта на месторождениях массивного типа.

Проектировщик в России получает весьма ограниченную информацию о вертикальной проницаемости, что связано прежде всего с существующим регламентом ОАО "Газпром" на исходные данные, представляемые проектировщику, и отсутствием соответствующих знаний у специалистов, подготавливающих подсчет запасов газа и исходные данные для проектирования.

В работе [23] приведен газогидродинамический метод определения вертикальной проницаемости пласта. Основным недостатком этого метода является то, что он позволяет определить осредненную по толщине пласта вертикальную проницаемость. Для качественного прогнозирования показателей разработки многослойных, неоднородных анизотропных пластов численным методом необходимы параметры анизотропии по каждому пропластку.

Таким образом, заблаговременно можно оценить достоверность прогнозных показателей, определенных даже точным численным методом, если проектировщик не располагал относительными фазовыми проницаемостями каждого пропластка, вертикальной проницаемостью каждого пропластка, влияние изменения давления на проницаемости пропластков и т.д.

Проектировщик в Российской Федерации, как правило, получает карту равных проницаемостей в горизонтальном направлении в пределах толщины **h**, определенных в основном методами промысловой геофизики с отдельными точечными значениями проницаемости, полученными по исследованию скважин и по изучению кернового материала.

Применение при проектировании разработки современных вычислительных машин и оргтехники позволяет при наличии соответствующих величин проницаемости построить карты проницаемостей по толщине и по площади залежи. Эти карты являются необходимыми для прогнозирования основных показателей разработки, к которым относятся производительности газовых скважин, расположенных на участках с различными проницаемостями, толщинами пропластков и газонефтеводонасыщенностями.

При изложении текста проекта, посвященного проницаемости пропластков по толщине и по площади, необходимы карты проницаемостей по отдельным пачкам, пропласткам и перемычкам, если таковые имеются. Если проектировщик не располагает информацией о фазовых проницаемостях отдельных пропластков и участков, то он обязан:

– требовать выполнение такой работы за сравнительно короткий срок. В ряде случаев работы по определению фазовых проницаемостей практически невыполнимы в лабораторных условиях из-за невозможности отбора керна из неустойчивых нефтегазосодержащих пород;

– использовать известную в литературных источниках информацию по фазовым проницаемостям, близких к проектируемому месторождению по свойствам пород, по насыщающим флюидам, по термобарическим параметрам пласта и т.д.;
– прогнозировать показатели разработки проектируемого месторождения для различных значений фазовых проницаемостей и параметров анизотропии.

2.6.3. Данные о газоводонасыщенности продуктивного разреза

Газоводонасыщенность газовых месторождений, как правило, в действующих проектах излагается с позиции подсчета запасов газа залежи, и приводятся значения остаточных газо- и водонасыщенностей. Не рассматривается порог подвижности фаз и влияние насыщенности пор газом или водой на фазовые проницаемости до достижения насыщения, необходимой для порога подвижности. В действующих проектах практически ***отсутствует понятие о переходной зоне***.

В этих проектах считается, что в зонах контакта газ-вода пористая среда переходит из одной фазы в другую настолько резко, что отсутствует зона, в которой обе фазы подвижны. При прогнозировании показателей разработки приближенными методами допускается, что вода вторгается в газовую залежь по принципу поршневого вытеснения, и не прогнозируется изменение газоводонасыщенности по фронту продвижения воды как показатель разработки, имеющий существенное значение.

Насыщенности пор газом и водой определяются по данным геофизических исследований и изучением кернового материала, отобранного из продуктивного интервала. Достоверность определения насыщенности пор газом или водой с использованием радиоактивных методов достаточно высокая, однако она не применима для оценки насыщенности пористой среды, если отсутствует скважина.

Отнесение газоводонасыщенности пор к чисто емкостным параметрам, представляющим интерес только для подсчета запасов газа, является глубоко ошибочным. Степень насыщения пор газом и водой и его изменение по толщине, по площади залежи и во времени является основополагающим показателем, от которого зависит производительность скважин по газу и воде, добывные возможности скважин или отдельных участков залежи, устойчивость работы скважин и т.д.

Насыщенность пор фазами зависит от фильтрационных свойств пористой среды, в частности от размеров поровых каналов, от взаимодействия пористой среды с флюидами и поверхностного натяжения флюидов. Фильтрационные свойства пористой среды предопределяют размеры двухфазных зон, величин капиллярных сил и подвижность фаз. Имеющаяся связь между проницаемостью и насыщенностью позволяет определить размеры двухфаз-

ных зон и обосновать необходимость вскрытия пласта скважиной для добычи нефти и газа.

Как правило, в проектах значения насыщенности пор газом и водой представляются в виде таблиц, привязанных к глубине залегания и к отдельным интервалам (пропласткам). В процессе разработки насыщенность газом или водой определяется периодически, путем проведения специальных исследований с целью контроля за текущим положением контакта газ-вода. Интенсивность подъема контактов позволяет прогнозировать изменение дебита газа во времени.

2.6.4. Общие и эффективные толщины газоводонасыщенных пластов

Толщины отдельных пропластков в пределах продуктивного разреза и водоносного бассейна в одинаковой степени важны при определении емкостных параметров и фильтрационных свойств пласта. От величины толщин, имеющих различные пористости, проницаемости и газоводонасыщенности, зависят запасы газа, упругие запасы водоносного бассейна, дебиты скважин, приемистость пласта, опасность полного обводнения, коэффициенты продуктивности и фильтрационного сопротивления и т.д. Толщина пласта в целом и отдельных пропластков, в частности, определяется только методами промысловой геофизики и отчасти путем сплошного отбора керна в пределах продуктивного пласта.

В проектах разработки для качественного прогнозирования показателей разработки должны быть приведены толщины: всего продуктивного разреза, отдельных пропластков многослойной, неоднородной залежи, отличающихся коэффициентами пористости, проницаемости и насыщенности газом, нефтью и водой, непроницаемых и слабопроницаемых перемычек, двухфазных зон, заглинизированных прослоев. Кроме того, должны быть выделены так называемые эффективные толщины, представляющие собой коллектор, аккумулирующий запасы газа, и обеспечивающие приток газа и воды к скважине. Ошибочным является представление о низкопористых и низкопроницаемых толщинах как пустых не участвующих в подсчете запасов залежи и в процессах фильтрации объектов. Такие пропластки в особенности на газовых и газоконденсатных месторождениях представляют собой поставщиков газа на поздней стадии разработки залежи, когда разница в давлениях высоко- и низкопроницаемых пропластков достигает десятки атмосфер. Низкопроницаемые пропластки могут являться экраном для продвижения подошвенной воды в скважины.

Как правило, в геологических материалах проекта приводятся значения общей и эффективной толщин. При этом под эффективной толщиной понимаются толщины, имеющие сравнительно высокие проницаемости. Так, например, практически на всех газовых месторождениях севера Тюменской области, приуроченных к сеноманским отложениям, эффективная толщина примерно на 30% меньше общей газоносной толщины этих месторождений.

При этом указанные 30% толщин принято считать, как пропластки с большой заглинизированностью, хотя ни в одном проекте не отмечено, что эти пропластки являются не экранирующими и потому темпы падения давления над и под этими пропластками не отличаются. В проекте должно быть приведено изменение толщины, а точнее, эффективной толщины пласта по площади структуры. Такие данные могут и должны быть представлены в виде карт равных мощностей пласта. Эти данные должны быть заложены в основу расчетов производительности проектных газовых эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Однако, если в проекте предусмотрено использование горизонтальных скважин, то в проекте должны быть обоснованы как минимум два основных решения.

1. Какой пропласток должен быть вскрыт горизонтальным стволом или каким должен быть профиль ствола, чтобы вскрывать по требуемой длине отдельные пропластки многослойной залежи, исходя из их емкостных и фильтрационных свойств?
2. Как, медленно или интенсивно, будет снижаться дебит горизонтальной скважины, вскрывшей маломощный хорошо проницаемый пропласток, если выше- и нижележащие пропластки затрудняют поступление к забою скважины газа из других сравнительно хорошо проницаемых пропластков?

При изложении материалов, касающихся толщины отдельных пропластков, переходных зон, толщин, вскрываемых эксплуатационными скважинами следует к тексту приложить карты изопахит. Число таких карт по залежи зависит от этажа газоносности. Эти карты могут быть успешно использованы при создании геолого-математической модели месторождения.

Существенное значение с точки зрения взаимодействия пропластков и отдельных блоков при наличии тектонических нарушений имеют величины толщин отдельных высоко- и низкопроницаемых пропластков и общая толщина продуктивного разреза для сравнения ее с амплитудой тектонического нарушения.

2.7. Пластовое давление и температура

Термобарические параметры пласта, т.е. пластовое давление и температура, являются показателями, практически предопределяющими при подсчете запасов газа и процессов добычи, промысловой подготовки и транспорта газа. От величин пластового давления и температуры зависят содержание конденсата в газе, физические и теплофизические свойства газа, конденсата и воды, взаиморастворимость фаз и т.д. При выборе способов разработки залежи и подготовки добываемой продукции на промысле необходимо оценить соответствие имеющегося значения пластового давления, а также температуры к глубине залегания залежи. В проекте должно быть указа-

но изменение давления по площади и по глубине. Величина начального пластового давления является основной для подсчета запасов газа и должна быть определена расчетным путем и проверена с использованием глубинных приборов. Величину пластовой температуры, как правило, определяют максимальным термометром или при проведении геофизических работ в процессе вскрытия продуктивного пласта. По известным величинам начального пластового давления и пластовой температуры должна быть установлена насыщенность или недонасыщенность газоконденсатной смеси или нефти нефтяной оторочки.

2.8. Составы газа и конденсата с указанием содержания сопутствующих компонентов (сероводорода, гелия и т.д.)

Детальная информация о газоконденсатной характеристике месторождения, отчасти прогнозируемая проектировщиком, изложена в работе [7]. Составы газа и конденсата необходимы для: обеспечения надежной эксплуатации скважин, определения способа промысловой подготовки, транспорта, извлечения сопутствующих компонентов и направления потребления добываемой продукции. В материалах по составам газа и конденсата должны быть представлены таблицы с указанием объемного (мольного) или массового содержания компонентов газа, группового и фракционного составов конденсата, наличие в газе и конденсате меркаптанов, коррозионно-агрессивных компонентов, должны быть показаны изменения компонентного состава газа и конденсата по толщине и по площади месторождения. В материалах по составам должны быть указаны возможность смешивания газов и конденсатов отдельных эксплуатационных объектов или залежей, близость физико-химических составов и свойств в этих объектах.

Должно быть определено влагосодержание газа и характер его изменения от давления. В этих же материалах должны быть указаны плотности газа и конденсата при пластовых и стандартных условиях, относительная плотность газа, коэффициент усадки и молекулярная масса конденсата и т.д.

Для прогнозных расчетов проектировщику должна быть представлена фазовая диаграмма газоконденсатной смеси, изотермы конденсации, определенные в соответствии с требованиями инструкции или, если нет возможности для качественных промысловых газоконденсатных исследований, то графическим способом, согласно [7]. В материалах по составам и свойствам газа и конденсата должны быть определены давления насыщения газа тяжелыми компонентами ($C_{5+в}$), давления начала конденсации и максимальной конденсации при пластовой температуре и температуре сепарации газа на установках НТС. Проектировщику должны быть представлены материалы по потерям конденсата в пласте при разработке залежи на истощение и выход конденсата в процессе разработки. Способ определения этих показателей на установке УГК-3 или ее аналогов должен быть дифференциальным.

В проекте должны быть изложены условия отбора проб газа и конденсата, т.е. давление и температура отбора проб, пригодность сосудов для отбора и хранения проб, созданная депрессия на пласт при том режиме работы скважины, при котором производился отбор проб, условия подъема жидких компонентов к устью и другие параметры, связанные с отбором проб. Если условия отбора проб, методы их отбора, сосуды для отбора и хранения проб и методы изучения проб вызывают у проектировщика сомнения, точнее, если перечисленные выше параметры и методы не соответствуют требованиям, предъявленным к исходным данным по составам и свойствам газа и конденсата, то проектировщик вправе потребовать от заказчика проводить эти исследования снова, в соответствии с требованиями инструкции по исследованию на газоконденсатность.

Прилагаемые к этому пункту материалы, кроме табличных данных, должны быть дополнены зависимостями: фазовой диаграммой, выходом и потерей конденсата при $T=T_{пл}$, изотермами конденсаций, изменением $\rho_н$, $\mu_н$ от давления при $T=T_{пл}$ и другими графическими материалами.

2.9. Гидрогеологическая характеристика и режим залежи

Гидрогеологическая характеристика месторождения в совокупности с характеристикой газонасыщенных зон позволяет установить тип залежи, оценить ожидаемый режим залежи; упругие запасы водоносной области, т.е. активность водоносного бассейна в процессе разработки; оценить запасы растворенного газа в воде; достоверно смоделировать месторождение и учесть другие, влияющие на способ разработки месторождения параметры.

В проекте разработки должны быть приведены данные о геометрической форме и размерах водоносного бассейна, емкостные и фильтрационные параметры, давление в водоносной зоне, состав и свойства воды в бассейне. При этом основное внимание должно быть обращено на минерализацию и на кислотность воды, на состав растворенных солей и на условие отложения солей при изменении гидротермобарических параметров, на насыщенность воды газом, на состав растворенного газа, на наличие коррозионно-активных органических кислот в составе воды. Свойства воды: плотность, вязкость, объемный коэффициент и другие параметры должны быть представлены в зависимости от давления и при пластовых и при стандартных условиях. В проекте должна быть представлена карта водоносного бассейна с указанием внешней границы (или внутренней и внешней границы, если месторождение пластового типа). Должны быть материалы о толщине водоносного бассейна и ее изменении в пределах бассейна, указано, каким является внешний контур: замкнутым или с возможностью питания извне.

Должны быть материалы о положении контакта газ–вода. Положение контакта должно быть подтверждено материалами геофизических исследований и опробований поинтервально. При определенных условиях положение

ГВК может быть дополнительно подтверждено и газогидродинамическими исследованиями. В зависимости от пористости и проницаемости пород в зоне контактов должны быть оценены толщины переходных зон газ-вода или газ-нефть. Если контакт имеет не горизонтальную форму или нескольких значений отдельно по каждому эксплуатационному объекту, или по каждому тектоническому блоку, то должны быть подтверждены положения контакта соответствующими измерениями и сравнениями с учетом свойств пористой среды и амплитуд тектонических нарушений. Существенное значение при определении контактов имеет состав пластовой воды. Сравнение этого состава с составами вод из вышележащих горизонтов позволяет исключить возможные ошибки при обосновании глубины залегания контакта.

Очень важным является точное определение начального положения газо-водяного контакта для дальнейшего контроля за его подъемом в процессе разработки. Процесс обводнения залежи прослеживается по комплексу признаков, подтверждающих подвижность контакта, в частности, путем наблюдения за уровнем воды в пьезометрических скважинах, вскрывших только водоносную часть залежи, изменения степени минерализации воды, добываемой эксплуатационными скважинами вместе с газом или нефтью, характером изменения пластовых давлений в газоносной и водоносной зонах, а также путем газогидродинамических расчетов на базе имеющихся параметров пористой среды и флюидов.

2.10. Тип месторождения

Для проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений на основании геолого-геофизических и гидрогеологических информаций должны быть установлены: количество продуктивных пластов (пропластков); характер отдельных залежей, т.е. к какому типу каждый пласт (пропласток) относится – пластовому, массивному и т.д., а также запасы газа и конденсата каждого пласта. На базе детального анализа фильтрационных и емкостных параметров отдельных пластов и межпластовых глинистых (если таковые имеются) перемычек необходимо установить тип залежей. Очень часто значения фильтрационных параметров не позволяют однозначно утверждать или отрицать гидродинамическую связь между пластами и изолирующую способность глинистых перемычек. Кроме того, в большинстве случаев глинистые перемычки с изолирующими или неизолирующими параметрами не прослеживаются по всем скважинам. Поэтому и степень влияния этих перемычек на показатели разработки предсказать становится практически невозможным. Существенное значение имеет соотношение запасов газа отдельных пропластков – пачек при наличии или отсутствии гидродинамической связи между ними. Эти неизвестные вопросы в стадии проектирования разработки должны быть решены или оговорены проектировщиком. Существующие современные программы расчета основ-

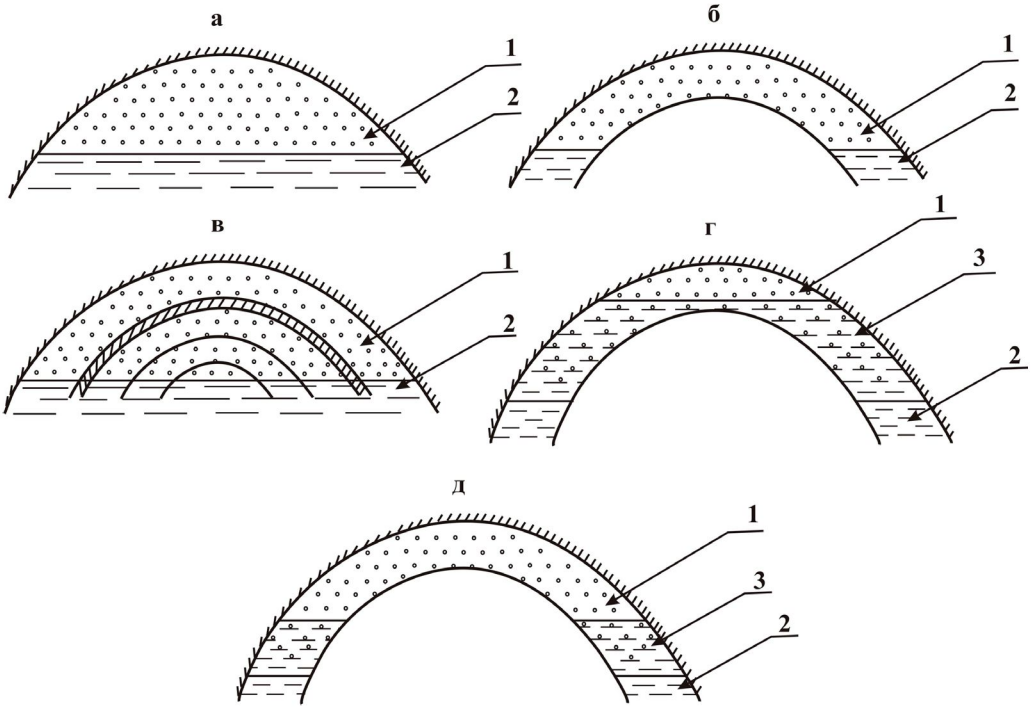

Рисунок 2.3 – Типы газовых, газонефтяных залежей:
а – массивная газовая (газоконденсатная); б – пластовая газовая (газоконденсатная); в – смешенная массивно-пластовая газовая; г – массивная газонефтяная; д – пластовая газонефтяная; 1 – газ; 2 – вода; 3 – нефть

ных показателей разработки должны быть использованы хотя бы для фрагментов отдельных участков залежи для выяснения этих вопросов. Эти программы учитывают любые изменения фильтрационных и емкостных параметров пластов по толщине и по площади и позволяют установить степень связи между пропластками. При известных по каждому пропластку емкостных и фильтрационных параметрах степень их истощения в процессе разработки в результате притока к скважине и перетока в высокопроницаемые пласты позволяет оценить участие каждого из них в разработке и установить опережение и отставание по величинам их пластовых давлений. Обоснование типа залежей зависит не только от геологического строения, но и от степени их участия в разработке. Последний может быть установлен путем использования геолого-математической модели месторождения или хотя бы его фрагментов. Установленный тип залежи позволит правильно прогнозировать вероятные пути передвижения воды, возможное поведение нефтяной оторочки. На **рисунке 2.3 а, б, в, г, д** показаны наиболее часто встречаемые типы газовых и газонефтяных месторождений. Отнесение рассматриваемого месторождения к тому или иному типу практически предопределяет достоверность прогнозируемых показателей. Окончательный вывод о типе зале-

жи является одной из основных проектных задач с использованием программ многомерной и многофазной фильтрации газа и жидкости в неоднородных анизотропных пластах. Использование таких программ снимает трудности в определении типа газонефтяных залежей. В приведенных на **рисунке 2.3 г** и **д** схемах типы не идентичны для различных фаз. В частности, на **рисунке 2.3 г** нефтяная оторочка обуславливает для газа массивный тип залежи, в то же время для нефтяной оторочки залежь относится к пластовому типу. В варианте, показанном на **рисунке 2.3 д**, и по газу и по нефти залежь относится к пластовому типу.

2.11. Система разработки месторождения

Система разработки газовых и газоконденсатных месторождений устанавливается руководителем проекта с учетом геолого-технических особенностей месторождения и технико-экономических показателей вариантов разработки. При выборе системы разработки должны быть учтены:

- соотношение запасов газа и конденсата, нефти (при наличии оторочки), гелия и т.д.;
- изменение составов газа и конденсата по толщине и по площади;
- наличие гидродинамической связи между пластами, независимо от характера изменения составов добываемой продукции;
- тектонические нарушения и их амплитуды. Возможные перетоки углеводородов в процессе разработки через тектонические нарушения;
- неоднородность продуктивных пропластков по толщине и по площади и последовательность их залегания;
- возможность: опережающего продвижения краевой воды; одновременного отбора газообразных и жидких углеводородов; полной и глубокой переработки добываемой продукции; объединения эксплуатационных объектов исходя из совместимости составов и интенсивности истощения отдельных пропластков; “замораживания” одной из фаз при разработке газоконденсатного месторождения; совместной или раздельной переработки на промысле добываемой продукции и возможность их совместной транспортировки при освоении морских месторождений и др.

Под системой разработки газовых и газонефтяных месторождений следует иметь в виду число, расположение и последовательность ввода скважин, их режим эксплуатации по выделенным эксплуатационным объектам, учитывающим перечисленные выше факторы как при разработке залежей на истощение, так и при поддержании пластового давления с использованием отсепарированного газа, воды или полимерных растворов.

Выбор системы предопределяется следующими основными факторами.

1. Совместимостью продукций отдельных пропластков и зон залежи по составу и по давлению (использованию энергии объектов).

2. Коэффициентами извлечения газа, конденсата, нефти, сероводорода и гелия.
3. Направлением использования добываемой продукции.
4. Равномерностью истощения в соответствии с запасами, отборами и обводнения отдельных объектов.

Принятая проектировщиком система разработки может оказаться отличной от системы предполагаемой заказчиком, несмотря на ее экономическую эффективность. Очень часто эффективность выбранной системы разработки связана с двумя основными условиями.

1. Продолжительностью процесса разработки отдельных продуктивных объектов. Особенно это условие относится к газонефтяным месторождениям.
2. Необходимостью бурения дополнительной сетки скважин для одновременного освоения газообразных и жидких углеводородов, если отсутствует возможность разработки единым фильтром.

При выборе системы разработки одним из определяющих факторов является соотношение запасов. В частности, этот фактор приобретает существенное значение для газоконденсатных месторождений с большим содержанием конденсата и его изменения по толщине и по площади. Примером, когда содержание конденсата изменяется по площади и особенно по глубине, является Карачаганакское месторождение. Более существенным этот фактор становится при разработке газонефтяных месторождений. Классическим примером, когда система разработки зависит от соотношения запасов газа, конденсата нефти и гелия является Среднеботуобинское месторождение. Запасы газа, нефти и гелия этого месторождения по действующим мировым ценам сопоставимы. Разработка этого месторождения как газового с одновременным отбором нефти и с извлечением гелия из газа приводит к резкому снижению нефтеотдачи (6÷9% от балансовых запасов нефти при различных вариантах разработки с применением вертикальных скважин). При опережающем отборе нефти с обратной закачкой отсепарированного газа коэффициент нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин составляет 23÷27% от балансовых запасов нефти. Однако при таком варианте отбор и использование газа замораживается на 15÷20 лет. Поддержание пластового давления закачкой воды для одновременного отбора нефти и газа не дает существенных эффектов независимо от объекта закачки (в нефтяную оторочку или газоносную часть), так как закачиваемая вода продвигается в основном по газонасыщенному интервалу и эффект вытеснения нефти существенно снижается.

При выборе системы разработки одними из определяющих факторов являются изменение состава газа, содержание конденсата и нефти. Выше было отмечено, что для Карачаганакского газоконденсатонефтяного месторождения определяющим является изменение содержания конденсата в газе по глубине.

Выбор системы разработки существенно зависит от наличия гидродинамической связи между отдельными продуктивными объектами. При наличии гидродинамической связи объединение продуктивных объектов становится неизбежным независимо от изменения состава газа по разрезу. Однако при прогнозировании показателей разработки необходимо определить степень участия (интенсивность) разработки каждого пропластка, исходя из их пористости, проницаемости, удельных запасов, гидродинамической связи с хорошо проницаемыми пластами и возможного обводнения в результате более быстрого продвижения воды по вышележащему высокопроницаемому пропластку.

Кроме геолого-технической характеристики залежи выбор системы разработки зависит от наличия потребителя на отдельные продукты (на нефть, газ, конденсат, серу и т.д.), от экономических показателей разработки. В проекте должна быть установлена независимо от наличия потребителя или желания заказчика на отдельную продукцию система разработки, обеспечивающая охрану природных ресурсов и рациональное их использование. В противном случае, т.е. при значительных потерях конденсата или нефти и низких коэффициентов извлечения нефти, газа или конденсата, проект может быть отклонен Минприроды и Ростехнадзором.

2.12. Рекомендации по доразведке месторождения

Как правило, при проектировании разработки проектировщик располагает неполной информацией, необходимой для качественного прогнозирования показателей разработки месторождения. В принципе получить полную и достоверную информацию о месторождении практически невозможно хотя бы потому, что на огромной площади газонефтеносности бурится ограниченное число скважин, позволяющих получить точечную информацию о геологической характеристике залежи по каждой скважине. Изменение параметров пористой среды между скважинами и кустами остается неизвестным. Эти изменения в ряде случаев бывают весьма существенными. Обычно при разведке месторождения после разбуривания определенного числа разведочных скважин запасы газа и нефти практически не изменяются, а только незначительно уточняются. Поэтому бурение новых разведочных скважин становится нецелесообразным.

Исходя из этого, часть задач разведочного бурения решается в процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения путем использования данных бурения, исследования и эксплуатации скважин. Однако эксплуатационное бурение не в состоянии решить все проблемы, связанные с доразведкой месторождения, так как эксплуатационные скважины, как правило, размещаются на наиболее продуктивных участках залежи. Для решения проблемы доразведки месторождения проектировщик совместно со специалистами по разведке месторождения составляют и согласовывают програм-

му работ с конкретным назначением, расположением и сроком бурения новых эксплуатационных, разведочных и нагнетательных (если имеется необходимость) скважин. Совокупные результаты этих пробуренных скважин должны дать дополнительную не достающую информацию проектировщику и специалистам по подготовке залежи к разработке. Для решения вопросов доразведки месторождения следует максимально использовать возможности получения информации через наблюдательные и пьезометрические скважины. Пьезометрические скважины должны дать информацию о положении контакта газ-вода, следовательно, о контуре газоносности. В качестве информации для доразведки месторождения может быть использован материал, накопленный в период опытно-промышленной эксплуатации скважин. Этот материал включает в себя данные исследования скважин, параметры, определенные по результатам этих исследований, связь дебита с депрессией, полученной в результате длительной эксплуатации скважин, зависимость изменения давления от отбора газа по отдельным скважинам, кустам и участкам залежи и т.д.

2.13. Методы подсчета и прогноз извлекаемых запасов

Достоверность используемых при проектировании разработки месторождений запасов газа предопределяет точность прогнозируемых показателей и зависит от степени изученности залежи. ***На ранней стадии изученности месторождения запасы газа определяются объемным методом*** по данным ограниченного числа разведочных скважин. В большинстве случаев согласно регламенту по проектированию по этим запасам составляются технико-экономическое обоснование (ТЭО) о целесообразности разработки залежи, “Технологическая схема разработки” месторождения на 1÷3 года, а в ряде случаев проект разработки месторождения. В период ОПЭ бурится дополнительное число разведочных и эксплуатационных скважин, позволяющих доразведовать залежь и подготовить необходимый объем информации для более обоснованного проектирования разработки месторождения. Однако существующие методы подсчета запасов газа, газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений даже по истечении периода опытно-промышленной эксплуатации не позволяют с требуемой точностью определить извлекаемые запасы газа. К наиболее часто встречаемым факторам, влияющим на точность определения запасов газа, относятся: неоднородность залежи по разрезу и по площади; анизотропия пластов, наличие литологических экранов, положение контакта газ-вода, пористость, конфигурация контура газоносности, эффективная газонасыщенная толщина, насыщенность пористой среды газом, водой; порог подвижности флюидов, размеры переходных зон и т.д.

В принципе достаточно высокую точность запасов газа существующими методами можно гарантировать только для высокопористого, высокопрони-

цаемого однородного пласта с известными контуром газоносности и положением газоводяного контакта. Из-за неточности множества параметров, используемых при подсчете запасов газа, на любом газовом и газоконденсатном месторождении подсчет запасов производится неоднократно по мере накопления новых данных, указывающих на неточность принятых в проекте запасов газа.

Основной недостаток подсчета запасов классического объемного метода заключается в том, что при подсчете запасов газа не учитываются фильтрационные параметры и необоснованно исключаются из подсчета запасов низкопористые и низкопроницаемые пропластки. При этом нижний предел пористости принимается без учета реальных возможностей таких пропластков участвовать в процессе истощения залежи. В настоящее время нижний предел пористости и проницаемости пропластков, который не следует включать в подсчет запасов газа объемным методом, не регламентирован. Поэтому при подсчете запасов газа объемным методом разные территориальные геологические управления принимают разные величины нижних пределов низкопористых и низкопроницаемых пропластков. Общеизвестно, что имеются пласты с достаточно высокой пористостью, но с весьма низкой проницаемостью, и наоборот. Поэтому величина пористости при подсчете запасов газа объемным методом не должна быть критерием для подсчета запасов. Критерием скорее может быть проницаемость и ее связь с капиллярными давлениями и порогом подвижностью, в таких случаях для жидких и газовых фаз.

При подсчете запасов газа объемным методом не учитывается возможность подключения в разработку низкопроницаемых пропластков по мере достижения в процессе разработки предельной величины депрессии между истощенными высокопроницаемыми и еще не вступившими в разработку низкопроницаемыми пропластками.

Поэтому одной из основных задач проектировщика при прогнозировании показателей разработки является детальное изучение всех параметров, представленных в материалах по подсчету запасов газа, и учет влияния этих параметров на показатели разработки при проектировании. К этим параметрам относятся: пористость, газоводонасыщенность, толщина газонефтеносных пластов, давление, температура, состав газа, положение ГВК по площади, а также параметры двухфазной зоны и т.д.

На месторождениях, введенных в разработку, кроме объемного метода, используют и метод падения пластового давления, за теоретическую основу которого принято уравнение материального баланса. Этот метод позволяет оценить текущие извлекаемые запасы газа на момент его применения в зоне, вовлеченной в разработку, и в первую очередь высокопроницаемых пропластков. Вовлечение в разработку низкопроницаемых пропластков по этой методике учитывается в неявной форме. Поэтому по методу падения пластового давления определяются запасы газа, в которых

неизвестна степень участия пропластков с различными фильтрационными и емкостными свойствами и время активного включения этих пропластков в разработку. Определяемые методом падения пластового давления запасы в целом зависят от:

– геометрии (размеров) дренируемой зоны;
– фильтрационных и емкостных параметров пропластков;
– параметра анизотропии;
– запасов упругих сил водоносного бассейна;
– степени вторжения подошвенной или контурной вод в газовую залежь;
– темпа отбора газа из месторождения;
– размещения и числа скважин и др.

При подсчете запасов газа методом падения пластового давления осредняется практически только один параметр – пластовое давление по площади, а при значительной толщине залежи и по толщине. На запасы газа по этому методу существенно влияет вторжение воды в залежь, межпластовые перетоки газа и ввод новых скважин или группы скважин в разработку в зоне, уже вовлеченной в разработку.

Метод в одинаковой степени применим для отдельных: скважин, кустов, УКПГ, при условии одновременности по всем скважинам, кустам и УКПГ, измерения давления и отбора газа с последующим суммированием, полученных удельных запасов газа по залежи.

Отмеченные выше недостатки изложенных двух методов подсчета запасов могут быть устранены принципиально новым подходом к оценке запасов газа, каким является использование геолого-математических моделей месторождений или их фрагментов, учитывающих емкостные и ***фильтрационные свойства каждого пропластка*** многослойной неоднородной залежи.

2.13.1. Определение запасов газа объемным методом

Как правило, при прогнозировании показателей разработки газовых месторождений представляются запасы, подсчитанные объемным методом, согласно которому запасы газа определяются по формуле:

$$Q_{зап}=F_г h_г m_г \alpha_г P_{пл.ср} T_{ст}/Z_{ср} P_{ат} T_{пл.ср}, \qquad (2.1)$$

где $F_г$ – площадь газоносности; $h_г$ – газонасыщенная толщина; $m_г$ – газонасыщенная пористость; $\alpha_г$ – газонасыщенность пористой среды; $P_{пл.ср}$ – средневзвешенное пластовое давление; $T_{ст}$ – стартная температура, равная $T_{ст}$=293 К; $Z_{ср}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости газа; $P_{ат}$ – атмосферное давление; $T_{пл.ср}$ – средняя пластовая температура, К.

Для вычисления площади газоносности $F_г$ используют планиметр. Толщины заглинизированных и непроницаемых пропластков при объемном методе подсчета запасов газа исключают из подсчета. Предельно низкие значения пористости и проницаемости таких пропластков в каждом конкретном случае принимаются произвольно. Средневзвешенное пластовое давление

$P_{пл.ср}$ – осредняется по объему. При большом этаже газоносности осреднение должно быть проведено путем разбивки залежи на слои по толщине. Значение $Z_{ср}$ определяется для значений $P_{пл.ср}$ и $T_{пл.ср}$.

Каждый из параметров, входящий в формулу (2.1), определяется с той или иной степенью погрешности, которая зависит прежде всего от изученности месторождения. На стадии разведки месторождения имеет место ограниченное число скважин, вскрывших продуктивный интервал. Отсутствие других возможностей получить информацию обуславливает необходимость принятия параметров, входящих в расчетную формулу, такими для всего месторождения, какими они были установлены по данным ограниченного числа поисково-разведочных скважин. Повышение достоверности емкостных параметров требует увеличения числа разведочных и эксплуатационных скважин. При известном периметре контура газоносности значительное увеличение числа скважин не приводит к росту запасов газа, и дальнейшие разведочные работы становятся нецелесообразными (см. **рисунок 2.4**).

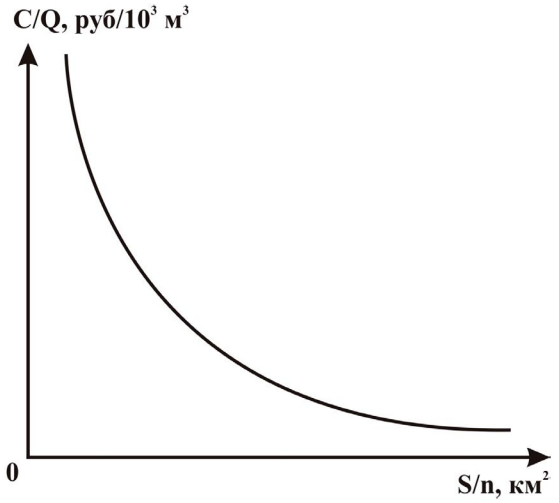

Рисунок 2.4 – Зависимость себестоимости прироста запасов газа на 1000 м³ от средней плотности сетки разведочных скважин

Средние значения подсчетных параметров, входящих в формулу (2.1), определяются из карт: эффективных толщин по площади залежи, пористости, газонасыщенности, изобар и температур.

По таким картам, используя приведенные ниже формулы, определяют подсчетные параметры:

$$h_{ср} = \sum h_i F_i / \sum F_i ;\ m_{ср} = \sum m_i F_i / \sum F_i ;\ m_i = \sum m_i h_i / \sum h_i ;$$
$$\alpha_{ср} = \sum \alpha_i F_i / \sum F_i ; \alpha_i = \sum \alpha_i h_i / \sum h_i ; T_{ср} = \sum T_i F_i / \sum F_i ; \qquad (2.2)$$
$$T_i = T_{кров} + Th/2;\ P_{ср} = \sum \upsilon_i P_{i.пл} / \sum \upsilon_i ,$$

где h_i – толщина i-й площади; F_i – площадь i-го участка; m_i – средняя пористость i-й площади; m_i – пористость i-го пропластка толщиной h_i; α_i – средняя газонасыщенность i-й площади; α_i – газонасыщенность i-го пропластка толщиной h_i; T_i – средняя температура i-й площади. Если вместо $T_{кров}$ известна температура газа у подошвы, то знак плюс в формуле для определения T_i заменяется на знак минус; $P_{i.пл}$ – среднее пластовое давление i-го объема V_i. Значение V_i может быть определено с использованием результатов лабораторных изучений образцов породы, геофизических исследований, а также по результатам газогидродинамических исследований скважин при нестационарных режимах фильтрации. В частности, объем зоны, дренируемой исследуемой скважиной, определяется путем обработки кривых восстановления давления по формуле:

$$V_i = \pi R_{к.i}^2 mh\alpha = 24{,}2 \cdot 10^{-3} Q_{0i} P_{пл.i} T_{пл.i} Z_{пл} / \beta_i \beta_{1i} P_{ат} T_{ст}, \qquad (2.3)$$

где $R_{к.i}$ – радиус контура питания дренируемой i-й скважиной; $mh\alpha$ – комплексный параметр – пористая газонасыщенная толщина; Q_{0i} – дебит i-й скважины перед закрытием для снятия КВД; $P_{пл.i}$ – пластовое давление в зоне расположения исследуемой скважины; $Z_{пл.i}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{пл.i}$ и $T_{пл.i}$; β_i и β_{1i} – коэффициенты, определяемые по результатам обработки кривой восстановления движения в i-й скважине по формулам, полученным для "бесконечного" пласта и конечных размеров.

Величина V_i, определяемая по формуле (2.3), зависит от продолжительности работы скважин перед закрытием для снятия КВД. В принципе, если вся газоносная площадь охвачена дренированием, имеющимися скважинами, то при одновременном снятии КВД и их обработке формулами для конечного и "бесконечного" пластов с последующим суммированием полученных V_i можно определить газонасыщенный объем всей залежи: $V=\Sigma V_i$. Если же дренированием охвачена не вся залежь, то полученные объемы будут соответствовать только дренируемому в данный момент времени объему месторождения.

Для оценки достоверности "$mh\alpha$", определенного по данным лабораторных и геофизических исследований, по КВД определяют не V_i, а "$mh\alpha$", используя при этом формулу (2.3) в следующем виде:

$$(mh\alpha)_i = 7{,}7 \cdot 10^{-3} Q_{0i} P_{пл.i} T_{пл.i} Z_{пл.i} / \beta_i \beta_{1i} R_{k.i}^2 P_{ат} T_{ст}. \qquad (2.4)$$

При известных по отдельным скважинам значениях $(mh\alpha)_i$ можно определить среднюю по всему месторождению величину параметра:

$$(mh\alpha)_{ср} = \Sigma (mh\alpha)_i / n. \qquad (2.5)$$

Зная объем залежи, нетрудно вычислить запасы газа месторождения по формуле:

$$Q_{зап}=VP_{ср.пл.н}T_{ст}/P_{ат}Z_{ср.пл.н}T_{пл}, \quad (2.6)$$

где $P_{ср.пл.н}$ – среднее начальное пластовое давление; $Z_{ср.пл.н}$ – коэффициент сверхсжимаемости при $P_{ср.пл.н}$ и $T_{пл}$.

Полученные по формуле (2.6) *запасы газа иногда называют геологическими.* **Естественно, что в процессе разработки по различным причинам извлекаются не все запасы газа. Поэтому в проекте разработки должна быть рассмотрена величина извлекаемых запасов газа. Используя формулы (2.1) или (2.6), величину извлекаемых запасов газа можно определить по формуле:**

$$Q_{изв}=Fh_{ср}m_{ср}\alpha_{ср}T_{ст}\eta_{к}[P_{ср.пл.н}/Z_{ср.пл.н}-P_{ср\,к}/Z_{ср.к}]/P_{ат}T_{пл}, \quad (2.7)$$

где $P_{ср.к}$ – среднее конечное пластовое давление газа; $Z_{ср.к}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{ср.к}$ и $T_{пл}$. Теоретически величину $P_{ср.к}$ можно принять

$$P_{ср\,к}=P_{у}e^{S}, \quad (2.8)$$

где $P_{у.ст}$=0,1 МПа – статическое устьевое давление, равное 0,1 МПа

$$S=0{,}03415\bar{\rho}H/Z_{ср}T_{ср}, \quad (2.9)$$

H – глубина середины газоносного пласта; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; $\eta_{к}$ – коэффициент газоотдачи, связанный не только с конечным давлением пласта, но и с защемлением, неоднородностью пористой среды по площади и по толщине и т.д. Формула (2.7) является разновидностью уравнения материального баланса, имеющего вид:

$$P_{т}/Z_{т}=P_{н}/Z_{н}-Q_{доб}P_{ат}T_{пл}/VT_{ст}, \quad (2.10)$$

где $P_{т}$, $P_{н}$ – текущее и начальное пластовые давления газа в пласте; $Z_{т}$, $Z_{н}$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа при $P_{т}$, $P_{н}$ и $T_{пл}$ соответственно; V – газонасыщенный объем залежи, дренируемый к данному времени.

2.13.2. Уравнение материального баланса и его использование при определении извлекаемых запасов газа

Как было отмечено ранее, теоретической основой подсчета запасов газа методом падения пластового давления является уравнение материального баланса. Точность определения запасов газа этим методом зависит от режима залежи. Практически идеальную точность запасов газа этим методом можно гарантировать при полном вовлечении в разработку залежи, имеющей газовый режим и однородной по емкостным и фильтрационным параметрам. Как правило, на газовых и газоконденсатных месторождениях имеют место два режима: газовый и упруговодонапорный. В условиях сравнительно интенсивного вторжения воды в газовую залежь точность определения запасов газа снижается из-за отсутствия информации о количестве вторгшейся воды в га-

зовую залежь и изменения давления газа в газовой части залежи. Количество вторгшейся в газовую залежь воды зависит от разности давлений в газоносной и водоносной частях залежи параметров пласта и упругих запасов водоносного бассейна. В начальной стадии разработки разница в давлениях не велика, и поэтому темп падения пластового давления в газовой части близок к темпу газового режима. Поэтому при упруговодонапорном режиме залежи запасы газа методом падения пластового давления определяются по начальному участку графической зависимости $P_{пл.ср}/Z_{ср}$ от $Q_{от}$.

Уравнение материального баланса, используемого в качестве теоретических основ метода падения пластового давления для подсчета запасов газа, имеет вид:

$$P_{ср.т}/Z_{ср.т} = P_{срн}V_{н}/Z_{срн}V_{т} - Q_{от}P_{ат}T_{пл}/T_{ст}V_{т}, \qquad (2.11)$$

где $P_{ср.т}$, $P_{ср.н}$ – текущее и начальное средние пластовые давления; $Z_{ср.т}$, $Z_{ср.н}$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа при $P_{ср.т}$, $P_{ср.н}$ и $T_{пл}$; $V_{н}$, $V_{т}$ – начальный и текущий газонасыщенные объемы залежи. При газовом режиме газоносный объем залежи остается неизменным, т.е.

$$V=V_{н}=V_{т}=\text{const}. \qquad (2.12)$$

Газовый режим имеет место при низких фильтрационных параметрах пористой среды в газоносной зоне, где фильтрация воды затруднена и при ограниченных упругих запасах водоносного бассейна. Искусственно газовый режим залежи можно создать путем сверхвысоких темпов отбора газа из газоносной зоны, когда вторжение воды не успевает за отбором газа.

Введя обозначения: $\overline{P}=P/Z$ и $\alpha=293{,}15V/1{,}033\,T_{пл}$, формулу (2.11) можно представить в виде:

$$\overline{P}_{т} = \overline{P}_{н} - Q_{от}(t)/\alpha. \qquad (2.13)$$

Обрабатывая данные, полученные в процессе разработки месторождения в координатах $\overline{P}_{т}$ от $Q_{от}(t)$, определяют величину α и, зная его значение, вычисляют запасы газа по формуле:

$$Q_{зап}=\alpha\,\overline{P}_{н}. \qquad (2.14)$$

Запасы газа, дренируемые в данный момент времени, могут быть определены и графически, путем экстраполяции прямой (при газовом режиме) зависимости $\overline{P}_{т}$ от $Q_{от}(t)$ до пересечения этой линии с линией абсцисс, как это показано на **рисунке 2.5**.

Значение α можно определить и по методу наименьших квадратов:

$$\alpha=\sum Q_{отi}\Big/\Big[N\overline{P}_{н}-\sum\overline{P}_{тi}\Big]. \qquad (2.15)$$

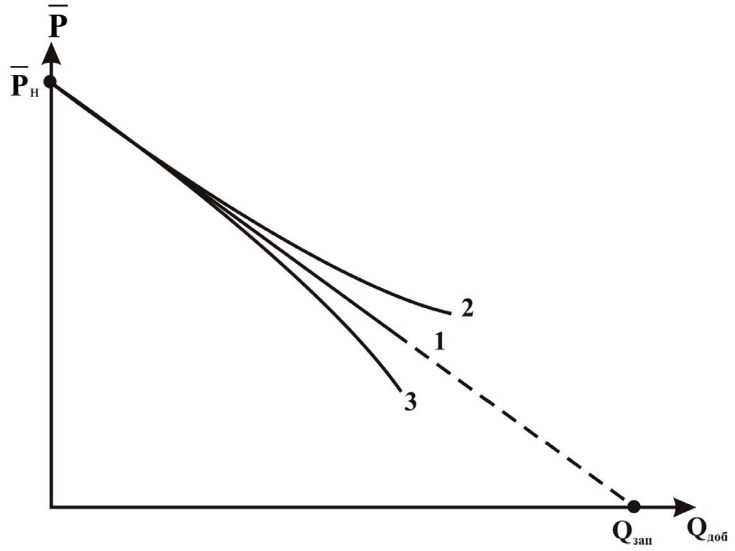

Рисунок 2.5 – Зависимость приведенного давления от суммарного отбора газа: 1 – газовый режим; 2 – упруговодонапорный режим; 3 – переток газа в пласте с низким давлением или изменение объема дренируемой зоны

Тогда вместо формулы (2.14) получим:

$$Q_{зап} = \overline{P}_{сри} Q_{от}(t) \Big/ \left[\overline{P}_{сри} - \overline{P}_{срт}\right] \text{ или } Q_{зап} = Q_{от}(t) \Big/ \left[1 - \overline{P}_{срт} / \overline{P}_{сри}\right]. \qquad (2.16)$$

Существенное значение при определении запасов газа методом падения пластового давления имеет определение среднего значения текущего давления, приведенного к единой дате.

Для удельных площадей с одинаковыми размерами среднее текущее давление может быть определено по формуле:

$$P_{срт} = \sum P_{ті} m_i h_i F_i \alpha_i \Big/ \sum m_i h_i F_i \alpha_i \,. \qquad (2.17)$$

Приведенные выше формулы получены для месторождения в целом или эксплуатационного объекта залежи, если месторождение многообъектное. Однако этот метод можно использовать как для отдельных скважин, кустов, так и для отдельных зон, дренируемых скважинами, подключенными в одну УКПГ. При этом для каждого из перечисленных объектов (скважина, куст, УКПГ) должны быть построены зависимости $P_{ті}/Z_{ті}$ от $Q_{оті}$. Если подсчет запасов газа осуществляется по отдельным объектам, то необходимо соблюдать следующие условия:

- суммировать запасы газа, полученные для отдельных групп скважин, подключенных в различные УКПГ, для отдельных кустов или отдельных скважин;
- привести подсчет запасов газа по всем этим группам, кустам или скважинам к единой дате.

2.13.3. Приближенный учет продвижения воды в газовую залежь при подсчете запасов газа методом падения пластового давления и упруговодонапорном режиме залежи

Оценка запасов газа, разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождений перед составлением уточненного проекта разработки является одной из основных задач проектировщика. Одним из определяющих факторов при оценке запасов газа методом падения пластового давления должен быть учет влияния вторжения воды в газовую залежь на характеры изменения во времени объема газонасыщенной зоны и текущего пластового давления. Поводом для такой оценки запасов газа могут быть объемы водоносного бассейна, фильтрационные параметры газоносных пластов, пластовое давление и т.д. Вторжение воды в газовую залежь может быть установлено по нескольким признакам: снижение уровня воды в пьезометрических скважинах, увеличение минерализации воды, выносимой газом, искривление зависимости P/Z от $Q_{ст}$ и т.д. Однако на практике достаточно часто встречаются случаи, когда характер изменения зависимости P/Z от $Q_{ст}$ остается линейным (см. кривую 2 на **рисунке 2.5**) несмотря на то, что вода в газовую залежь вторгается. Следовательно, линейная зависимость между P/Z от $Q_{ст}$ имеет место не только при газовом режиме. Так, например, в многослойных неоднородных газовых и газоконденсатных залежах из-за взаимодействия между пропластками и подошвенной или контурной вод возможен случай, когда характер зависимости между падением давления и отбором газа из месторождения может оказаться как при газовом режиме, и наоборот.

В любом случае, при упруговодонапорном режиме, кроме названных выше признаков проявления упруговодонапорного режима, в проекте должно быть оценено количество вторгшейся в залежь подошвенной или краевой воды. Затем это количество должно быть сопоставлено с объемом, занятым газом, и установлено влияние вторжения воды в залежь на величину пластового давления в газоносной зоне.

Уравнение материального баланса при упруговодонапорном режиме залежи имеет вид:

$$\frac{P_{ср.т}}{Z_{ср.т}} = \frac{P_{ср.н}}{Z_{ср.н}} \cdot \frac{V_н}{V_т} - \frac{Q_{от} P_{ат} T_{пл}}{V_т T_{ст}}, \qquad (2.18)$$

где $V_н$ – начальный газонасыщенный объем залежи; $V_т$ – текущий газонасыщенный объем залежи, частично занятой водой, величина которого определяется по формуле:

$$V_т = V_н - Q_в(t), \qquad (2.19)$$

где $Q_в(t)$ – объем вторгшейся в газовую залежь воды за время разработки от нуля до t. С учетом (2.19) уравнение материального баланса при упруговодонапорном режиме примет вид:

$$\frac{P_{ср.т}}{Z_{ср.т}}=\frac{P_{ср.н}}{Z_{ср.н}\left[1-Q_{в}(t)/V_{н}\right]}-\frac{Q_{от}P_{ат}T_{цл}}{T_{ст}\left[1-Q_{в}(t)/V_{н}\right]}. \qquad (2.20)$$

Количество вторгшейся воды за время t в газовую залежь $Q_в(t)$ может быть определено приближенными и численными методами. Следует подчеркнуть, что как приближенные, так и численные при расчете количества вторгшейся воды в газовую залежь допускают поршневое вытеснение газа водой, хотя в реальных условиях такое вытеснение практически невозможно из-за неоднородности пористой среды. Формально неполнота вытеснения газа водой может быть учтено путем введения в формулу начальной и текущей газонасыщенности:

$$\frac{P_{ср.т}V_{н}\alpha_{ср.н}}{Z_{ср.н}}=\frac{P_{ср.т}V_{т}\alpha_{ср.т}}{Z_{ср.т}}-\frac{Q_{от}P_{ат}T_{цл}}{T_{ст}}+\alpha_{ср.ос}\frac{P_{ср.вт}\left(V_{н}-V_{т}\right)}{Z_{ср.вт}}, \qquad (2.21)$$

где $\alpha_{ср\ н}$, $\alpha_{ср\ н}$ – средняя начальная и текущая газонасыщенности газовой залежи; $P_{ср\ вт}$ – среднее давление в обводненной части газовой залежи; $\alpha_{ср.ос}$ – отношение защемленного объема газа к объему порового пространства обводненной части пласта. При практических расчетах в ряде случаев можно принять $P_{ср\ т}=P_{ср\ вт}$, и тогда формула (2.21) примет вид:

$$\frac{P_{ср.т}}{Z_{ср.н}}=\frac{P_{ср.н}\alpha_{ср.н}V_{н}/Z_{ср.н}-P_{ат}Q_{от}T_{нл}/T_{ст}}{Z_{ср.т}V_{т}+\alpha_{ср.ос}\left(V_{н}-V_{т}\right)}, \qquad (2.22)$$

где

$$\alpha_{ср.т}V_{т}=\alpha_{ср}\left[V_{н}-Q(t)/\left(\alpha_{ср.т}-\alpha_{ср.от}\right)\right], \qquad (2.23)$$

$\alpha_{ср}$ – средняя по объему газонасыщенность, определяемая по формуле:

$$\alpha_{ср}=\frac{1}{V}\int_{0}^{V_{н}}\alpha d\upsilon. \qquad (2.24)$$

Один из приближенных методов определения объема вторгшейся воды в залежь пластового типа, схематично показанный на **рисунке 2.6**, изложен в работе [7].

Согласно этой методике допускается, что газовая залежь пластового типа расположена в центре водонапорного бассейна “бесконечной” протяженностью. В основу этой методики залежи заложен принцип притока жидкости к укрупненной скважине (газовая залежь принимается за укрупненную водяную скважину с некоторым средним пластовым давлением залежи, принимаемым как забойное давление для водоносного бассейна).

Порядок расчета количества вторгшейся воды в залежь $Q_в(t)$ следующий.

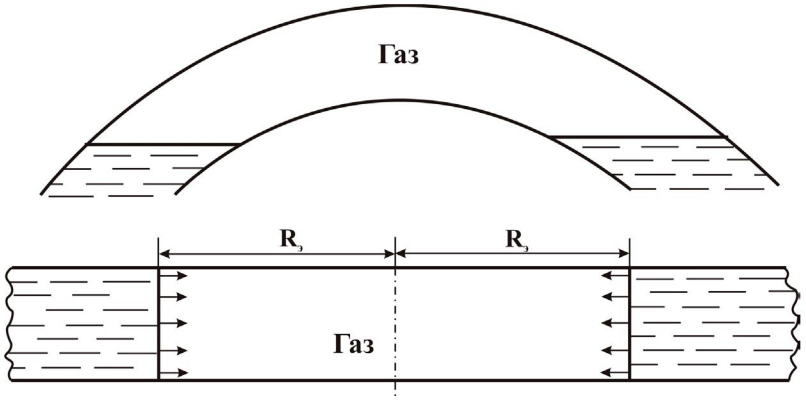

Рисунок 2.6 – Схема продвижения воды в газовую залежь пластового типа

Газовая залежь представляется в форме "укрупненной" водяной скважины, радиус которой определяется по известной площади газоносной зоны F:

$$F = \pi R_э^2, \tag{2.25}$$

где $R_э$ – радиус эквивалентного круга с площадью, равной площади газоносной зоны, но не круглой формы. Если возмущение, вызванное разработкой газовой залежи за рассматриваемый период времени, не достигает внешней границы водоносного бассейна, то водоносный пласт принимается бесконечным по протяженности, что позволяет при решении задачи принимать давление на контуре водоносного бассейна постоянной величиной. Кроме того, считается, что укрупненная скважина с радиусом $R_э$ эксплуатируется с постоянным во времени перепадом давления $\Delta P = P_н - P_з$. Здесь $P_н$ – начальное давление в водоносном пласте, а $P_з$ – забойное давление на стенке "укрупненной" водяной скважины (средневзвешенное пластовое давление в газоносной зоне).

Требуется определить зависимость изменения во времени суммарного количества воды, вторгшейся в газовую залежь $Q_в(t)$. Эта зависимость имеет вид:

$$Q_{в.сум}(t) = 2\pi k_в h R_э^2 \Delta P \overline{Q}(f_0) / \mu_в k, \tag{2.26}$$

где $k_в$ – средняя для водоносного пласта проницаемость; h – средняя толщина водоносного пласта; $\mu_в$ – динамическая вязкость воды; k – средний для водоносного пласта коэффициент пьезопроводности, определяемый по формуле:

$$k = k_в / m \mu_в \beta, \tag{2.27}$$

$\beta = \beta_в + \beta_п / m$; $\beta_в$, $\beta_п$ – коэффициенты объемной упругости пластовой воды и пористой среды; $\overline{Q}(f_0)$ – безразмерная функция, зависящая от параметра Фурье f_0, где

$$f_0 = k\,t / R_э^2. \qquad (2.28)$$

Функция $\overline{Q}\,(f_0)$ имеет различные зависимости, диктуемые граничными условиями. Для расчета $Q_д(t)$ по формуле (2.26) составлена таблица для функции $\overline{Q}\,(f_0)$, значение которой приведено ниже (см. **таблицу 2.1**).

Таблица 2.1

Значения функции $\overline{Q}(f_0)$ от параметра Фурье f_0

№ п.п.	Значения функции $\overline{Q}(f_0)$ и f_0											
	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$
1	0,01	0,112	10	7,417	700	216,0	$70\cdot10^3$	$12{,}7\cdot10^3$	$6000\cdot10^3$	$776\cdot10^3$	$1000\cdot10^6$	$972\cdot10^5$
2	0,10	0,404	20	12,29	1000	293,1	$100\cdot10^3$	$17{,}6\cdot10^3$	$7000\cdot10^3$	$896\cdot10^3$	$3\cdot10^9$	$277\cdot10^6$
3	0,20	0,606	30	16,81	2000	532,0	$200\cdot10^3$	$33{,}1\cdot10^3$	$10\cdot10^6$	$125\cdot10^4$	$5\cdot10^9$	$451\cdot10^6$
4	0,30	0,758	50	24,82	3000	759,0	$300\cdot10^3$	$48{,}2\cdot10^3$	$20\cdot10^6$	$239\cdot10^4$	$10\cdot10^9$	$875\cdot10^6$
5	0,50	1,020	70	32,28	5000	1190	$500\cdot10^3$	$76{,}9\cdot10^3$	$30\cdot10^6$	$352\cdot10^4$	$50\cdot10^9$	$409\cdot10^7$
6	1,00	1,570	100	43,01	7000	1600	$700\cdot10^3$	$103\cdot10^3$	$50\cdot10^6$	$569\cdot10^4$	$100\cdot10^9$	$795\cdot10^7$
7	2,00	2,442	200	75,86	$10\cdot10^3$	2190	$1000\cdot10^3$	$146\cdot10^3$	$70\cdot10^6$	$782\cdot10^4$	$500\cdot10^9$	$375\cdot10^8$
8	3,00	3,209	300	105,8	$20\cdot10^3$	4080	$2000\cdot10^3$	$278\cdot10^3$	$100\cdot10^6$	$109\cdot10^5$	$1000\cdot10^9$	$728\cdot10^8$
9	5,00	4,541	500	162,4	$30\cdot10^3$	5890	$3000\cdot10^3$	$406\cdot10^3$	$300\cdot10^6$	$310\cdot10^5$	$2000\cdot10^9$	$142\cdot10^9$
10	7,00	5,749	600	189,7	$50\cdot10^3$	9340	$5000\cdot10^3$	$654\cdot10^3$	$500\cdot10^6$	$503\cdot10^5$		

Для получения расчетной формулы одним из условий было постоянство перепада давления ΔP=const. Для достижения поставленной цели используется метод суперпозиции. Задается характер изменения забойного (среднего пластового давления газовой залежи) давления на стенке укрупненной скважины. Изменение пластового давления в газовой залежи зависит от количества вторгшейся в нее воды, что и осложняет возможность сравнительно точно задаться средним пластовым давлением. Эту трудность можно устранять методом последовательных приближений. В первом приближении допускается, что давление в залежи изменяется так, как оно изменялось бы при газовом режиме.

Тогда изменение во времени пластового давления газовой залежи (забойного давления на стенке укрупненной водяной скважины) можно представить в виде:

$$P_{ср.т} = \frac{P_{ср.н} Z\left(P_{ср.т}\right)}{Z\left(P_{ср.н}\right)} - \frac{P_{ат} Q_{доб}(t) Z\left(P_{ср.т}\right) T_{пл}}{T_{ст} V_н}. \qquad (2.29)$$

Используя исходные данные $P_{ср.н}$, $T_{пл}$, $T_{ст}$, $V_н$, рассчитывая $Z(P_{ср.т})$ по известным фактическим или заданным суммарным отбором газа $Q_{доб}(t)$, соответствующих различным периодам по продолжительности разработки вре-

мени, строят зависимости $P_{ср.т}$ от t, имеющей вид показанной на **рисунке 2.7**. Из этой зависимости нужно находить значения ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2...ΔP_{n-1}. Затем по принципу суперпозиции суммарное количество воды, поступающей в залежь к моменту времени t, будет определяться по формуле:

$$Q_{в.сум}(t)=\frac{2\pi k_в h R_э^2}{\mu_в k}\left[\Delta P_0 \overline{Q}(f_0)+\Delta P_1 \overline{Q}(f_0-f_{01})+\right.$$
$$\left.+\Delta P_2 \overline{Q}(f_0-f_{02})+...+\Delta P_{n-1} \overline{Q}(f_0-f_{0n-1})\right]k. \qquad (2.30)$$

При этом перепады давления ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. определяют приток воды в газовую залежь за промежутки времени t, $t-t_1$, $t-t_2$ и т.д. Значения функции Фурье f_0 определяются по формулам:

$$f_0=k\,t/R_э^2\,;\ f_0-f_{01}=k(t-t_1)/R_э^2\,;\ f_0-f_{02}=k(t-t_1)/R_э^2\,;$$
$$f_0-f_{0n-1}=k(t-t_{n-1})/R_э^2=k\,\Delta t/R_э^2\,. \qquad (2.31)$$

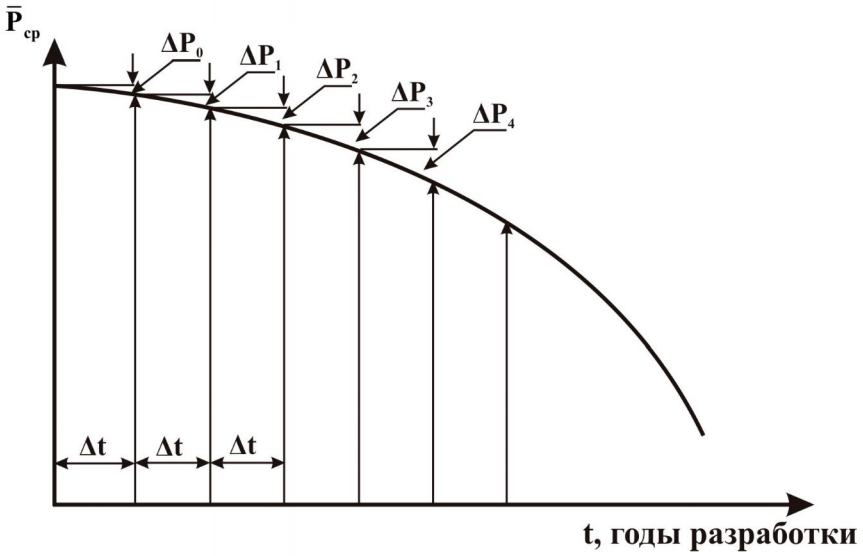

Рисунок 2.7 – Изменение средневзвешенного пластового давления в процессе разработки

По известным значениям функций Фурье из **таблицы 2.1** находят $\overline{Q}(f_0)$.

Далее по формуле (2.30) вычисляют величину $Q_{в.сум}(t)$. Рассчитанный таким образом $Q_{в.сум}(t)$ для различных отрезков времени затем используется для определения изменения давления газовой залежи из уравнения:

$$P_{ср\,т}=\frac{Z(P_{ср.т})}{\alpha_{ср}V_н-Q_{в.сум}(t)}\left[\frac{\alpha_{ср}P_{ср.н}V_н}{Z(P_{ср.н})}-\frac{P_{ат}Q_{доб}(t)T_{пл}}{T_{ст}}\right]. \qquad (2.32)$$

Полученное из уравнения (2.32) давление будет иметь завышенное значение по сравнению с давлением, определяемым по формуле (2.29), так как приток воды в газовую залежь согласно формуле (2.19) снижает газонасыщенный объем $V_в$. Это связано с тем, что при принятом характере изменения среднего давления залежи по газовому режиму разница между контурным давлением водоносной зоны и средним давлением газовой залежи (забойным давлением водяной укрупненной скважины) превышает истинное значение перепада, получаемого при упруговодонапорном режиме. Вследствие этого получается, что количество воды, рассчитанное по формуле (2.30), завышено. Для уточнения пластового давления в газовой залежи и более точного определения $Q_{в\ свм}(f)$ проводятся расчеты со вторым приближением. Для чего строится зависимость между $P_{ср\,т}$ полученной по формуле (2.32), и t. Далее эта зависимость разбивается на элементы, равные по времени Δt (как правило, величину шага по времени Δt принимают 0,5 или 1,0 год). Затем снова находят значения ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. По известным ΔP_i и Δt и по формуле (2.30) снова вычисляют $Q_{в.сум}(t)$. Новые значения $Q_{в.сум}(t)$, полученные во втором приближении, используются в уравнении (2.32) для вычисления $P_{ср.т}$. Новая зависимость $P_{ср.т}$ от t оказывается, как правило, выше аналогичной зависимости полученной при первом приближении.

Таким образом, для определения количества вторгшейся в газовую залежь воды $Q_{в.сум}(t)$ необходимо задаваться зависимостью $P_{ср.т}$ от t, сначала хотя бы при газовом режиме.

Таблица 2.2

Значения функции $\overline{P}(f_0)$ от параметра Фурье f_0

№ п.п.	Значения функции $\overline{P}(f_0)$ и f_0											
	f_0	$\overline{P}(f_0)$	f_0	$\overline{P}(f_0)$	f_0	$\overline{P}(f_0)$	f_0	$\overline{P}(f_0)$	f_0	$\overline{P}(f_0)$	f_0	$\overline{P}(f_0)$
1	0,01	0,112	0,50	0,616	2,50	1,101	10	1,651	70	2,550	400	3,406
2	0,05	0,229	0,60	0,659	3,00	1,169	15	1,829	80	2,615	500	3,516
3	0,10	0,315	0,70	0,702	4,00	1,275	20	1,960	90	2,672	600	3,608
4	0,15	0,376	0,80	0,735	5,00	1,362	25	2,067	100	2,733	700	3,684
5	0,20	0,424	0,90	0,772	6,00	1,436	30	2,147	150	2,921	800	3,750
6	0,25	0,469	1,00	0,802	7,00	1,500	40	2,282	200	3,064	900	3,809
7	0,30	0,503	1,50	0,927	8,00	1,556	50	2,388	250	3,173	1000	3,860
8	0,40	0,504	2,00	1,020	9,00	1,604	60	2,476	300	3,263		

В принципе для нахождения среднего текущего давления в газовой залежи можно задаваться объемом воды $Q_{в.сум}(t)$ от t. Тогда при заданном $Q_{в.сум}(t)$ во времени уравнение для определения $P_{ср.т}$ будет иметь вид:

$$P_{ср\,т}(R_э)=P_{ср\,н}-\frac{Q_в\mu_в B}{2\pi k_в h}\overline{P}(f_0), \qquad (2.33)$$

где В – объемный коэффициент воды; $\overline{P}(f_o)$ – функция, имеющая вид аналогичной функции $\overline{Q}(f_0)$ с той лишь разницей, что функции Бесселя будут первого и второго рода и первого порядка. Значения функции $\overline{P}(f_0)$, так же как и $\overline{Q}(f_0)$, табулированы Ван-Эвердингеном и Херстом (см. **таблице 2.2**). Однако эти расчеты в данном учебном пособии не приводятся, так как изложенный выше метод $P_{ср.т}$ от t более реалистичен, чем задания $Q_{в.сум}(t)$ от t.

2.13.4. Метод использования геолого-математических моделей для подсчета извлекаемых запасов газа

Метод использования геолого-математических моделей газовых, газоконденсатных месторождений для определения запасов газа разработан в работе З.С. Алиева и др. [41]. Возникновение метода связано с неточностью имеющихся к настоящему времени методов: объемного и падения пластового давления, не учитывающих фильтрационные свойства газоносных пластов при подсчете запасов газа. Неучет фильтрационных свойств, особенно низкопористых и низкопроницаемых, пропластков, имеющихся на любом месторождении, приводит к неоднократному пересчету запасов газа в процессе разработки и, как правило, к приросту запасов и к перепроектированию или корректировке проекта разработки из-за неточности использованных запасов газа при предыдущем проекте.

Теоретической основой нового метода подсчета запасов газа является система уравнений нестационарной, многофазной, трехмерной фильтрации в неоднородной многослойной анизотропной пористой среде газа, конденсата (на газоконденсатных месторождениях), нефти на газонефтяных месторождениях и воды, (подошвенной или контурной) с учетом гравитационных и капиллярных сил, изменения свойств флюидов и пористой среды от давления, взаиморастворимости флюидов и других факторов в залежах массивного и пластового типов.

Новый метод в отличие от метода падения пластового давления и объемного метода требует более детальной информации о пористой среде и насыщающих ее флюидах. В отличие от имеющихся методов новый метод подсчета запасов газа не использует осредненные параметры и требует полной информации о емкостных и фильтрационных параметрах по каждому пропластку независимо от размеров пропластка. При наличии необходимой информации запасы, определенные этим методом, могут быть абсолютно точными по каждому пропластку во времени степени их участия в разработке к данному моменту времени.

2.13.5. Теоретические основы метода использования геолого-математического моделирования залежи для подсчета запасов газа

Целесообразность дифференцированного подсчета запасов газа каждого пропластка, включая и низкопористые и низкопроницаемые коллекторы, может быть оправдана тогда, когда эти запасы участвуют в разработке залежи. Возможность участия в разработке запасов газа низкопроницаемых пропластков не может быть установлена на стадии разведки залежи, когда запасы газа определяются объемным методом. Хотя на этой стадии, используя результаты геофизических исследований и детальной интерпретации этих результатов, можно установить емкостные параметры всего разреза с точностью до десятых долей метров толщины, т.е. определить пористость, газонасыщенность, проницаемость и толщину каждого пропластка. По этим данным можно оценить запасы каждого пропластка независимо от их проницаемости. Далее использовать вычисленные значения этих параметров, создать геолого-математическую модель залежи или ее фрагментов с соответствующими параметрами на различных участках газоносной площади, с последующим суммированием полученных результатов. При создании геолого-математических моделей важное значение имеют: последовательность залегания высоко– и низкопроницаемых пропластков; наличие гидродинамической связи между пропластками; величина вертикальной проницаемости – параметра анизотропии; наличие тектонических нарушений; порог подвижности газа и жидкости в высоко- и низкопроницаемых пропластках; активность подошвенной и краевой вод; количество растворенного газа в воде (нефти при наличии оторочки); темп отбора газа из высокопроницаемых пропластков; вскрытие этих пропластков и др.

Теоретической основой такого способа определения запасов газа является использование теории трехмерной, многофазной нестационарной фильтрации в неоднородной по толщине и по площади залежи с учетом параметра анизотропии, капиллярных и гравитационных сил, изменения свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов от давления, фазовых переходов и т.д.

Такая научная основа требует решения системы уравнений, описывающих изотермическую (возможно, и неизотермическую) фильтрацию многокомпонентной, многофазной смеси в пористой среде, имеющей вид:

$$\operatorname{div}\left[k'\sum\frac{k_\alpha\rho_\alpha\ell_\alpha^k}{\mu_\alpha}\left(\operatorname{grad}P_\alpha-\rho_\alpha g\cdot\operatorname{grad}\bar{z}\right)\right]-m'\frac{\partial}{\partial t}\sum\left[m_\alpha\rho_\alpha\ell_\alpha^k s_\alpha\right]-\sum Q_\alpha^k=0\,,\quad(2.34)$$

где k – число компонентов, k=1,2,3..., k.

Система (2.34) пополняется следующими соотношениями:

$$\sum_{k'}\ell_\alpha^\kappa=1;\ \sum_\alpha s_\alpha=1;\ P_\alpha-P_\beta=P_c^{\alpha-\beta}\left(s_\alpha\right),\qquad(2.35)$$

α – число фаз; если система состоит из трех компонентов, т.е. k=3, и из трех фаз, т.е. α=3, то получим:

$$\rho_\alpha=\rho(P_\alpha);\ \ell^{\kappa}_{\alpha}=\ell(P_\alpha);\ \mu_\alpha=\mu(P_\alpha);\ m_\alpha=m(P_\alpha);\ k_1=k(s_1);$$

$$k_2=k(s_2, s_3);\ k_3=k(s_3);\ P_1-P_2=P^{C}_{1,2}(s_1);\ P_2-P_3=P^{C}_{2,3}(s_3) \qquad (2.36)$$

и начальные и граничные условия проектируемого месторождения.

В уравнениях (2.34) и (2.35) k' и m' – соответственно проницаемости и пористости пласта в точке с координатами X, Y, Z; P_α, ρ_α, μ_α, s_α, ℓ_α – соответственно давление, плотность, относительная фазовая проницаемость, вязкость, насыщенность и для k-го компонента в α-й фазе.

Детально метод геолого-математического моделирования нефтяных и газовых месторождений изложен в **главе 7**.

2.13.6. Требования к исходным данным для подсчета запасов газа различными методами

Подсчет запасов газа, как было указано выше, производится тремя методами: объемным, методом падения пластового давления и путем создания геолого-математических моделей. Первые два метода в отличие от метода геолого-математического моделирования не требуют исходных данных, связанных с фильтрационными параметрами пропластков, и ограничиваются только емкостными параметрами. В частности, при подсчете запасов газа объемным методом необходимы:

- площадь газоносности, что связано с положением газоводяного контакта и типом залежи; при наличии нефтяной оторочки положения газоводяного контакта заменяется газонефтяным контактом. Причем по этому методу наличие переходной зоны, как правило, не рассматривается;
- толщина залежи с вычетом неэффективных глинистых, сильно водонасыщенных пропластков;
- газонасыщенность продуктивных пластов;
- пористость с произвольным исключением из подсчета запасов газа низкопористых пропластков;
- пластовое давление по месторождению и пластовая температура;
- коэффициент сверхсжимаемости газа при осредненных пластовом давлении и температуре с учетом состава газа.

Перечисленные выше параметры, как правило, осредняются по объему исходя из имеющихся результатов лабораторных, геофизических, газогидродинамических и газоконденсатных исследований образцов пористой среды, газа, газоконденсатной смеси, нефти и воды, а также термобарических параметров пласта и скважин. На начальной стадии изучения месторождения основным источником информации являются результаты геофизиче-

ских методов исследования в имеющихся поисковых и разведочных скважинах, результаты лабораторных изучений кернового материала из этих скважин и опробования продуктивного интервала "снизу вверх". По объему информации, требуемого для объемного метода видно, что погрешности в определяемых величинах запасов газа заложены в основу метода.

При подсчете запасов газа методом падения пластового давления необходимы:

- ***Пластовое давление по месторождению на различные даты, осредненное по объему дренируемой зоны.*** В качестве зоны дренирования могут быть использованы зоны, охваченные одной скважиной, одним кустом, также зоны УКПГ или отдельные участки разрабатываемой залежи в зависимости от их времени ввода в разработку. Но во всех перечисленных случаях обязательной является одновременность проведения замеров давлений и отборов на каждом из объектов подсчета запасов.
- ***Отборы газа из зон дренирования.*** Для условно замкнутой зоны дренирования между падением пластового давления и отбором газа согласно уравнению материального баланса существует линейная связь. Нарушение такого характера связи между давлением и отбором может быть в результате притока или оттока из рассматриваемой зоны газа и воды в процессе разработки, а также в результате фазовых переходов в неучтенные при построении зависимости P/Z от $Q_{доб}$. При использовании метода падения пластового давления не требуются как в объемном методе: площадь газоносности, пористость, газонасыщенность, газоносная толщина и т.д. В неявном виде при подсчете запасов газа этим методом участвуют фильтрационные параметры, хотя получаемая на поверхности информация не позволяет определить степень участия отдельных пропластков и остается неизвестным, какой из них и насколько истощен к данному моменту времени. По имеющейся зависимости между P/Z от $Q_{доб}$ оцениваются текущие извлекаемые запасы, хотя позднее вследствие внутрипластовых и внутризонных перетоков эта зависимость может отклониться как в сторону снижения, так и в сторону повышения темпа падения пластового давления, изменяя при этом ожидаемый объем извлекаемых запасов газа.

Таким образом, используя традиционные методы подсчета запасов газа, проектировщик может только оценить достоверность подсчета запасов газа, представленных ему в качестве известного исходного материала. В проекте должны быть обязательно проверены представленные запасы с применением геолого-математических моделей.

Исходные данные, необходимые при подсчете запасов газа с использованием геолого-математических моделей

При подсчете запасов газа с использованием геолого-математических моделей требуются:

– структурная карта продуктивного пласта по кровле и подошве;
– отметки газоводяного (газонефтяного при наличии оторочки) в начале разработки и текущие, если подсчет запасов производится в процессе разработки залежи;
– карты равных значений проницаемости, пористости и песчанистости. При отсутствии таких карт необходимы осредненные значения этих параметров по залежи в целом, по отдельным ее участкам, по отдельным скважинам, а лучше всего по отдельным пропласткам независимо от толщины этих пропластков. Если подсчет запасов газа проводится в процессе разработки, т.е. тогда когда на месторождении пробурены значительное число скважин, желательно иметь эти данные по каждой скважине и по каждому пропластку;
– данные о соотношении вертикальной и горизонтальной проницаемостей по отдельным пропласткам, в особенности по низкопроницаемым пропласткам;
– начальное пластовое давление и температуры по каждой скважине и по каждому пропластку;
– начальное распределение газонефтенасыщенности в газовой и нефтяной зонах залежи;
– толщины переходных зон между газовой и нефтяной, а также нефтяной и водяной частями залежей или же зависимости капиллярного давления от насыщенностей;
– кривые фазовых проницаемостей для газа, нефти и воды. Если таких экспериментальных данных не имеется, то необходима хотя бы информация о характерных значениях газонефтеводонасыщенностей;
– значение коэффициента упругости пористой среды;
– минералогический состав коллекторов;
– детальная неоднородность продуктивного пласта по толщине, последовательность залегания пропластков и геометрия их распространения;
– неоднородность залежи по площади. Выдержанность отдельных пропластков по скважинам или хотя бы по зонам;
– подтвержденность параметров пропластков по результатам лабораторных изучений керна, промыслово-геофизических и газогидродинамических исследований скважин;
– устойчивость продуктивного интервала по пропласткам к разрушению и деформации при различных депрессиях на пласт, точнее при различных градиентах давления;
– тепловые свойства газа, нефти, воды, продуктивных пластов и окружающей ствол скважины среды;
– наличие тектонических нарушений и амплитуда этих нарушений. Связь продуктивных пропластков через тектонические нарушения;
– угол падения продуктивного пласта, тип залежей: массивный или пластовый;

– размеры водоносного бассейна, информация о питании водоносной зоны;
– плотности газа, нефти, конденсата и воды в пластовых и стандартных условиях;
– компонентный состав газа, нефти, конденсата и воды;
– минерализация пластовых вод;
– давление насыщения нефти и воды газом;
– влагосодержание газа, его зависимость от давления;
– давление начала конденсации;
– зависимости плотности, вязкости, коэффициента сверхсжимаемости газа и его теплофизических свойств от пластового давления;
– зависимости объемных факторов нефти и воды от давления;
– зависимости растворимости газа в нефти и воде от давления;
– содержание конденсата в газе и его изменение в зависимости от давления;
– расположение эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических и нагнетательных скважин на площади газоносности;
– интервалы вскрытия пластов скважинами;
– динамика отбора газа, конденсата и воды и закачки сухого газа и воды по скважинам;
– динамика пластовых давлений по каждой скважине;
– накопленная добыча газа, конденсата и воды по отдельным скважинам;
– коэффициенты продуктивности скважин по каждому пропластку;
– тип и конструкции эксплуатационных и нагнетательных скважин (с вертикальными и горизонтальными стволами);
– интервалы закачки, приемистости отдельных интервалов и наличие гидродинамической связи между пропластками;
– способ эксплуатации скважин;
– применяемые методы интенсификации;
– коэффициент эксплуатации скважин;
– текущие состояния скважин, находящихся в эксплуатации, в ожидании ремонта, обводненные, низкодебитные и т.д.
– результаты исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации;
– запасы газа, конденсата по категориям для сопоставления величин запасов с запасами по новой технологии;
– данные об изменении давления в пласте в газоносной и водоносной частях залежи;
– контроль за характером изменения основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений в целом и по мере возможности по пропласткам;
– критерии технологических режимов эксплуатации скважин, обоснование режимов работы и продолжительности выбранного режима;
– режим залежи в целом и ее отдельных объектов.

Необходимый объем исходных данных при подсчете запасов газа с использованием геолого-математических моделей зависит прежде всего от стадии освоенности газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. В случае если месторождение не начато разработкой, то отпадет ряд пунктов, связанных с отбором газа, конденсата и воды, изменения пластового давления по зонам, коэффициентом извлечения, накопленной добычей флюидов, текущим состоянием скважин, способом их эксплуатации, динамикой отбора и т.д.

Перечисленные данные в большинстве своем используются для воссоздания истории разработки залежи и проверки достоверности созданной модели. Следует особо отметить, что часть исходных данных, необходимых для подсчета запасов газа с помощью геолого-математических моделей, как правило, не определяются вследствие сложившихся традиций, связанных с подсчетом запасов объемным методом или методом падения пластового давления. Среди перечисленных необходимых параметров, требуемых методом геолого-математического моделирования, имеются такие, которые практически не поддаются определению. Так, например, в газовых залежах, состоящих из неустойчивых или слабоустойчивых коллекторов, практически невозможно определить параметр устойчивости, фазовые проницаемости и т.д. Поэтому значительное число параметров для подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моделей может быть определено методом экспертных оценок на базе имеющихся многочисленных литературных данных, полученных путем обобщения этих данных по искомому параметру или же путем оценки запасов газа для определенного разумного диапазона изменений параметров, не изученных для данной залежи по различным причинам.

2.13.7. Технология подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моделей залежей массивного и пластового типов

Особенность подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моделей заключается в том, что:

- при моделировании используются все данные, получаемые различными методами исследования скважин, образцов породы и насыщающих пористой среды флюидов независимо от их абсолютной величины;
- затем созданная модель разрабатывается и только в процессе разработки в зависимости от емкостных и фильтрационных свойств на разной стадии разработки включаются отдельные пропластки и, следовательно, происходит изменение величины извлекаемых запасов.

В принципе если используемые исходные данные: пористость, толщины, газонасыщенности, давления и температуры, составы газа, положения ГВК и т.д. принимать в качестве информации, то можно объемным методом определить геологические (балансовые) запасы газа. Однако по этим запасам не-

возможно оценить, какие из этих запасов и когда будут участвовать, и вообще будут ли все они участвовать в разработке. Иными словами, знания геологических запасов недостаточно, чтобы предсказать те запасы, которые будут извлечены в процессе разработки.

В качестве примера рассматривается фрагмент залежи с равномерным размещением вертикальных скважин с расстоянием между ними 1500 м. Толщина залежи равна 72 м и состоит из 6-ти пропластков по 12 м и из 70-метрового водоносного пласта. Последовательность залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков задается по-разному с целью выяснения влияния фильтрационных свойств на степень участия пропластков в процессе отбора газа из месторождения. Отбор газа осуществляется из четырех верхних пропластков, независимо от их последовательности залегания. Проницаемость высокопроницаемых пропластков принята $k=0,5$ мкм^2, $k=0,25$ мкм^2, а низкопроницаемых $k=0,001$ мкм^2. Пористости высокопроницаемых газоносных пропластков и водонасыщенной зоны приняты $m=0,2$, а пористости низкопроницаемых были $m=0,2$ или $m=0,04$. При изучении влияния величины запасов газа высокопроницаемых пропластков на степень истощения низкопроницаемых были рассмотрены варианты расчета, когда пористости высокопроницаемых пропластков также принимались $m=0,04$.

Существенное значение при проектировании имеет определение степени участия в разработке низкопроницаемых пропластков при наличии гидродинамической связи между пропластками. Проведенные исследования показали, что при параметре анизотропии $æ=k_в/k_г=0,1\div0,01$ процесс истощения происходит повсеместно из всех пропластков. Поэтому в приведенных в этом разделе примерах величина параметра анизотропии колебалась $0,01\le æ\le0,0001$. Газонасыщенность газоносной части залежи принята $S_г=0,8$, а остаточная газонасыщенность в водоносной зоне залежи $S_{го}=0,08$. Водонасыщенность водоносной зоны принята $S_в=0,92$, а остаточная $S_{во}=0,2$.

Фазовые проницаемости (порог подвижности) для газа равны при $S_г\le0,1$, а для воды $S_в\le0,25$. Максимальная фазовая проницаемость достигается при $S_г\ge0,88$ для газа и при $S_в\ge0,94$ для воды.

Пластовое давление у кровли пласта принято $P_{пл.в}=11,2$ МПа и увеличивается до подошвы водоносной зоны согласно закону гравитации. Пластовая температура принята равной $T_{пл}=40\ ^0$C. Сетка модели по координатам X и Y состоит из 5-ти узлов с размерами 10, 50, 150, 240 и 300 м, а по оси Z из 7-ми узлов с размерами 12, 12, 12, 12, 12, 12 и 70 метров.

Запасы свободного газа каждого газоносного пропластка были определены объемным методом с учетом толщины, пористости, наклона пластов, газонасыщенности, площади фрагмента, равной $F=750\cdot750=56,25\cdot10^4$ м^2, пластового давления каждого пропластка, пластовой температуры и коэффициента сверхсжимаемости для этих давлений и температур, а также состава пластового газа.

Запасы газа на модели фрагмента в газонасыщенных пропластках определены по формуле:

$$Q_{из}=\left[\sum_{i}^{M}\sum_{j}^{N}\sum_{к}^{L}\rho_{ijk\,пл}S_{ijk}m_{ijk}\Delta X_{ijk}\Delta Y_{ijk}\Delta Z_{ijk}\right]\Big/\rho_{ст}\,, \qquad (2.37)$$

где $Q_{из}$ – начальные запасы газа в газонасыщенных пропластках; $\rho_{ijk\,пл}$ – плотность газа в пластовых условиях в ячейке ijk; $[\Delta X, \Delta Y, \Delta Z]_{ijk}$ – размеры ячейки ijk по координатным осям; $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях. Суммирование ячеек проводится в газонасыщенной зоне пласта выше газоводяного контакта.

Кроме запасов газонасыщенной зоны в общий баланс запасов входят также запасы газа, растворенного в воде, и запасы остаточного в водонасыщенной зоне, т.е. ниже контакта газ-вода. Поэтому суммарные запасы газа в рассматриваемом фрагменте будут определяться по формуле:

$$Q_{зс}=Q_{из}+Q_{рз}+Q_{ос.з}\,, \qquad (2.38)$$

где $Q_{рз}$ – запасы газа, растворенного в воде, которые определяются по формуле:

$$Q_{р.з}=Q_{в}\cdot\Gamma\,, \qquad (2.39)$$

$Q_{в}$ – объем воды в водоносном пласте. Для созданной модели фрагмента $Q_{в}=7{,}11\cdot10^{6}$ м^3; Г – газовый фактор – объем растворенного в воде газа. При условиях рассматриваемого пример, т.е. при $P_{пл}=11{,}2$ МПа, газовый фактор равен Г=1,18 м^3/м^3. Тогда запасы растворенного газа будут:

$$Q_{р.з}=7{,}11\cdot10^{6}\cdot1{,}18=8{,}4\cdot10^{6}\text{м}^3.$$

Приведенное выше пластовое давление отнесено к кровле газоносной части пласта. К подошве газоносной зоны $P_{пл}$ доходит до 12,0 МПа.

Величина $Q_{ос.з}$ – остаточного неподвижного газа в водонасыщенной зоне – определяется исходя из величины газонасыщения водоносного пласта. С учетом того, что $S_{го}=0{,}08$, и пластового давления остаточные запасы газа определены в размере $Q_{ос.з}=89{,}0\cdot10^{6}$ м^3. Однако в процессе истощения залежи эти запасы не участвуют, так как в исходных уравнениях порог подвижности газа выше остаточного газонасыщения и равен $S_{г}>10\%$. Поэтому в процессе истощения участвуют запасы свободного газа газоносной зоны, равные $Q_{рз}=845{,}31\cdot10^{6}$ м^3, и запасы растворенного газа $Q_{рз}=8{,}4\cdot10^{6}$ м^3. При допущении линейной зависимости между количеством дегазированного из пластовой воды газа и пластовым давлением и сроком разработки 20 лет ежегодно вместе со свободным газом добывается $Q_{рз.об}=Q_{рз}/20=8{,}4\cdot10^{6}/20=0{,}42\cdot10^{6}$ м^3. По сравнению со свободным газом, добываемым ежегодно около (параметры отборов приведены в **таблицах 2.3** и **2.4**) 40 млн. кубических метров, добыча растворенного газа составляет около 1%.

Таблица 2.3

№№ п.п.	$\frac{k_{гор}}{k_{вер}}$	Пористость пропластков *m*, доли ед.	Проницаемость пропластков k, мкм^2 (номер пропластка)	$Q_{пач}$, тыс.м^3/сут по пропласткам (k=1÷4)	$P_{пач}$, МПа	$Q_{зап}$, млн.м^3	$\beta_г^{20}$, %	Примечание
Наклонный пласт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$V01_н$	100	$m_к$=0,2 (к=1÷7)	$k_к$=0,5 (к=1,4,7) $k_к$=0,001 (к=2,5) $k_к$=0,25 (к=3,6)	1 – 100 2 – 0,2 3 – 50 4 – 100 $\Sigma Q_к$=250,2	0,246	789,71	95,67	с подтоком воды
$V02_н$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	87,78	–//–
$V03_н$	100	$m_к$=0,2 (к=1,3,4,6,7) $m_к$=0,4(к=2,5)	–//–	–//–	–//–	564,02	$\beta_г^{19}$ =99,23	–//–
$V04_н$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	95,53	–//–
$V05_н$	100	$m_к$=0,2 (к=1÷7)	$k_к$=0,5 (к=1,4,7) $k_к$=0,001 (к=2,5) $k_к$=0,05 (к=3,6)	1 – 100 2 – 0,2 3 – 10 4 –100 $\Sigma Q_к$=210,2	–//–	789,71	88,92	–//–
$V06_н$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	80,07	–//–

Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$V07_{ц}$	100	$m_к$=0,2 (к=1,3,4,6,7) $m_к$=0,04(к=2,5)	$k_к$=0,5 (к=1,4,7) $k_к$=0,001 (к=2,5) $k_к$=0,05 (к=3,6)	–//–	–//–	564,02	$\beta_г^{18}$=93,09	–//–
$V08_{ц}$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	91,55	–//–
$V09_{ц}$	100	$m_к$=0,2 (к=1÷7)	$k_к$=0,25(к=1,4) $k_к$=0,001 (к=2,5) $k_к$=0,5 (к=3,6,7)	1 – 50 2 – 0,2 3 – 100 4 – 50 $\Sigma Q_д$=200,2	–//–	789,71	93,18	–//–
$V10_{ц}$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	86,79	–//–
$V11_{ц}$	100	$m_к$=0,2 (к=1÷7)	$k_к$=0,5 (к=1,4,7) $k_к$=0,001 (к=2,5) $k_к$=0,25 (к=3,6)	1 – 100 2 – 0,2 3 – 50 4 – 100 $\Sigma Q_д$=250,2	–//–	–//–	96,73	без подтока воды
$V12_{ц}$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	87,52	–//–
$V13_{ц}$	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	86,75	толщина водоносной части пласта равна 35 м
$V14_{ц}$	10^4	–//–	$k_к$=0,5 (к=1,7)	1-200	–//–	789,71	47,67	с подтоком воды, толщина

	(к=2,4)		$K_к$=0,001 (к=2,4) $k_к$=0,1 (к=3) $k_к$=0,25 (к=2,5)	2-0,4 3-40 4-40 $\sum Q_к$=240,4				водоносной части пласта равна 70 м
$V01_г$	100	$m_к$=0,2 (к=1÷7)	$k_к$=0,5 (к=1,4,7) $k_к$=0,001 (к=2,5) $k_к$=0,25 (к=3,6)	1 –100 2 – 0,2 3 – 50 4 – 100 $\sum Q_к$=250,2	0,246	845,31	93,99	с подтоком воды
$V02_г$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	85,45	–//–
$V03_г$	100	$m_к$=0,2 (к=1,3,4,6,7) $m_к$=0,4(к=2,5)	–//–	–//–	–//–	619,89	$\beta_г^{17}$=96,59	–//–
$V04_г$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	94,18	–//–
$V05_г$	100	$m_к$=0,04(к=1,4) $m_к$=0,2 (к=2,3,5,6,7)	–//–	–//–	–//–	620,15	$\beta_г^{16}$=95,59	–//–
$V06_г$	1000	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	88,68	–//–
$V07_г$	–//–	$m_к$=0,04(к=1,3) $m_к$=0,2 (к=2,4,5,6,7)	$k_к$=0,5 (к=1,3,7) $k_к$=0,001 (к=2,5) $k_к$=0,25 (к=4,6)	1 –100 2 – 0,2 3 – 100 4 – 50 $\sum Q_к$=250,2	–//–	620,27	88,39	–//–

Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$V08_г$	–//–	$m_к$=0,04(к=1,2) $m_к$=0,2 (к=3,4,5,6,7)	$k_к$=0,5 (к=1,2,7) $k_к$=0,001 (к=3,5) $k_к$=0,25 (к=4,6)	1 –100 2 – 100 $\Sigma Q_к$=200	–//–	620,40	70,63	–//–
$V10_г$	1000 (к=1,3,4,5, 6,7) 10^4 (к=2,5)	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	59,59	–//–
$V11_г$	–//– 10^4 (к=5)	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	62,20	–//–
$V12_г$	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	$\beta_г^{11}$ =60,27	–//–
$V13_г$	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	–//–	$\beta_г^{14}$ =89,55	–//–
$V14_г$	–//– 10^4 (к=2,4)	–//–	$k_к$=0,5 (к=1,7) $k_к$=0,001 (к=2,4) $k_к$=0,1 (к=3) $k_к$=0,25 (к=2,5)	–//–	–//–	845,31	44,50	с подтоком воды , толщина водоносной части пласта равна 70 м

Поэтому в **таблицах 2.3** и **2.4** приведены только запасы свободного газа и коэффициенты газоотдачи определены путем отнесения добытого количества газа (в том числе и растворенного в воде) к запасам свободного газа. Это привело к увеличению коэффициента газоотдачи 0,5÷1,0%. Приведенные в таблицах коэффициенты достигнуты за 20 лет разработки залежи. Если в этих таблицах над коэффициентом газоотдачи β указаны числа, например: β^{18}·β^{19} и т.д., то это означает, что данный коэффициент достигнут после 18 или 19 лет разработки залежи.

Все приведенные параметры относятся к залежи массивного типа, т.е. к горизонтальному пласту, представленному фрагментом из 6-ти газоносных пропластков и одного пропластка водоносного толщиной 70 м или 35 м (в варианте 13н).

В вариантах с наклонными пластами часть газоносной зоны оказывается в водоносной, т.е. ниже ГВК. В рассматриваемом примере ниже газоводяного контакта оказалось ячейка 6-го газоносного пропластка. Поэтому запасы свободного газа оказались меньше, чем запасы горизонтального пласта и равны:

$$Q_{и.з.н}=789{,}71\cdot10^{6}\ м^{3},$$

а запасы растворенного в воде газа незначительно увеличились и оказались равными $Q_{рз.н}=8{,}9\cdot10^{6}$ м^3. Общие запасы свободного и растворенного в воде газов на модели фрагмента наклонного пласта оказались:

$$Q_{зс}=Q_{изн}+Q_{рзн}=789{,}71\cdot10^{6}+8{,}9\cdot10^{6}=798{,}61\cdot10^{6}\ м^{3}.$$

Для наклонных пластов коэффициенты газоотдачи, приведенные в **таблице 2.3**, также определены как отношение добытого газа к запасам свободного газа, т.е.

$$\beta = Q_{доб}/Q_{н.з.н.}\ . \qquad (2.40)$$

Таким образом, в процессе истощения участвуют для горизонтальных (массивного типа) залежей запасы $Q_{зс}=853{,}71\cdot10^{6}$ м^3, а для наклонных $Q_{зс}=798{,}61\cdot10^{6}$ м^3 газа.

Все изменения, происходящие с запасами, приведенными в **таблицах 2.3** и **2.4**, связаны с изменениями пористости высоко- или низкопроницаемых пропластков.

Результаты расчетов запасов газа с использованием геолого-математических моделей приведены в **таблицах 2.3** и **2.4**, где индексы “н” и “г” соответствуют модели наклонного и горизонтального пластов. Между этими вариантами имеется весьма существенная разница, связанная с вопросом обводнения, т.е. характером продвижения воды в газовую залежь в процессе ее истощения как краевая или подошвенная. Этим фактором предопределяется интенсивность вторжения воды в газовую залежь по высокопроницаемым пропласткам. Для наклонных пластов с пропластками, имеющими прони-

цаемости k=0,5; k=0,25 и k=001 мкм^2, интенсивность обводнения будет существенно отличаться от обводнения залежи подошвенной водой.

Коэффициент анизотропии в таблицах представлен в виде $1/k=\frac{k_{гор}}{k_{вер}}$, где $k_{гор}$ и $k_{вер}$ – горизонтальная и вертикальная проницаемости.

Индекс, снизу обозначенный буквой "к" при коэффициентах пористости m и проницаемости k, относится к номеру пропластка, исчисляемого сверху. Так, например, если в **таблицах 2.3** и **2.4** обозначено $m_к$=0,2 (к=1, 3, 4, 6 и 7) и $m_к$=0,04 (к=2; 5). Это означает, что пропластки (слои) 1, 3, 4, 6 и 7 имеют пористость 0,2, а пропластки 2 и 5 пористость 0,04. Если в этих таблицах обозначено, что $k_к$=0,5(к=1, 4, 7); $k_к$=0,25 (к=3 и 6) и $k_к$=0,001 мкм^2 (к=2 и 5), то это означает, что сверху вниз 1-й, 4-й и 7-й пропластки имеют проницаемость 0,5 мкм^2; пропластки 3 и 6 имеют проницаемость 0,25 мкм^2, а пропластки 2 и 5 0,001 мкм^2.

В графе "дебит скважины Q" в тыс. м^3/сут. приведены начальные значения четверти дебита по вскрытым пропласткам. Так, например, V-01$_п$ в **таблице 2.3** в графе с дебитом приведенные числа 1–100; 2–02; 3–50 и 4–100 означают, что из четверти дренируемой скважиной зоны вскрыты четыре пропластка 1÷4 и дебит из ¼ первого пропластка составляет Q_1=100 тыс. м^3/сут., из второго Q_2 тыс. м^3/сут (проницаемость этого пропластка k_2=0,001 мкм^2), из третьего Q_3=50 тыс.м^3/сут, а из четвертого Q_4=100 тыс. м^3/сут. Суммарный дебит из четверти зоны дренирования из четырех вскрытых пропластков с проницаемостями соответственно 0,5; 0,001; 0,25 и 0,5 мкм^2 составляет $\Sigma Q_к$=250,2 тыс. м^3/сут.

В графе "запасы газа" приведены запасы фрагмента горизонтального (массивная залежь) и наклонного (пластовая залежь), которые обозначены соответственно V-01$_г$÷V-14$_г$ и V-01$_н$÷V-14$_н$. Как было отмечено, изменение запасов связаны с умышленным снижением запасов высоко- и низкопроницаемых пропластков путем уменьшения пористости m в 5 раз, т.е. от m=0,2 до m=0,04.

В графе β^{20} – коэффициента газоотдачи приведены его значения за 20 лет разработки для различных вариантов.

В последних графах **таблиц 2.3** и **2.4** приведена характеристика водоносного бассейна. Приведенные в этой графе условия: "без подтока воды" или с "подтоком воды" означают, что в процессе истощения залежи контур водоносности не подпитывается или подпитывается внешней водоносной частью бассейна. Результаты расчетов выдаются в виде распечаток, включающих в себя:

– время моделирования, т.е. продолжительность работы залежи, к концу которой установились данные, приведенные: по давлению, насыщенности, разности давлений и т.д., а также продолжительность разработки с начала;

– шаг по времени;
– сетка пластовых давлений является одним из основных параметров, получаемых при подсчете запасов газа;
– сетка разности давлений показывает разницу между начальным пластовым давлением каждого пропластка и текущим к концу расчетного времени;
– сетки насыщенностей печатаются для трех фаз: газ, нефть и вода;
– забойные давления по вскрытым скважиной пропласткам с учетом гравитационных сил и потерь давления при движении газа в пределах интервала вскрытия;
– дебиты газа, нефти и воды по пропласткам и суммарные по всем слоям, а также накопленные отборы по фазам из каждого пропластка и суммарно из фрагмента;
– текущие запасы газа и отборы. В случае необходимости закачки сухого газа и воды в пласт также объемы закачиваемых агентов;
– средневзвешенные пластовые давления в газо- и водонасыщенных зонах;
– среднесуточные за год дебиты газа и конденсата, годовые отборы и нарастающие отборы с начала разработки фрагмента залежи; текущие ежегодные коэффициенты газоотдачи и средневзвешенные пластовые давления по годам.

Приведенный выше перечень данных, получаемых с помощью геолого-математических моделей, невозможно получить любым другим методом. Этот метод является не только методом для оценки степени участия каждого пропластка в разработке в процессе неравномерного высоко и низкопроницаемых пропластков, но и методом, совмещающим задачи определения запасов газа и прогнозирования показателей разработки многослойных неоднородных пластов. Поэтому этот метод должен быть обязательным для использования проектировщиком.

Полученные данные должны быть проанализированы для каждого месторождения или фрагментов из проектируемого месторождения. При этом должны быть рассмотрены влияния на прогнозируемые показатели следующих факторов:

– параметра анизотропии $æ=k_в/k_г$;
– запасов газа высоко- и низкопроницаемых пропластков в разрезе;
– последовательности залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков;
– вскрытия пропластков скважиной;
– темпа отбора газа из месторождения (фрагмента);
– размеров водоносного бассейна и количества растворенного в воде и в нефти, при наличии нефтяной оторочки, газа;
– толщины низкопроницаемых пропластков;
– угла падения пластов и др.

А. Из проведенных исследований следует, что при проектировании необходимо исходить из того, что:

1. При параметре анизотропии $k \geq 0{,}01$ практически все пропластки с проницаемостями $0{,}001 \leq k \leq 0{,}5$ мкм^2 истощаются синхронно с одинаковым темпом, а при прочих одинаковых условиях и ухудшении вертикальной проницаемости в 10 раз ($k=0{,}001$) извлекаемые за 20 лет разработки запасы газа снижаются на 8,5%. При снижении запасов низкопроницаемых пропластков конечные коэффициенты газоотдачи снижаются на 2,3%. Отставание в величинах коэффициенты газоотдачи при снижении запасов высокопроницаемых пропластков может доходить до 13%. Если параметр анизотропии равен $k=0{,}0001$ мкм^2, то пропласток практически не истощается и поэтому в разработке участвуют только вскрытые 1-й и 3-й пропластки. Пятый пропласток выполняет роль непроницаемой перегородки и 6-й практически не участвует в разработке, хотя проницаемость его равна $k_6=0{,}25$ мкм^2. С одинаковыми значениями параметра анизотропии коэффициент извлечения из горизонтальных пластов ниже, чем из наклонных пластов.
2. Степень истощения низкопроницаемых пропластков существенно зависит от параметра анизотропии при $æ \leq 0{,}001$. При этом абсолютная величина горизонтальной проницаемости является определяющей. При низкой горизонтальной проницаемости параметр анизотропии даже при $æ \approx 0{,}01$ может оказать существенное влияние на истощение низкопроницаемых коллекторов и этот фактор должен быть учтен при проектировании. Влияние параметра анизотропии при принятых емкостных и фильтрационных параметрах пропластков оценивается не только коэффициентом газоотдачи, но и перепадом давления между высоко- и низкопроницаемыми пропластками.
3. При параметре анизотропии $æ=0{,}0001$ переток из низкопроницаемых в высокопроницаемые пропластки практически прекращается.

В. Большой практический интерес для проектирования разработки представляет соотношение запасов высоко- и низкопроницаемых пропластков при одинаковых параметрах анизотропии. Из проведенных расчетов следует, что при снижении запасов низкопроницаемых пропластков и $æ=0{,}01$ коэффициент извлечения растет более интенсивно, так как основная доля запасов приходится на долю высокопроницаемых пропластков. Ухудшение параметра анизотропии в 10 раз, т.е. при $æ=0{,}001$, коэффициент газоотдачи повышается на 8,6%, если запасы газа низкопроницаемых пропластков снижены в 5 раз по сравнению с запасами высокопроницаемых пропластков.

С. Влияние последовательности залегания на степень истощения каждого пропластка сильно зависит от параметра анизотропии и вскрытия пропластков скважиной. При низких параметрах анизотропии текущий коэффициент газоотдачи зависит от вскрытия пропластков и продолжительности отбора газа из месторождения.

D. Темп отбора из месторождения: низкопроницаемые пропластки в первое время не успевают участвовать в разработке и поэтому коэффициент извлечения соответствует только запасам высокопроницаемых пропластков.

E. Размеры водоносного бассейна не существенно влияют на коэффициент газоотдачи и увеличивают газоотдачу примерно на 1%.

Полученные выше закономерности показаны на **рисунках 2.8÷2.10**. Среди этих зависимостей наиболее информативными являются зависимости между падением давления и отбором газа для различных параметров пропластков и разностью давлений $\Delta P_i = P_{н.i} - P_{т.i}$ в зависимости от отбора газа. На **рисунке 2.8** показана зависимость пластового давления от отбора газа для горизонтального пласта. Из характера изменения давления в зависимости от отбора нетрудно установить величину текущих извлекаемых запасов. Из **рисунка 2.8** четко виден характер изменения давления в зависимости от включения в разработку низкопроницаемых пропластков, что приводит к росту запасов газа.

Перепады давления между первым и вторым пропластками сначала резко растут, что связано с интенсивным истощением первого пласта, сравнительно стабилизируются (см. **рисунок 2.8** варианты $V\text{-}01_н \div V\text{-}11_н$). Только при вариантах $V\text{-}02_н$, $V\text{-}06_н$, $V\text{-}10_н$, $V\text{-}12_н$ и $V\text{-}13_н$ после образования перепада 0,6÷1,0 МПа начинаются интенсивные перетоки и первоначальные перепады начинают уменьшаться.

На **рисунке 2.9** показан перепад давления между 5-м и 4-м пропластками при вариантах $V11_н$ и $V13_н$.

В процессе истощения горизонтального пласта характер изменения перепадов по вариантам между четвертым и пятым пропластками остается таким же, как и у наклонных пластов. На **рисунке 2.10** показаны перепады давления между первым и вторым пропластками по вариантам $V09_н$, $V10_н$ и $V11_н$ и $V13_н$. Из этого рисунка видно, что после достижения некоторого максимального перепада давления по вариантам $V09_н$ и $V10_н$ происходит снижение перепада из-за увеличения интенсивности перетока газа и тогда происходит темп снижения давления в высокопроницаемых пропластках. Наличие сведения о величинах пластового давления не только по отдельным пропласткам, но по каждой ячейке по координатам x и y позволяет в любой момент времени предсказать степень их участия в разработке и назвать величины остаточных запасов в них. ***Это и является главным достоинством использования геолого-математических моделей для подсчета запасов газа с учетом влияния на величину запасов различных геолого-гидродинамических факторов. Это преимущество нового метода делает его практически незаменимым при подсчете запасов при прогнозировании основных показателей разработки.***

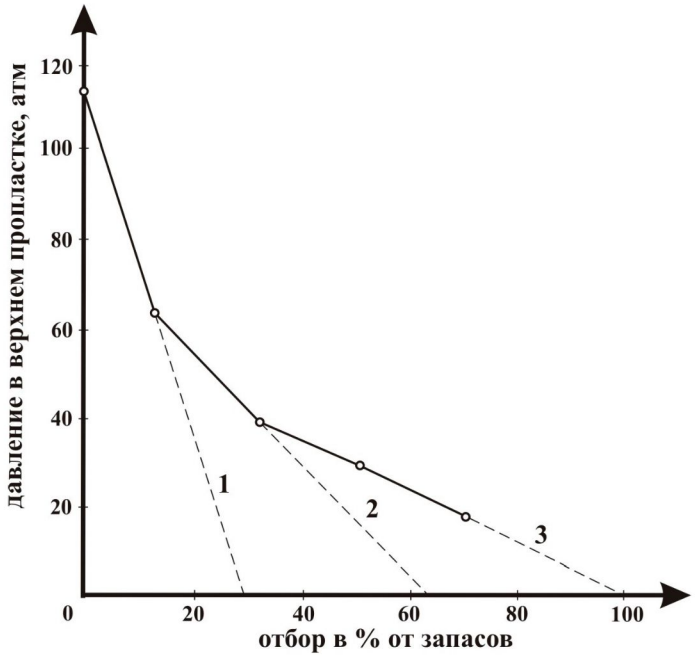

Рисунок 2.8 – Изменение давления в верхнем пропластке в зависимост и от % отбора газа в наклонном пласте

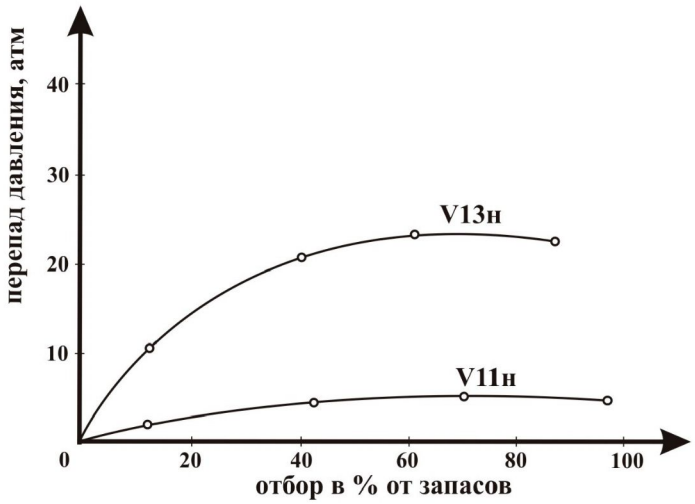

Рисунок 2.9 – Перепад давления между пятым и четвертым пропластками для вариантов $V11_н \div V13_н$ в наклонном пласте

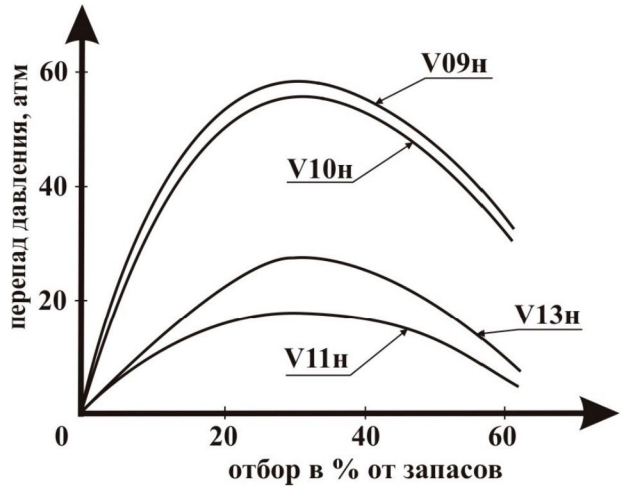

Рисунок 2.10 – Перепад давления между вторым и первым пропластками для вариантов $V09_н \div V13_н$ в горизонтальном пласте

Из приведенных выше результатов, полученных путем использования геолого-математических моделей месторождений для оценки запасов газа, следует следующее:

1. Для применения этого метода необходима вся геолого-геофизическая, гидродинамическая информация о пропластках без осреднений, свойства газа, нефти, конденсата и воды, термобарические параметры газа и т.д.
2. Не исключаются из подсчета любые пропластки независимо от их емкостных и фильтрационных свойств, параметры получены различными методами исследования.
3. Учитываются запасы растворенного газа в подошвенной и контурной воде и в нефти, если имеется нефтяная оторочка.
4. Существует возможность предсказать степень истощения и интенсивность отработки каждого пропластка и сроки активного включения их в разработку.
5. Достоверно определить извлекаемые запасы газа.
6. С высокой точностью определить положение ГВК и ГНК (если имеется нефтяная оторочка) на любой стадии разработки месторождения.
7. Достоверно определить пластовое давление в любой точке залежи по толщине и площади.
8. Рекомендовать оптимальный вариант вскрытия газоносных пропластков.
9. Установить интенсивность отбора газа из залежи.
10. Предсказать опасность дополнительных потерь конденсата в пласте при неверно выбранной системе разработки неоднородной залежи.
11. Предсказать возможность обводнения залежи по пропласткам и по залежи в целом.

2.13.8. Категорийность запасов газа, применяемая при различных методах подсчета, и ее приемлемость при использовании геолого-математических моделей месторождений

Принятая в настоящее время категорийность запасов газа базируется на известных числах разведочных скважин с промышленным притоком газа, на информации о положении контакта газ-вода; о пористости, газоводонасыщенности пропластков и об эффективной толщине залежи. Общепринято, что запасы газа, определяемые методом падения пластового давления, являются более высокой категорией. Как правило, их относят к категории А, подчеркивая при этом, что эти запасы являются текущими и не исключена возможность их изменения в процессе разработки.

Принципиально новым должен быть порядок подсчета запасов газа. Этот новый порядок должен обязательно включить в себя:

- оценки пористости, газоводонасыщенности всего разреза, независимо от абсолютных величин этих параметров;
- оценки вертикальной и горизонтальной проницаемости высоко- и низкопроницаемых пропластков;
- последовательность залегания высоко– и низкопроницаемых пропластков;
- оценки балансовых (объемным методом) запасов как высокопористых, высокопроницаемых, так и низкопористых (или высокопористых, но низкопроницаемых, например, глинистых с учетом их водонасыщенностей) низкопроницаемых интервалов продуктивного разреза;
- создание геолого-математических моделей фрагментов, число которых должно быть установлено неоднородностью залежи по площади и структурой месторождения;
- запасы растворенного в воде (в нефти и в воде при наличии нефтяной оторочки) газа и объемные и упругие параметры водоносного бассейна;
- наличие зонального распространения непроницаемых пропластков или литологических окон на месторождении;
- создание геолого-математической модели трехмерной, многофазной нестационарной фильтрации газа (нефти при наличии оторочки) и воды к скважине;
- оценку степени участия низкопроницаемых пропластков в общей добыче газа (нефти) в результате более интенсивного отбора (истощения) из высокопроницаемых пропластков и перетоков газа (нефти и воды) из низкопроницаемых в высокопроницаемые пропластки, залегающие над и под низкопроницаемыми;
- оценку времени начала интенсивного перетока, количество перетекающего газа и характер изменения разности давлений между высоко– и низкопроницаемыми пропластками;

– оценку продвижения воды (нефти) в газовую часть залежи в зависимости от типа залежи (массивный или пластовый), от параметра анизотропии, от толщины пропластков, интенсивности отбора газа, расположения скважин и т.д.

На базе перечисленных и других данных утвердить запасы газа в залежи в целом с учетом всех, как высокопроницаемых, так и низкопроницаемых пропластков.

Из изложенного выше следует, что категорийность запасов газа и их конечные извлекаемые величины могут и должны определяться только на основе данных, полученных с помощью геолого-математических моделей газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

По такому принципу разработаны теоретические основы, алгоритмы и программы расчета приводимых ниже геолого-математических моделей для подсчета запасов газа.

Глава 3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При проектировании разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений базовыми являются результаты различных видов исследований. К ним относятся геологическое изучение структуры залежи, гидрогеологические исследования водоносного бассейна, геофизические исследования, проводимые в процессе бурения и эксплуатации скважин, газогидродинамические исследования скважин в процессах поиска, разведки и разработки месторождений, газоконденсатные исследования по изучению фазового состояния пластового флюида, лабораторные изучения образцов породы и насыщающих ее флюидов и др. К этим результатам добавляются географическое расположение месторождения, метеорологические условия, наличие мелких и крупных населенных пунктов, водных источников, данные эксплуатации скважин, данные по близости аналогичных залежей, наличие потребителя и многие другие информации. Вся эта информация должна быть обобщена, сравнена и выбрана наиболее точная для использования при прогнозировании разработки залежи.

Объем необходимой информации зависит от метода и технологии проектирования. Прогнозирование показателей разработки производится двумя методами:

- приближенным аналитическим методом;
- численным методом путем создания геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов, при использовании которых требуются различные объемы и качество информации.

По действующим в настоящее время правилам разработки в системе ОАО “Газпром”, требуемый объем информации рассчитан на использование приближенного метода проектирования газовых и газоконденсатных месторождений. Для численного метода прогнозирования показателей разработки таких правил и регламента по объему информации нет, хотя они стали необходимыми в условиях широкого применения численного метода проектирования разработки.

Такой же необходимостью стала и разработка правил и регламента по исходным данным для проектирования газонефтяных месторождений.

Следует еще раз подчеркнуть важность проблемы получения исходной информации, от качества и количества которой зависит достоверность прогнозируемых показателей разработки.

В целом методы получения исходных данных для проектирования могут быть разделены на три группы: промыслово-геофизические; газогидродина-

мические и лабораторные. При этом важное значение для подсчета запасов имеют промыслово-геофизические методы исследования. Они же являются основой создания геолого-математических моделей месторождений или их фрагментов.

С точки зрения приближенных методов проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений, а также обоснования режимов эксплуатации скважин основным методом получения информации являются газогидродинамические исследования.

Важные исходные данные для проектирования дают лабораторные изучения образцов пористой среды и насыщающих ее флюидов. Ниже излагаются методы получения информации по каждому из перечисленных видов исследования.

3.1. Исходные данные, получаемые при газогидродинамических исследованиях скважин

Информация, получаемая при газогидродинамических исследованиях, может быть разделена на три группы: исследования, позволяющие определить термобарические параметры скважин, т.е. P и T; исследования, позволяющие определить фильтрационные и емкостные параметры и коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b; исследования, позволяющие установить режим эксплуатации скважин. Исследования, позволяющие определить параметры пласта и скважин, по характеру режима фильтрации газа делятся на два вида: на стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Проектировщик должен знать, что каждый из этих методов имеет свои недостатки относительно определяемых параметров. Он должен исходить из того, что получаемые параметры пласта этими методами дают осредненную информацию по объему дренирования данной скважиной. В настоящее время отсутствуют какие-либо аналитические методы определения параметров многослойных неоднородных пластов. Для более детального изучения послойной характеристики залежи необходимы специальные исследования с применением глубинных измерительных комплексов, позволяющих определить давление, температуры и дебиты по толщине продуктивного разреза. Но такие исследования весьма трудоемки и их выполнение при наличии сероводорода и высокого устьевого давления сопряжено с техническими и технологическими трудностями. Поэтому даже в рекомендательной части проекта не должен быть предусмотрен большой объем таких исследований. Они должны носить единичный контрольный характер на различных участках залежи.

Как было отмечено выше, определяемые параметры методами подземной газогидродинамики носят осредненный характер по объему дренируемой зоны. Особенно это важно знать проектировщику по отношению к результатам исследования скважин на стационарных режимах фильтрации, так как

на величины параметров пласта, определяемые этим методом, существенно влияет загрязнение призабойной зоны в процессе вскрытия пласта.

В целом по результатам газогидродинамических исследований определяются: $P_{пл}$, $P_{з}$, $P_{пл}(R)$, $P_{гор}(L_{гор})$, $Q_{г}$, $Q_{г.пр}$, $Q_{ж}$, $Q_{к}$, ΔP, $\Delta P(L_{гор})$, k, m, kh/μ, $k_{в}$, æ, ν, $mh\alpha$, a, b, λ и т.д. Причем некоторые параметры, такие как k, kh/μ, a, b, $mh\alpha$, определяются по результатам как при стационарных, так и при нестационарных режимах фильтрации. Проектировщик должен обратить внимание на то, что величины k и kh/μ, определяемые обоими методами, в большинстве случаев отличаются, так как при их определении методом установившихся отборов на их величины существенно влияет загрязненная призабойная зона, а при определении этих параметров по кривым восстановления или стабилизации давления призабойная зона практически исключается из расчета. Поэтому желательно при оценке продвижения контурных вод использовать значения k или kh/μ, определенные по КВД и КСД.

Ниже предлагаются газогидродинамические методы определения параметров пласта и скважины, коэффициентов фильтрационного сопротивления *a* и *b* и обоснование режима работы скважины по данным исследования. Отметим, что часть этих параметров не нужна в том случае, если проектирование разработки выполняется на геолого-математической модели месторождения.

Следует обратить в проекте особое внимание не только на количество и качество определяемых параметров, но и на технологию исследования и методов обработки полученных результатов. Одной из основных задач проекта разработки должно быть обеспечение проекта и его последующего анализа в процессе разработки необходимой информацией высокой точности и с одновременной охраной окружающей среды и природных ресурсов газа при исследовательских работах. При подготовке рекомендаций по контролю за разработкой проект должен содержать такие методы и технологии исследования, при которых выпуск газа в атмосферу будет минимальным, а объем и качество получаемой информации будет достаточным для качественного контроля за разработкой.

Выполняемые в настоящее время согласно проектам разработки объемы и качество стандартных исследований на месторождениях Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Заполярное и т.д. не обоснованы и должны быть пересмотрены и существенно сокращены.

3.2. Исследование вертикальных скважин методом установившихся отборов для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления

Понятие коэффициентов фильтрационного сопротивления, связанных с фильтрацией газа в пласте, по сущности идентично с коэффициентом продуктивности нефтяных скважин. Как коэффициент продуктивности при фильтрации жидкости, так и коэффициенты фильтрационного сопротивле-

ния при фильтрации газа являются коэффициентами пропорциональности между градиентом давления и скоростью фильтрации. К настоящему времени наибольшее распространение получило уравнение, связывающее градиент давления со скоростью фильтрации газа в виде:

$$P_{пл}^2 - P_{з.i}^2 = aQ + bQ^2, \tag{3.1}$$

где ***a*** и ***b*** – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые численно или графически. Эти коэффициенты включают в себя свойства пористой среды и газа, а также геометрию зоны дренирования и для совершенной скважины выражаются через следующие соотношения:

$$a = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл} \ln \frac{R_к}{R_с}}{\pi k h T_{ст}}, \tag{3.2}$$

$$b = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} \left(\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_к} \right)}{2\pi^2 \ell h^2 T_{ст}}, \tag{3.3}$$

где μ, Z – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа; $P_{ат}$ – атмосферное давление; $T_{пл}$, $T_{ст}$ – соответственно пластовая и стандартные температуры; $R_к$, $R_с$ – соответственно радиусы контура зоны дренирования и скважины; $\rho_{ат}$ – плотность газа при $P_{ат}$ и $T_{ст}$; k, ℓ – коэффициенты проницаемости и макрошероховатости пласта; h – толщина продуктивного пласта.

Основная цель определения этих коэффициентов заключается в их использовании при приближенном методе прогнозирования показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

До настоящего времени НИИ и проектными институтами ОАО "Газпром" основная масса проектных работ выполнена путем использования значения этих коэффициентов.

Для численного метода эти коэффициенты не нужны, поэтому в проведении исследований с целью их определения нет необходимости. Общий вид уравнения (3.1) показывает, что для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления математически достаточно работы скважины на двух различных режимах, если параметры на этих режимах, т.е. коэффициенты ***a*** и ***b***, остаются неизменными. Однако согласно нормативным документам при допущении на этих режимах любых ошибок или погрешностей, определяемые значения ***a*** и ***b*** могут быть сильно искажены. Поэтому для определения ***a*** и ***b***, согласно [23], требуется работа скважины не менее чем на 5-ти режимах.

Значения коэффициентов фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b*** определяются в основном двумя методами: графически и численно.

Для графического определения этих коэффициентов необходимо результаты исследования обработать в координатах: $\Delta P_i^2 = P_{пл}^2 - P_{з.i}^2$ и $\Delta P_i^2/Q_i$ от Q_i. Пример обработки данных исследования графическим способом показан на **рисунке 3.1**. Достоверность определения ***a*** и ***b*** этим способом по каждой скважине должна быть проверена (выборочно) проектировщиком. Такое предостережение вызвано тем, что большинство работников промыслов и исследовательские группы не соблюдают технологию исследования на стационарных режимах фильтрации и обрабатывают результаты испытания некачественно. Так, например, группа, проводящая стандартные исследования на скважинах Ямбургского месторождения, представила результаты исследования, проведенные в 1995 г. путем численного определения ***a*** и ***b*** со следующими значениями:

скв. 7162: *a*= –0,689; b=3,740; **скв. 7101**: *a*= –0,340; b=0,0026; **скв. 7094**: *a*=0,847; b= –0,000237.

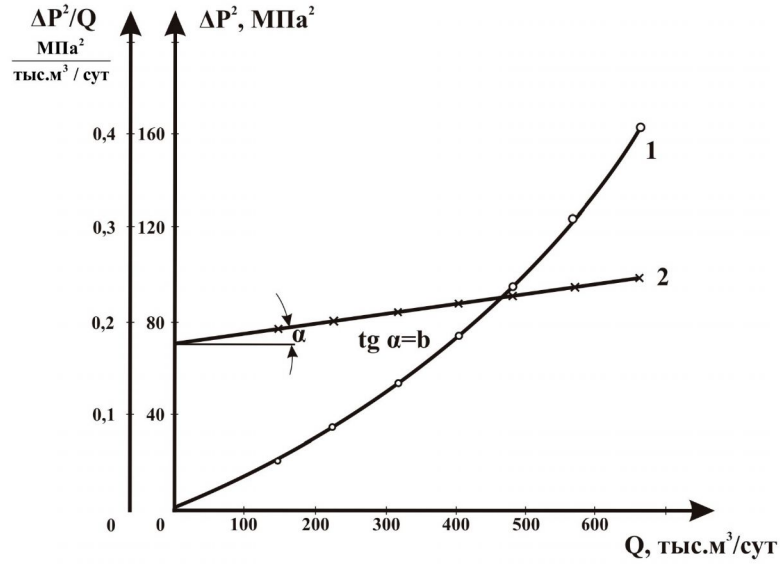

Рисунок 3.1 – Индикаторная кривая (1) и обработка результатов исследования скважин графическим способом (2)

При качественной обработке графическим путем по этим скважинам получены следующие значения коэффициентов:

скв.7162: *a*=0,500; *b*=0,00025; **скв.7101**: *a*=0,200; *b*=0,00180; **скв.7094**: *a*=0,440; *b*=0,000071.

Представление отрицательных коэффициентов названной выше исследовательской группой является ошибочным, ибо отрицательного вязкостного коэффициента (коэффициент ***a***) не может быть по физической сущности процесса фильтрации. Неверность этих коэффициентов может быть обнаружена более простым способом: численной проверкой на каждом режиме

справедливости формулы (3.1). О том, что результаты исследования, представленные проектировщику с вычисленными коэффициентами ***a*** и ***b***, могут быть далеки от истины, видно не только по отрицательным ***a*** и ***b*** скважин 7162; 7101 и 7094, но и по другим скважинам. Так, например, по скважине 2126 значения ***a*** и ***b***, определенные численно, равны a=0,0632 и b=0,000546. На первом режиме ΔP_1^2 =137,3 (кгс/см^2)^2 и Q_1=585,56 тыс. м^3/сут.

Для проверки точности предложенных коэффициентов ***a*** и ***b*** используем формулу (3.1). Для этого на первом режиме имеем:

$$137{,}3=0{,}0632\cdot 585{,}56+0{,}000546\cdot(585{,}56)^2=224{,}2,$$

что указывает на неточность величин ***a*** и ***b***. На 5-м режиме этой же скважины с предложенными коэффициентами ***a*** и ***b*** получим ΔP_5^2 =440,5 [кгс/см^2]^2, Q_5=1144,81 тыс.м^3/сут.

$$440{,}5=0{,}0632\cdot 1144{,}81+0{,}000546\cdot[1144{,}81]^2=787{,}9.$$

При контрольной обработке этих же данных исследования нами получены a=0,0662 и b=0,000268. При проверке равенство (3.1) на 1-м и 5-м режимах установлено, что

$$137{,}3=0{,}0662\cdot 585{,}56+0{,}000268\,[585{,}56]^2=131$$
$$\text{и } 440{,}5=0{,}0662\cdot 1144{,}81+0{,}000268[1144{,}81]^2=427.$$

Следовательно, качество обработки может существенно влиять на достоверность определяемых коэффициентов.

Проектировщику следует обратить внимание не только на результаты обработки, но и на разброс зависимостей между ΔP_i^2 и Q и исключить явно выпадающие точки. Численное определение коэффициентов ***a*** и ***b*** считается целесообразным, если число режимов превышает 10 и более единиц. Причем эти точки не должны иметь явно неверные значения.

Для численного определения коэффициентов ***a*** и ***b*** используют метод наименьших квадратов. Согласно этому методу коэффициенты ***a*** и ***b*** определяются по формулам

$$a=\frac{\sum\Delta P_i^2/Q_i\sum Q_i^2-\sum Q_i\sum\Delta P_i^2}{N\sum Q_i^2-\left(\sum Q_i\right)^2}, \tag{3.4}$$

$$b=\frac{N\sum\Delta P_i^2-\sum Q_i\sum\Delta P_i^2/Q_i}{N\sum Q_i^2-\left(\sum Q_i\right)^2}, \tag{3.5}$$

где N – общее число режимов.

На точность определения коэффициентов ***a*** и ***b*** влияет значительное число параметров: термобарические параметры пористой среды и углеводородов. Эти параметры изменяются от режима к режиму, а также в процессе разработки месторождения.

Изменение параметров от режима к режиму приводит к искажению зависимости между ΔP^2 и Q согласно формуле (3.1), которая должна иметь вид параболы. Переменные от режима к режиму коэффициенты ***a*** и ***b*** делают формулу (3.1) неприемлемой для обработки результатов исследования. Этот фактор приобретает особое значение при больших депрессиях на пласт.

3.2.1. Необходимость учета изменения параметров пласта, геометрии дренируемой зоны и свойств газа от давления при различных режимах работы скважин

Для качественной обработки результатов исследования скважин и определения коэффициентов ***a*** и ***b*** с приемлемой точностью проектировщик должен установить качество представленных исходных данных, к которым относятся и коэффициенты ***a*** и ***b***. При сравнительно малых депрессиях на пласт коэффициенты ***a*** и ***b*** практически не зависят от изменения забойного давления от режима к режиму. Поэтому при обработке результатов исследования скважин, вскрывших сеноманскую залежь месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др., параметры пористой среды и свойства газа на различных режимах работы остаются практически постоянными. При исследовании скважин Астраханского, Карачаганакского, Оренбургского (верхнюю пачку) депрессия на пласт на некоторых режимах превышает 10,0 МПа. Это существенно влияет на свойства газа и пористой среды. Зависимость коэффициентов *a* и *b* от давления (иногда и от температуры, если депрессия очень большая) может быть в общем виде представлена формулой:

$$a = \left[\mu(P,T) Z(P,T) P_{ат} T_{пл} \left(\ln \frac{R}{R_c} + C_1 \right) \right] \Big/ \pi k(P) h T_{ст} , \qquad (3.6)$$

где $\mu(P,T)$; $Z(P, T)$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа; C_1 – коэффициент несовершенства скважин по степени вскрытия. В ряде случаев этот коэффициент связан с образованием песчаной пробки или очищением забоя от пробки при значительных депрессиях на пласт; $k(P)$ – проницаемость пласта, которая зависит от давления. Изменение проницаемости k от давления становится существенным при создании больших депрессий в скважинах, вскрывших трещиноватые пласты; h – толщина пласта. В неоднородных многослойных пластах толщина газоотдающего интервала зависит от величины создаваемой депрессии на пласт. В таких случаях форма индикаторной кривой, показанной на **рисунке 3.1** линией 1, приобретает вид, показанный на **рисунке 3.2**.

Коэффициент "*b*" в зависимости от давления может быть представлен в виде:

$$b = \left[\rho_{ат} P_{ат} Z(P,T) T_{пл} \left(\frac{1}{R_c} + \frac{1}{R} + C_2 \right) \right] \Big/ 2\pi^2 \ell(P) h^2 (\Delta P) T_{ст} , \qquad (3.7)$$

где C_2 – коэффициент несовершенства по степени вскрытия при квадратичном составляющем уравнения притока газа к забою; R – радиус зоны дренируемой скважиной в процессе исследования скважины на каждом режиме. Если скважина при ее исследовании методом установившихся отборов на разных режимах работает с разной продолжительностью, то это означает, что величина R на разных режимах будет разной, что приведет к изменению коэффициентов ***a*** и ***b*** от режима к режиму; $\ell(P)$ – коэффициент макрошероховатости пористой среды. Установлено, что коэффициент макрошероховатости зависит от пористости, проницаемости пород и формы размеров каналов.

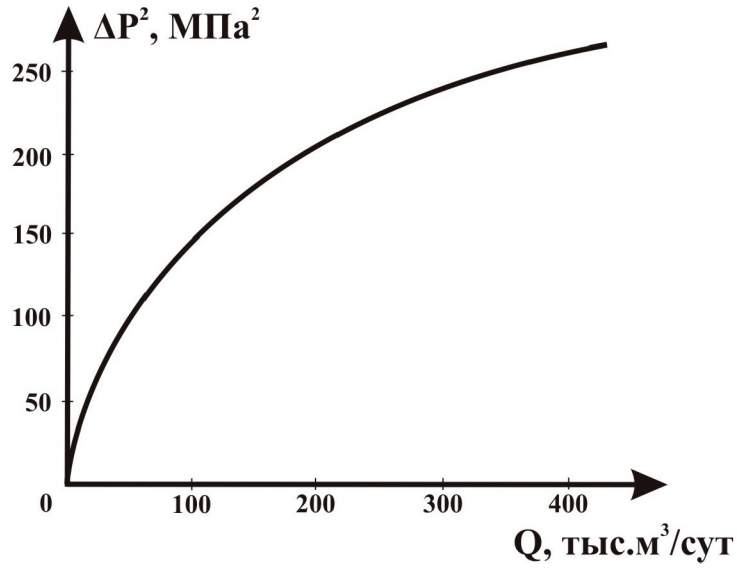

Рисунок 3.2 – Индикаторная кривая без учета изменения параметров пласта и свойств газа

Параметры $\mu(P,T)$, $Z(P,T)$, $k(P)$, $\ell(P)$ и h в формулах (3.6) и (3.7) сами являются переменными из-за изменения давления и температуры газа в интервале $R_c \le R \le R_к$. Согласно исследованиям, изложенным в работе [37], температура газа даже при значительных депрессиях на пласт изменяется не очень сильно. Поэтому изменение $\mu(P,T)$ и $Z(P,T)$ можно заменить изменением этих коэффициентов только от давления. Ниже в **таблице 3.1** приведены изменения коэффициентов μ, Z от давления, полученного на различных режимах работы скважины № 5 Карачаганакского месторождения, а также радиусы зоны дренирования в зависимости от продолжительности работы скважины на режимах t. Предложенная выше технология необходимости учета изменения параметров пласта и газа от давления обусловлена достоверным определением значений ***a*** и ***b***.

Таблица 3.1

Результаты расчетов коэффициентов μ(P,T) и *Z*(P,T) на различных режимах работы скважин

№№ п.п.	Диаметр диафрагмы, мм	Продолжительность работы на режиме, час.	Радиус дренируемой зоны, м	Давление, МПа		$P_{ср}$, МПа	$Z_{ср}$	$\mu_{ср}$, мПа·с
				$P_з$	$P_у$			
1	3	15,0	65,7	47,71	21,24	34,47	1,250	0,0483
2	5	11,2	56,7	41,15	16,12	28,63	1,200	0,0459
3	8	9,0	50,9	34,35	11,9	23,12	1,140	0,0449
4	12	88,0	159,0	23,87	7,56	15,71	1,060	0,0401
5	0	282	0	36,80	32,84	34,82	1,360	0,0509

* Средняя температура $T_{ср}$=313 К; $P_{пл}$=58,63 МПа; $T_у \approx$286 К.

Изложенная выше методика необходима для качественной обработки результатов исследования для получения текущих значений коэффициентов фильтрационного сопротивления. Однако кроме изменений давления от режима к режиму, следовательно, и параметров пласта и свойств газа от режима к режиму, которое имеет существенное значение только при больших депрессиях, существует еще изменение давление пласта в целом. Изменение пластового давления в процессе разработки, следовательно, и параметров пласта и свойств газа изменение положения ГВК, толщины продуктивного интервала, коэффициентов несовершенства и т.д. приводят к изменению коэффициентов ***a*** и ***b***.

3.2.2. Необходимость учета изменения параметров пласта, геометрии дренируемой зоны и свойств газа от давления в процессе разработки залежи

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений происходит снижение пластового давления в целом по месторождению, по зонам дренирования отдельных УКПГ, кустов и скважин. Причем интенсивности изменения давления зависят от темпа отбора газа по этим зонам и срока ввода УКПГ, кустов и скважин, а также от фильтрационных свойств пласта.

Снижение пластового давления, как правило, неравномерно по площади приводит к неравномерному: подъему ГВК или продвижению контурных вод; сокращению газонасыщенной толщины по отдельным участкам; снижению или увеличению физических свойств газа (последнее относится к коэффициенту Z и влагосодержанию газа), ухудшению фильтрационных свойств пористой среды и т.д. В результате перечисленных изменений изменяются и коэффициенты фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b***. Поэтому коэффициенты фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b*** могут быть представлены в виде:

$$a(t)=\left\{\mu(t)Z(t)P_{ат}T_{пл}\left(\ln\frac{R_к}{R_с}+C_1(t)\right)\right\}\Big/\pi k(t)h(t)T_{ст}\,, \tag{3.8}$$

$$b(t)=\left[\rho_{ат}P_{ат}Z(t)T_{пл}\left(\frac{1}{R_с}+\frac{1}{R_к}+C_2(t)\right)\right]\Big/2\pi^2\ell(t)h^2(t)T_{ст}\,, \tag{3.9}$$

где $\mu(t)$, $Z(t)$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления снижающегося во времени в процессе разработки; $h(t)$ – газонасыщенная толщина пласта, зависящая от положения ГВК, который непрерывно поднимается в процессе разработки. Величина $h(t)$ может остаться постоянной на месторождениях пластового типа (как например, на месторождении Шатлык), но при этом для приконтурных скважин переменными во времени могут быть как $h(t)$, так и $R(t)$; $C_1(t)$ и $C_2(t)$ – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия и они по мере подъема ГВК уменьшаются; $к(t)$, $\ell(t)$ – коэффициенты проницаемости и макрошероховатости, также зависящие от давления, снижение которого приводит к уменьшению этих коэффициентов.

Характеры изменения входящих в формулы (3.8) и (3.9) параметров от давления приведены в работе [23]. Характеры изменения $C_1(t)$ и $C_2(t)$ могут быть определены при известном темпе изменения $h(t)$ и работ по дополнительному вскрытию пласта $h_{вс}$ или изоляции перфорированных интервалов. В проекте разработки изменение $C_1(t)$ и $C_2(t)$ во времени для вертикальных скважин должно быть определено из следующих зависимостей:

$$C_1(t)=\frac{h(t)}{h_{вс}}\ln\frac{h_{вс}}{h(t)}+\frac{h(t)-h_{вс}}{h_{вс}}\ln\frac{1{,}6\left[h(t)-h_{вс}\right]}{R_с}\,, \tag{3.10}$$

$$C_2(t)=\frac{h(t)}{h_{вс}}\,. \tag{3.11}$$

Следует подчеркнуть, что входящие в формулы (3.8) и (3.9) $\mu(t)$ и $Z(t)$ уменьшаются в процессе разработки примерно до давления $P\geq100$ атм. Затем $\mu(t)$ продолжает снижаться по мере падения давления $0\leq P\leq100$ атм., а $Z(t)$ растет. Поэтому при прочих зафиксированных параметрах, входящих в структуры коэффициентов ***a*** и ***b***, коэффициент "*a*" сначала интенсивно снижается, а затем может остаться практически постоянным в диапазоне изменения давления $0\leq P\leq100$ атм., так как коэффициент $\mu(t)$ продолжает уменьшаться, а $Z(t)$ увеличиваться. Коэффициент "*b*" в указанном диапазоне изменений давления растет. Самое существенное изменение коэффициентов ***a*** и ***b*** происходит при интенсивном подъеме ГВК. Для массивного типа залежей Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др. на отдельных участках темп подъема достаточно высок и поэтому $h(t)$ существенно снижается в процессе разработки.

Для оценки характера изменения коэффициентов a и b в процессе разработки были проведены расчеты $a(t)$ и $b(t)$ для зоны дренирования УКПГ-1 Ямбургского месторождения (сеноманская залежь). Достоверность изменения $h(t)$ на этом участке была обеспечена путем создания геолого-математической модели этого участка залежи, на которой была повторена его история разработки. Результаты этих расчетов и изменения отдельных параметров, входящих в структуры коэффициентов a и b, а также самих коэффициентов, показаны на **рисунке 3.3**.

Увеличение коэффициентов ***a*** и ***b*** приводит к резкому снижению дебита не только под влиянием снижения пластового давления, но и за счет изменения μ, Z и h во времени в процессе разработки.

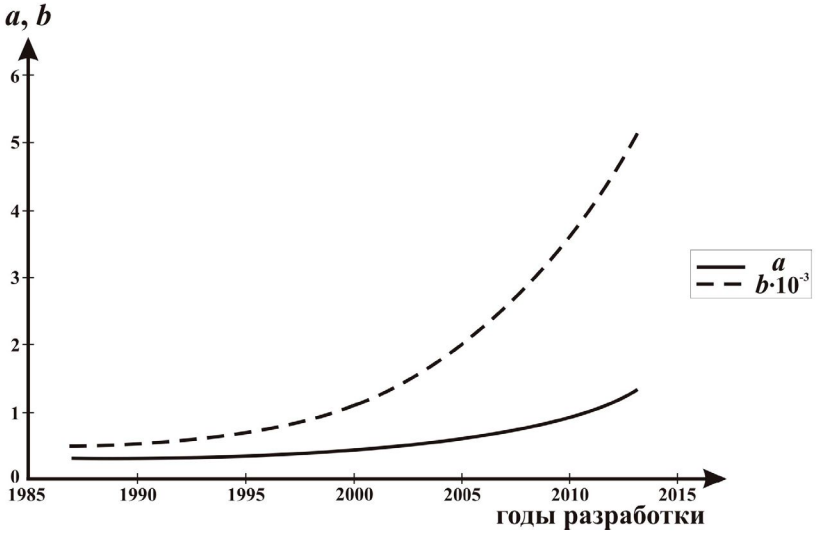

Рисунок 3.3 – Изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления *a* и *b* в процессе разработки

3.3. Исследование горизонтальных скважин методом установившихся отборов для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления

Для проектирования разработки газовых и газонефтяных месторождений системой горизонтальных скважин приближенными методами необходимы коэффициенты фильтрационного сопротивления и продуктивности (приток на единицу длины горизонтального ствола при депрессии на пласт P=0,1 МПа). Общепризнанной и достаточно точной методики определения для коэффициентов фильтрационного сопротивления по результатам исследования горизонтальных скважин к настоящему времени не существует. Это связано прежде всего с двумя факторами.

1. Ограниченным применением горизонтальных скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений и поэтому ограниченным числом научных исследований, посвященных притоку газа к горизонтальной скважине.
2. Изменчивостью забойного давления и дебита по длине горизонтального ствола, неизвестностью формы контура зоны дренирования горизонтальной скважиной и, следовательно, трудностью обработки результатов исследования таких скважин.

Возможность определения этих коэффициентов тесно связана с постоянством забойного давления по длине горизонтального ствола, геометрической формой зоны дренирования, а также совершенством скважины, т.е. ее расположением в плане на удельной площади и толщине, профилем горизонтального участка и др.

Естественно, что возможности учета многослойности и неоднородности вскрываемого пласта при определении коэффициентов фильтрационного сопротивления в настоящее время можно осуществить только путем использования численных методов решения задачи фильтрации газа и нефти к горизонтальной скважине. Поэтому в данной работе рассматриваются только наиболее простые расчетные схемы, позволяющие определить искомые коэффициенты. В частности, допускается, что горизонтальная скважина вскрывает однородный полосообразный пласт полностью. По длине горизонтального ствола забойное давление изменяется настолько незначительно, что этим изменением можно пренебречь. Тогда связь депрессии на пласт с дебитом газовых и газоконденсатных скважин через коэффициенты фильтрационного сопротивления будет иметь вид:

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = a_г Q + b_г Q^2, \tag{3.12}$$

где $a_г$, $b_г$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления горизонтальной скважины, которые согласно [12] определяются формулами:

$$a_г = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{2Lk T_{ст}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} + \frac{R_к - h_1}{R_c + h_1} \right) \right], \tag{3.13}$$

$$b_г = \frac{\rho_{ст} P_{ат} Z T_{пл}}{\ell \cdot 8L^2 T_{ст}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_к - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right], \tag{3.14}$$

$$h_1 = h/2 - R_c. \tag{3.15}$$

Для определения величин $a_г$ и $b_г$ горизонтальная скважина должна быть исследована на 5 режимах, а затем результаты этих исследований обработаны в координатах ΔP^2 и $\Delta P^2/Q$ от Q. На **рисунке 3.4** показаны зависимости ΔP^2 и $\Delta P^2/Q$ от Q и значения коэффициентов $a_г$ и $b_г$, определенные из графика.

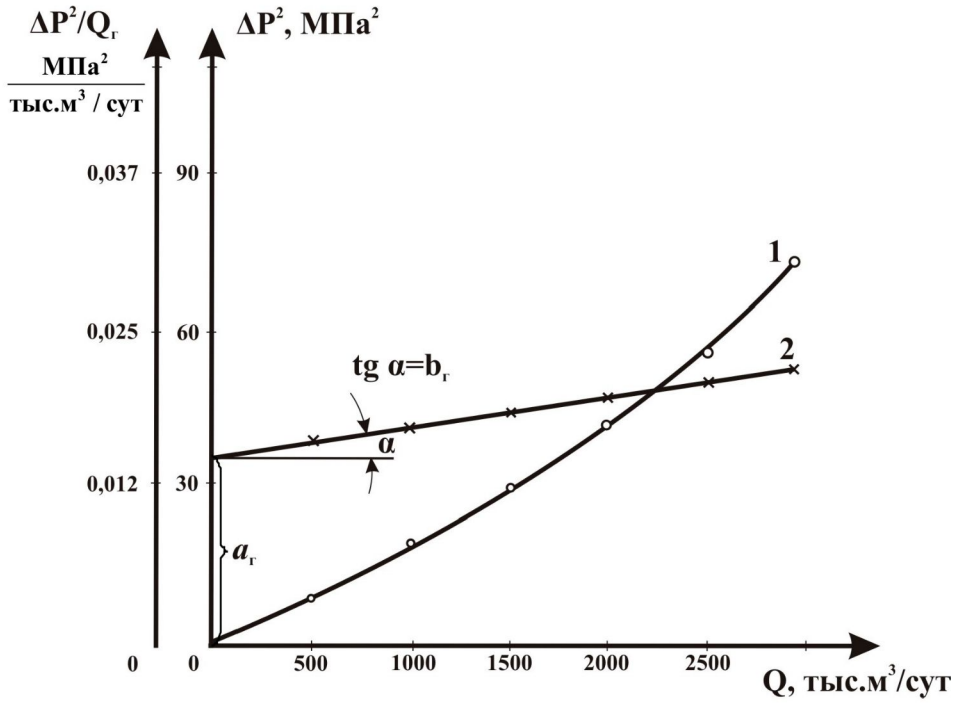

Рисунок 3.4 – Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления горизонтальной скважины

При определении коэффициентов фильтрационного сопротивления проектировщик должен иметь в виду, что значения этих коэффициентов будут весьма незначительными по сравнению с аналогичными коэффициентами, получаемыми в вертикальных скважинах. Для этого достаточно сравнить коэффициенты $a_в$, $b_в$ с коэффициентами $a_г$, $b_г$. Для совершенной вертикальной скважины:

$$a_в = \frac{a^* \ln R_к/R_с}{\pi h} \text{ и } b_в = b_в = \frac{\left(\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_к}\right)}{2\pi^2 h^2}, \qquad (3.16)$$

$$a^* = \mu Z P_{ат} T_{пл}/k T_{ст} \text{ и } b^* = \rho_{ст} P_{ат} Z T_{пл}/\ell T_{ст}. \qquad (3.17)$$

Как видно из формул (3.13) и (3.14), величины $a_г$ и $b_г$ зависят от длины горизонтального ствола L и при больших длинах (~1000 м) несравнимых с толщиной пласта h, заменяющие длину L в вертикальных скважинах коэффициенты становятся незначительными.

Формулы для определения $a_г$ и $b_г$ были получены и при других граничных условиях. Эти формулы приведены в работах [8] и [12].

Если горизонтальный ствол вскрывает анизотропный полосообразный пласт полностью, то коэффициенты фильтрационного сопротивления $a_{г.а}$ и $b_{г.а}$ могут быть определены по формуле:

$$\Delta P^2 = a_{г.а} Q + b_{г.а} Q^2. \qquad (3.18)$$

Значения коэффициентов $a_{г.а}$ и $b_{г.а}$ определяются формулами:

$$a_{г.а} = \frac{a^*}{2L}\left[\frac{R_к}{\alpha_1} + \frac{\beta_1}{\alpha_1^2}\ln\frac{R_г + 2R_с - \beta_1/\alpha_1}{2R_с - \beta_1/\alpha_1}\right], \qquad (3.19)$$

$$b_{г.а} = \frac{b^*}{8L^2}\left[\frac{R_к}{\alpha_1^2} + \frac{\beta_1}{\alpha_1^3}\ln\frac{R_к + 2R_с - \dfrac{\beta_1}{\alpha_1}}{2R_с - \dfrac{\beta_1}{\alpha_1}} + \frac{\beta_1^2}{\alpha_1^4}\left(\frac{1}{2R_с - \dfrac{\beta_1}{\alpha_1}} - \frac{1}{R_к + 2R_с - \dfrac{\beta_1}{\alpha_1}}\right)\right], \qquad (3.20)$$

где $$\alpha_1 = R_с + \nu\alpha;\ \beta_1 = \nu\beta;\ \nu = \left[k_в/k_г\right]^{0,5}, \qquad (3.21)$$

$$\alpha = (h - 2R_с)(R_к + 2R_с)/2R_к;\ \beta = R_с(h - 2R_с)(R_к + 2R_с)/R_к, \qquad (3.22)$$

ν – параметр анизотропии; h – толщина пласта, $R_к$ – половина расстояния между двумя горизонтальными стволами.

Предлагаемые расчетные формулы для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления горизонтальной скважины проверены точным численным решением уравнения фильтрации газа к горизонтальному стволу путем создания геолого-математической модели рассматриваемой задачи. Поэтому в данной работе предпочтения отданы методам, предложенным в работе [12].

Если исследуемая горизонтальная скважина не полностью вскрывает фрагмент залежи по ширине или длине, что принято называть полнотой вскрытия, и асимметрично расположена по толщине, то соответствующие поправки на производительность скважины и на величины $a_г$ и $b_г$ должны быть внесены согласно рекомендациям [12].

3.4. Исследование горизонтальных скважин, вскрывших нефтяную оторочку газонефтяных месторождений

К настоящему времени в отличие от газовых предложено значительное число методов определения продуктивности горизонтальных нефтяных скважин. Эти методы отличаются постановкой задачи и формой зоны дренирования притока нефти к горизонтальному стволу. При схематизации задачи фильтрации различные авторы принимали различные формы зоны, дренируемой горизонтальной скважиной. Однако пригодность предложенных расчетных формул для определения производительности горизонтальных нефтяных скважин не проверялась. Практически все рекомендованные методы получены для однородного пласта и постоянного по длине горизонтального участка ствола забойного давления. Общий вид формул, предло-

женных для определения дебита нефти горизонтальной скважины, может быть представлен следующим образом:

$$Q_{г.н}=C\Delta P, \tag{3.23}$$

где C – коэффициент продуктивности, зависящий от геометрии зон, принятый различными авторами и имеющий согласно [9] вид:

по [66] $$C=\frac{2\pi k_г h}{\mu_н B}\cdot\frac{1}{\left[\ln\frac{A+\left[A^2-(L/2)^2\right]^{0,5}}{L/2}+\frac{h}{L}\ln\frac{h}{2R_c}\right]}, \tag{3.24}$$

по [65] $$C=\frac{2\pi k_г h}{\mu_н B}\cdot\frac{1}{\left[\ln\frac{1+\left[1-(L/2R_к)\right]^{0,5}}{L/2R_к}+\frac{h}{L}\ln\frac{h}{2\pi R_c}\right]}, \tag{3.25}$$

по [67] $$C=\frac{2\pi k_г h}{\mu_н B}\cdot\frac{1}{\left[\cos\bar{h}(x)+\frac{h}{L}\ln\frac{h}{2\pi R_c}\right]}, \tag{3.26}$$

по [19] $$C=\frac{2\pi k_г h}{\mu_н B}\cdot\frac{1}{\left[\ln\frac{4R_к}{L}+\frac{h}{L}\ln\frac{h}{2R_c}\right]}, \tag{3.27}$$

по [12] $$C=\frac{k_г L}{\mu_н B}\cdot\frac{1}{\left[1+\frac{2R_c}{h-2R_c}\ln\frac{2R_c}{h}+\frac{R_к-(h-2R_c)}{2h}\right]}, \tag{3.28}$$

и по [64] $$C=\frac{7{,}08\cdot10^{-3}b\sqrt{k_x k_z}}{\mu_н B}\cdot\frac{1}{\left[\ln(ah)^{0,5}/R_c+\ln C_0-0{,}75+S_R\right]}, \tag{3.29}$$

где $k_г$ – горизонтальная проницаемость; k_z – вертикальная проницаемость; L – длина горизонтального ствола; $\mu_н$ – вязкость нефти; B – объемный коэффициент нефти, h – толщина пласта; A – параметр, определяемый по формуле:

$$A=\frac{L}{2}\left[0{,}5+\left[0{,}25+(2R_к/L)^4\right]^{0,5}\right]^{0,5}, \tag{3.30}$$

$R_к$ – радиус контура питания или половина расстояния между двумя горизонтальными стволами (в зависимости от принятой схемы задачи); x – параметр, определяемый по формуле:

$$x=2A/L, \qquad (3.31)$$

$$\ln C_0 = \frac{2\pi a\left[\frac{k_x}{k_z}\right]^{0,5}}{h}\left[\frac{1}{3}-\frac{x_0}{a}+\left(\frac{x_0}{a}\right)^2\right]-\ln\left(\sin\frac{180z_0}{h}\right)-\frac{1}{2}\ln\left[\frac{a}{h}\left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{0,5}\right]-1{,}088, \qquad (3.32)$$

x_0, z_0 – координаты горизонтального ствола, расположенного в полосообразном пласте; S_R – скин-эффект, зависящий от проницаемости k_x, k_y и k_z, а также от длины ствола L; a и b – длина и ширина полосообразного пласта. Размерности в формуле (3.29) приняты в системе единиц США.

Качество предложенных формул (3.24)÷(3.29) было установлено точным численным решением и установлено, что наиболее устойчивые и близкие к истине результаты дают методы, предложенные в работах Алиева З.С., Шеремета В.В., Бондаренко В.В., G.I. Renard и D.K. Babu. Следовательно, при определении продуктивности горизонтальных нефтяных скважин и параметров пласта следует пользоваться одним из этих методов. По простоте расчетов и точности определяемых параметров пласта рекомендуются методы З.С.Алиева и В.В. Шеремета или G.I. Renard.

Ниже на примере реальной нефтяной оторочки показана область непригодности различных методов для различных соотношений h, L и $R_к$. Прочерки в **таблице 3.2** означают, что данная методика при соответствующих размерах зоны дренирования непригодна для определения коэффициента продуктивности.

Следует подчеркнуть, что при получении этих формул все авторы допускали, что забойное давление по длине горизонтального ствола постоянна; гравитационные силы, связанные с толщиной и наклоном нефтеносного пласта не влияют на величину пластового давления, длина горизонтального ствола не влияет на коэффициент продуктивности независимо от того, какую удельную площадь на структуре скважины дренирует, и т.д. Без учета перечисленных и других факторов, как показывает численное решение задачи, определяемые коэффициенты продуктивности и параметры пласта могут оказаться в несколько раз выше или ниже от их истинных значений.

Поэтому рекомендуется методика, предложенная в работе З.С. Алиева и В.В. Шеремета для полного вскрытия горизонтальным стволом полосообразного пласта.

Следует также учесть, что горизонтальная нефтяная скважина при незначительных толщинах нефтеносного пласта, что обычно имеет место на газонефтяных месторождениях (толщина нефтяной оторочки, как правило, ограничена), быстро теряет первоначальную производительность. Поэтому коэффициент продуктивности существенно снижается первые несколько месяцев работы скважины (см. **рисунок 3.5**).

Таблица 3.2

Результаты расчетов C_1 различными методами*

№№ п.п.	h, м	L, м	$R_к$, м	Коэффициент C_1 по методике				
				[64]	[67]	[19]	[65]	[12]
1	70	350	700	3,002	5,483	3,007	2,542	3,022
2	–//–	–//–	200	1,770	1,911	1,471	1,190	1,787
3	–//–	–//–	100	1,076	1,197	–	–	1,248
4	–//–	700	700	1,837	5,483	1,788	1,216	1,839
5	–//–	–//–	500	1,521	4,053	1,366	0,819	1,527
6	–//–	–//–	350	1,164	2,983	–	0,345	1,193
7	–//–	–//–	200	0,604	1,911	–	–	0,776
8	–//–	–//–	100	–	1,197	–	–	0,548
9	35	350	700	2,481	10,470	2,065	1,886	2,481
10	–//–	–//–	350	1,788	5,470	1,719	1,147	1,790
11	–//–	–//–	100	0,535	1,898	–	–	0,707
12	–//–	–//–	500	1,251	7,613	1,096	0,491	1,895
13	–//–	–//–	350	0,894	5,470	–	0,017	1,561
14	–//–	–//–	200	0,334	3,327	–	–	1,144
15	–//–	–//–	100	–	1,898	–	–	0,916
16	70	500	500	2,046	4,053	2,690	1,451	2,048
17	–//–	250	250	2,706	2,263	–	2,271	2,708
18	–//–	150	150	3,585	1,553	3,518	3,366	3,589
19	–//–	350	175	1,636	2,983	–	1,805	3,331
20	21	–//–	350	1,596	8,789	1,527	0,038	0,932
21	14	–//–	–//–	1,510	12,939	1,441	0,803	1,512
22	50	700	700	1,698	7,478	1,628	1,025	1,700

Примечание: $C_1 = \dfrac{Q_н \mu_н B}{\Delta P \cdot 2\pi kh}$ или $C_1 = \dfrac{Q_н \mu_н B}{\Delta P \cdot Lk}$.

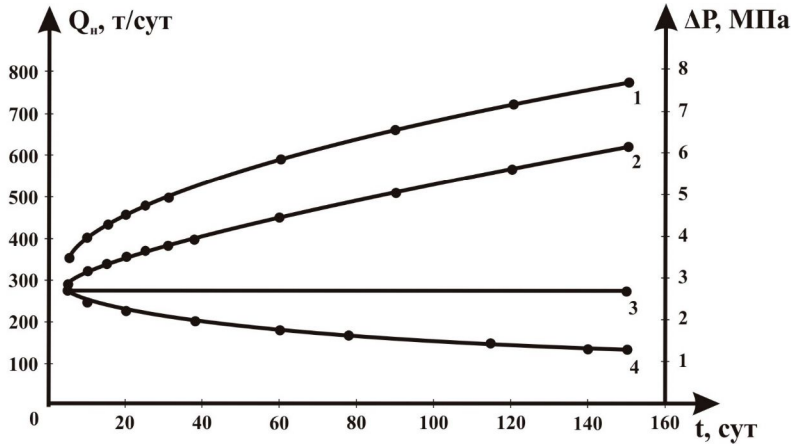

Рисунок 3.5 – Изменение дебита при P=const и депрессии на пласт при $Q_н$=const во времени

3.5. Исследование скважин при нестационарных режимах фильтрации

В отличие от метода установившихся отборов нестационарные методы исследования скважин базируются на процессы распределения давления в пласте при их пуске в работу и после остановки. Характер и темп распределения давления зависят от свойств пористой среды и газа. Эта зависимость была использована для определения параметров пласта.

Для получения аналитической зависимости между распределением давления и параметрами пласта различают два периода (фазы): 1-я фаза – распределение давления от стенки скважины до условного контура питания; 2-я фаза – общее снижение давления в зоне $R_c \leq R \leq R_к$; оба эти процесса должны быть использованы проектировщиком в качестве возможных путей получения информации, необходимой для проектирования месторождения.

Как было отмечено выше, распределение давления в пласте происходит как при пуске, так и после остановки скважины. Принято распределение давления после пуска скважины в работу и происходящие при этом изменения давления и дебита называть кривыми стабилизации забойного давления и дебита, а распределение давления после остановки скважины кривыми восстановления давления. Оба процесса, как пуск скважины, так и ее остановка, информативны.

1. В частности, по кривым восстановления давления определяют: проницаемость пласта, проводимость, параметр анизотропии, емкостную характеристику "$mh\alpha$", пьезопроводность и т.д. В отличие от метода установившихся отборов, по результатам исследования при нестационарных режимах фильтрации определяются параметры пласта за пределами призабойной зоны. Эти данные более объективно характеризуют залежь, чем параметры, определяемые по результатам исследования скважин при стационарных режимах фильтрации.

Поэтому проектировщик при изучении процессов продвижения подошвенной и краевой вод в газовую залежь должен использовать результаты исследования при нестационарных режимах фильтрации. Аналогичным образом следует поступать и при изучении возможности межпластовых перетоков.

Следует отметить, что при приближенных методах прогнозирования показателей разработки часть информации, получаемой методами исследования при нестационарных режимах фильтрации, не используется, хотя она необходима при проектировании разработки численным методом.

Общим недостатком нестационарных методов является то, что эти методы, как и стационарный метод, позволяют определить осредненные значения искомых параметров (k, kh/μ, $mh\alpha$ и др.) в границах дренируемой зоны. Для поинтервального определения перечисленных выше параметров необходимы дополнительные сведения по каждому интервалу, получаемые только глубинными измерительными комплексами.

2. По кривым стабилизации давления и дебита скважины после ее спуска в работу определяют кроме перечисленных выше параметров по КВД и коэффициенты фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b***, а также удельные запасы газа скважины, приходящиеся на долю скважины в пределах зоны, дренируемой ею.

На стадии составления технологической схемы разработки и первичного проекта получение информации любым способом должно быть в поле зрения проектировщика. Более того, если такие возможности не использованы, то проектировщик должен требовать проведение таких исследований, рекомендовав при этом соответствующую технологию проведения и обработки результатов этих исследований. Как было отмечено выше, использование кривых стабилизации давления и дебита позволяет определить коэффициенты фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b***. Возможность определения ***a*** и ***b*** путем пуска скважины в работу только на одном режиме (желательно на режиме с дебитом выше среднего) вместо 5 и более режимов, необходимых для определения этих коэффициентов методом установившихся отборов, проектировщик должен исходить не только с позиции определения этих коэффициентов, но и с позиции контроля за изменением этих коэффициентов в процессе разработки и охраны окружающей среды.

3.5.1. Определение параметров пласта по КВД

Использование метода исследования при нестационарных режимах фильтрации требует соблюдения определенных технологических условий. При несоблюдении этих условий результаты исследования не поддаются обработке. Поэтому проектировщик, прежде чем использовать подготовленные для проектирования исходные данные, должен проверить качество получения этих данных. К технологическим условиям исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации относятся: наличие соседних работающих скважин вблизи исследуемой; продолжительность работы исследуемой скважины до ее остановки; наличие тектонических нарушений, экранов, близость контактов газ-нефть, газ-вода и т.д. Ниже даны наиболее часто используемые методы обработки КВД для определения параметров пласта.

1. Если скважина до остановки работала в течение времени T, а КВД снимается за время t и при этом T≥20t, то КВД должна быть обработана по формуле (случай, когда работа соседних скважин не влияет на процесс восстановления давления в исследуемой скважине):

$$P_з^2(t) = \alpha + \beta \lg t, \tag{3.33}$$

где

$$\alpha = P_{з0}^2 + \beta \lg 2{,}25\chi / R_{спр}^2 + bQ_0^2, \tag{3.34}$$

$$\beta = 2{,}3Q_0\mu_{пл}Z_{пл}P_{ат}T_{пл}/2\pi khT_{ст}, \tag{3.35}$$

$$\chi = kP_{пл}/m\mu, \tag{3.36}$$

$P_з(t)$, $P_{зо}$ – забойные давления после закрытия скважины в момент времени t и перед закрытием при t = 0; χ – коэффициент пъезопроводности газоносного пласта; $R_{с.пр}$ – приведенный радиус скважины, определяемый по формуле:

$$R_{с.пр} = R_с e^{-(C_1+C_2)}, \tag{3.37}$$

C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства по степени и характеру вскрытия пласта скважиной; Q_0 – дебит скважины перед закрытием при t =0; b – коэффициент фильтрационного сопротивления при квадратичном члене уравнения притока газа к скважине в формуле (3.1).

Формула (3.33) при графической обработке в координатах $P_з^2(t)$ от lg$t$, как это показано на **рисунке 3.6**, позволяет определить коэффициенты α как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и β как тангенс угла наклона конечного участка КВД. По известному коэффициенту β, исходя из формулы (3.35), следует определить k или kh/μ, используя равенство:

$$kh/\mu = 1{,}15 Q_0 Z_{пл} T_{пл} P_{ат} / \pi T_{ст} \beta. \tag{3.38}$$

При известном коэффициенте b зная значения α и β, можно вычислить величину параметра $\chi / R_{с.пр}^2$:

$$\chi / R_{с.пр}^2 = 0{,}445 \exp\left[2{,}3 \frac{\alpha - P_{зо}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right]. \tag{3.39}$$

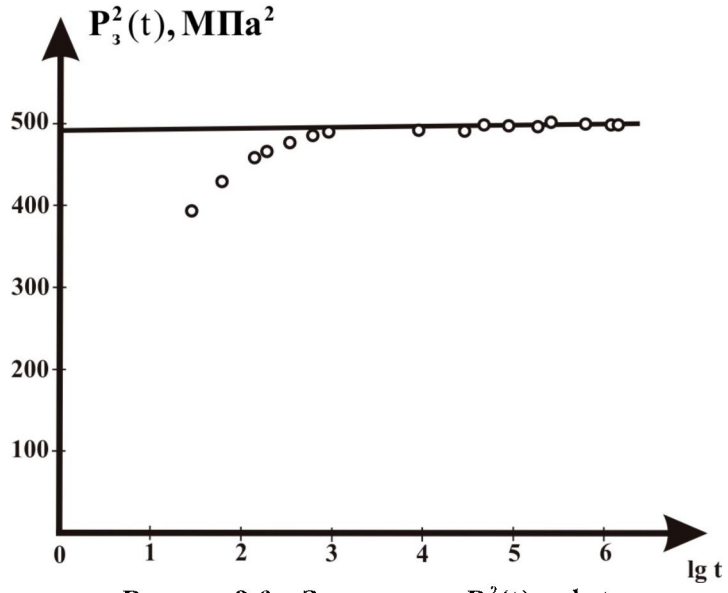

Рисунок 3.6 – Зависимость $P_з^2(t)$ от lg t

Если $R_{с.пр} \approx R_с$, то величину χ:

$$\chi = 0{,}445 R_с \exp\left[2{,}3\frac{\alpha - P_{з0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right]. \qquad (3.40)$$

С учетом формулы (3.36) и значения mh:

$$mh = 2{,}25\frac{kh}{\mu}\frac{P_{пл}}{R_с^2}\exp\left[2{,}3\frac{\alpha - P_{з0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right]. \qquad (3.41)$$

2. Если скважина до остановки для снятия КВД работала в течение времени $T<20t$, то результаты исследования должны обрабатываться по формуле:

$$P_з^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \lg(T+t)/t\,. \qquad (3.42)$$

Пример обработки по этой формуле показан на **рисунке 3.7**. Структура коэффициента β аналогична структуре выраженной формулой (3.35). Достоинством формулы (3.42) является еще и то, что при необходимости не снимая, кривой до полного восстановления давления можно определить величину пластового давления.

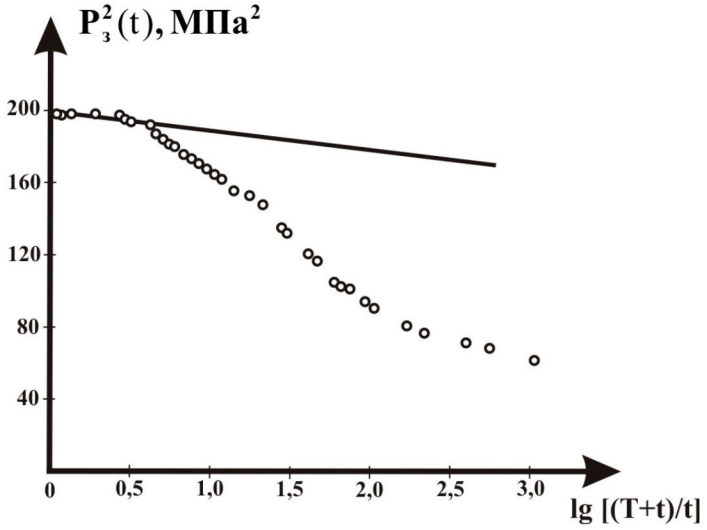

Рисунок 3.7 – Зависимость $P_з^2(t)$ от $\lg[(T+t)/t]$

3. Если работа соседних скважин влияет на процесс восстановления давления в исследуемой скважине, то результаты исследования должны быть обработаны по формуле:

$$\lg\left[P_{пл}^2 - P_з^2(t)\right] = \alpha_1 - \beta_1 t\,, \qquad (3.43)$$

где $$\alpha_1 = \lg 1{,}11\beta \text{ и } \beta_1 = 2{,}51\chi/R_к^2\,, \qquad (3.44)$$

β – тангенс угла наклона, определяемый по результатам обработки КВД по формуле (3.33). Используя графически определенное значение β, из зависимости, показанной на **рисунке 3.8**, можно вычислить величину $\chi/R_к^2$ из выражения:

$$\chi/R_к^2 = \frac{\beta_1}{2{,}51}, \tag{3.45}$$

а далее используя (3.36) удельный газонасыщенный объем дренируемой скважиной зоны:

$$\upsilon = \pi m h \alpha_г R_к^2 = 77{,}79\ khP_{пл}/\mu\beta_1 \tag{3.46}$$

и при известном $R_к$ значение $mh\alpha_г$:

$$mh\alpha_г = 7{,}9\cdot 10^{-5} Q_0 P_{пл} T_{пл} Z_{пл}/\beta\beta_1 R_к^2 P_{ат} T_{ст}\,. \tag{3.47}$$

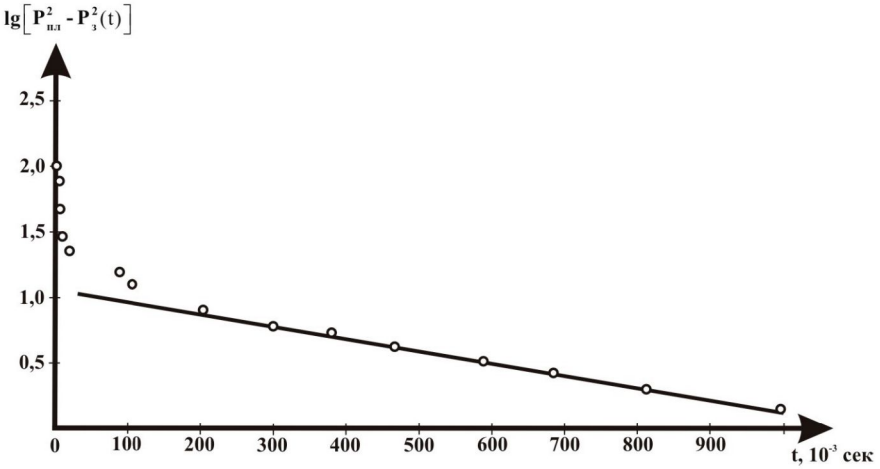

Рисунок 3.8 – Зависимость $\lg\left[P_{пл}^2 - P_з^2(t)\right]$ **от t**

Эти результаты должны быть сопоставлены с результатами лабораторных изучений образцов породы и геофизических исследований с целью проверки достоверности используемых при прогнозировании показателей разработки исходных данных.

Проектировщик обязан извлечь максимум достоверных исходных данных из результатов исследования с учетом различных факторов, влияющих на эти результаты. К таким факторам относится так называемый скин-эффект, который определяется по начальному участку КВД и имеет структуру:

$$C_1 = 2\cdot(k/k_1 - 1)\cdot \ln R_0/R_c + C\cdot k/k_1, \tag{3.48}$$

где k, k_1 – соответственно проницаемости пласта и призабойной зоны; R_0 – радиус зоны с проницаемостью k_1, ухудшенной в результате проникновения

бурового раствора в пласт; С – коэффициент несовершенства по степени и характеру вскрытия пласта скважиной.

На результаты обработки КВД существенно влияет приток газа к скважине после ее закрытия у устья. Для оценки качества обработки и полученных исходных данных достаточно использовать для учета влияния притока газа на результаты исследования формулу, имеющую вид:

$$\left[P_з^2(t)-P_{з0}^2\right]/\left[1-Q(t)/Q_0\right]=\alpha_0+\beta\lg\varphi(t), \qquad (3.49)$$

где $P_{з0}$ – забойное давление перед закрытием; $P_з(t)$ – текущее забойное давление после закрытия в момент времени t; $Q(t)$ – текущий дебит скважины после ее закрытия в момент времени t; Q_0 – дебит скважины перед закрытием для снятия КВД; $\varphi(t)$ – функция времени, определяемая по формуле:

$$\varphi(t)=\left[t-\upsilon(t)/Q_0\right]/\left[1-Q(t)/Q_0\right], \qquad (3.50)$$

где $\upsilon(t)$ – объем газа, поступившего в ствол скважины за время t.

Величину $\upsilon(t)$ определяют по формуле:

$$\upsilon(t)=\Omega_c T_{ст}\left[\overline{P}(t)-\overline{P}(t=0)\right]/P_{ат} Z_{ср} T_{ср}, \qquad (3.51)$$

где Ω_c – объем ствола скважины; $T_{ср}$ – средняя температура газа по стволу скважины; $Z_{ср}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости газа в условиях $P_{ср}$ и $T_{ср}$, значения которых определяются по формулам:

$$\overline{P}_{ср}=\left[P_з(t)-P_у(t)\right]/2 \text{ и } T_{ср}=\left[T_з(t)-T_у(t)\right]/2, \qquad (3.52)$$

$\overline{P}(t=0)$ – среднее давление по стволу перед закрытием в момент времени t=0, определяемое по формуле:

$$\overline{P}(t=0)=\left[P_з(t=0)-P_у(t=0)\right]/2. \qquad (3.53)$$

Как правило, при расчетах значение $Z_{ср}$, в целом зависящее от средних давлений и температур в интервале времени $0\le t\le t_{пв}$, где $t_{пв}$ – время необходимое для полного восстановления давления после закрытия скважины, изменяется не существенно. Поэтому в ряде случаев принимается $Z_{ср}(t)\cong Z_{ср}(t=0)$. Однако такой подход недопустим в скважинах Карачаганакского, Астраханского месторождений, а также скважин, вскрывших валанжинские отложения севера Тюменских месторождений. Для этих месторождений формула для определения $\upsilon(t)$ должна иметь вид:

$$\upsilon(t)=\frac{\Omega_c T_{ст}}{P_{ат} T_{пл}}\left[\frac{\overline{P}(t)}{Z(t)}-\frac{\overline{P}(t=0)}{Z(t=0)}\right]. \qquad (3.54)$$

Текущий дебит скважины после закрытия Q(t) определяется по:

$$Q(t)=\frac{\Omega_c T_{ст}}{P_{ат} Z_{ср} T_{ср}}\left[\frac{\overline{P}(t_2)-\overline{P}(t_1)}{t_2-t_1}\right], \qquad (3.55)$$

где $\overline{P}(t_2)$, $\overline{P}(t_1)$ – средние текущие давления по стволу в моменты времени t_2 и t_1. Здесь, так же как и при определении $\upsilon(t)$, при существенных изменениях $\overline{P}(t)$ значения $Z_{ср}$ должны быть определены для каждого момента времени. Тогда формула (3.55) примет вид:

$$Q(t)=\frac{\Omega_c T_{ст}}{P_{ат} T_{ср}}\left[\frac{\overline{P}(t_2)/Z(t_2)-\overline{P}(t_1)/Z(t_1)}{t_2-t_1}\right]. \qquad (3.56)$$

Обрабатывая формулу (3.49) в координатах $\frac{P_3^2(t)-P_3^2(t=0)}{1-Q(t)/Q_0}$ от $\lg\varphi(t)$, определяют коэффициенты α_0 и β. Причем структура коэффициента β идентична структуре, описанной формулой (3.35). Поэтому по этим коэффициентам определяются те же параметры, какие определялись по КВД, обработанной без учета притока газа к стволу после закрытия скважины. Пример обработки КВД по формуле показан на **рисунке 3.9**.

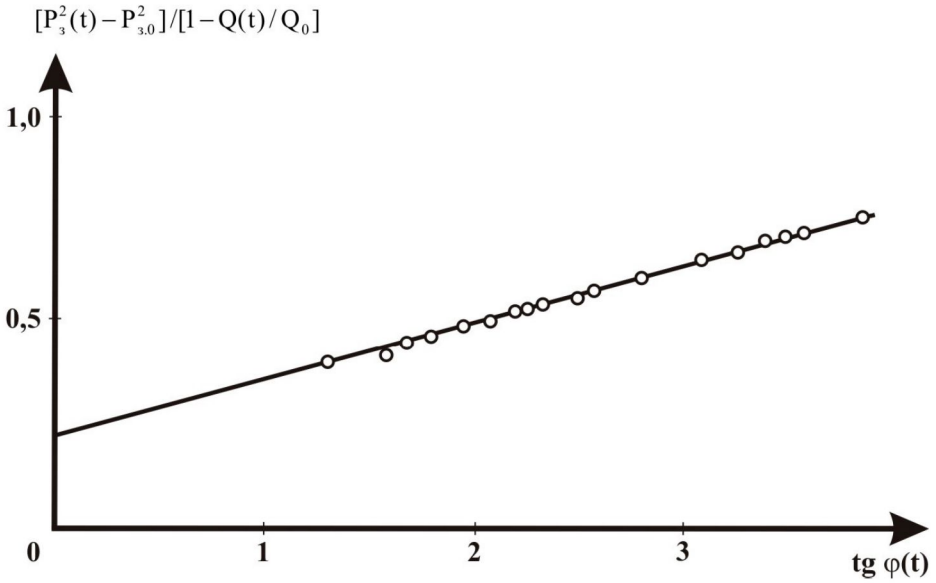

Рисунок 3.9 – Обработка КВД методом, учитывающим приток газа к скважине после ее закрытия

4. В случае если температура газа в пласте высокая (более $+50^0$С), то КВД, снятая на устье скважины, не поддается обработке. В таких случаях КВД должна быть обработана с учетом изменения температуры в процессе восстановления давления, так как для качественной интерпретации КВД необходимо, чтобы температура газа в стволе принимала значение распределения естественной температуры земли. На **рисунках 3.10** и **3.11** показаны характеры изменения давления, температуры в процессе восстановления давления и обработка результатов с учетом и без учета влияния температуры.

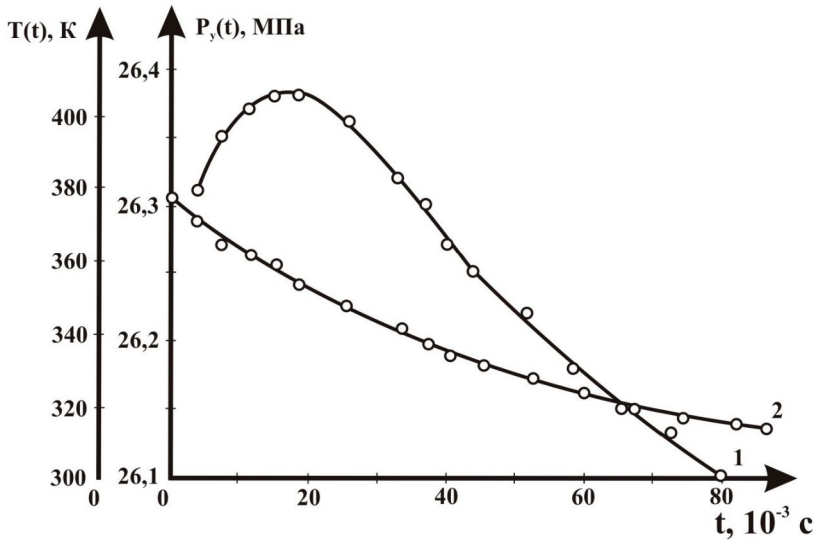

Рисунок 3.10 – Изменение давления на устье скважины (1) и стабилизация температуры газа в скважине на глубине нейтрального слоя после ее остановки (2) в процессе снятия КВД

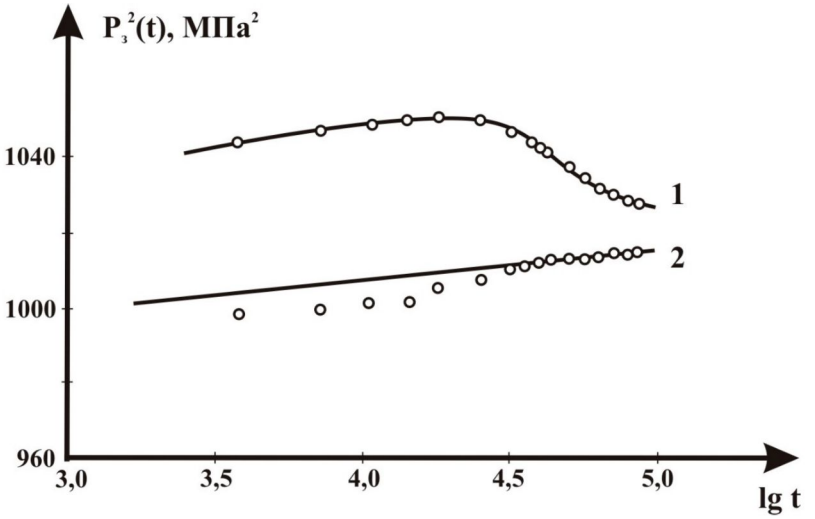

Рисунок 3.11 – Обработка КВД без учета стабилизации температуры газа после закрытия скважины (1) и с учетом стабилизации температуры (2)

Изменение температуры газа в процессе восстановления давления после остановки происходит на глубине нейтрального слоя согласно зависимости, описанной формулой:

$$T_{нс}(t) = T_{нс} + \left[T_г(t=0) - T_{нс}\right]\exp\left[-5{,}78ta/R_к^2\right], \qquad (3.57)$$

где $T_{нс}(t)$ – температура газа на глубине нейтрального слоя в момент времени t; $T_{нс}$ – естественная температура нейтрального слоя; $T_г(t=0)$ – температура газа у нейтрального слоя перед закрытием скважины для снятия КВД; t – продолжительность процесса восстановления давления; *a* – температуропроводность пласта; $R_к$ – радиус теплового влияния ствола скважины, по которому движется теплый газ. При обработке КВД необходимо оценить продолжительность процесса полного восстановления температуры до ее естественного значения по следующей формуле:

$$t_в = -0{,}173\ln\frac{\Delta T}{T_г(t=0) - T_{нс}} \cdot \frac{R_к^2}{a}, \qquad (3.58)$$

где ΔT – предел погрешности измерителя температуры.

При обработке КВД с учетом изменения температуры во времени необходимо выполнить следующую последовательность:

- фиксировать процессы восстановления давления во времени, т.е. $P_у$ от t;
- фиксировать снижение температуры на глубине нейтрального слоя термометром или определить этот процесс по формуле (3.57);
- для каждого момента времени t определить $P_{ср}(t)$ и $T_{ср}(t)$, а по этим данным вычислить $Z_{ср}(t)$, используя формулы:

$$P_{ср}(t) = \left[P_у(t) + P_з(t)\right]/2;\ T_{ср}(t) = \left[T_у(t) + T_з(t)\right]/2; \qquad (3.59)$$

- по известным $\overline{\rho}$; глубины забоя L; $Z_{ср}(t)$ и $T_{ср}(t)$ вычислить $P_з(t)$;
- обработать полученные значения $P_з(t)$ и t по формуле (3.33) для графического определения коэффициентов α и β, а далее параметров пласта.

3.5.2. Оценка тектонических особенностей залежи в зоне влияния исследуемой скважины

Для повышения степени обоснованности исходных геологических особенностей залежи следует пользоваться возможностями газогидродинамических исследований скважин при нестационарных режимах фильтрации. К этим возможностям относятся определение наличия тектонических нарушений, близости газожидкостного контакта и т.д. по КВД. При наличии экранирующих в области дренирования исследуемой скважиной элементов (тектонических нарушений, выклинивания продуктивного пласта, контакта газ-жидкость) конечный участок КВД отклоняется вверх (см. **рисунок 3.12**).

По параметрам, определяемым из этой зависимости, нетрудно находить расстояние ℓ до экранирующего элемента, используя формулу:

$$\ell = \left[0{,}5625\chi_1 t_1\right]^{0{,}5}, \tag{3.60}$$

где χ – пьезопроводность первого участка КВД; t_1 – время, соответствующее точке пересечения прямолинейных участков КВД.

С учетом продолжительности работы исследуемой скважины перед снятием КВД формула для определения расстояния от скважины до экрана имеет вид:

$$\ell = \left[0{,}5625 k_1 t_1 T/(T + t_1)\right]^{0{,}5}, \tag{3.61}$$

где T – продолжительность работы скважины перед снятием КВД.

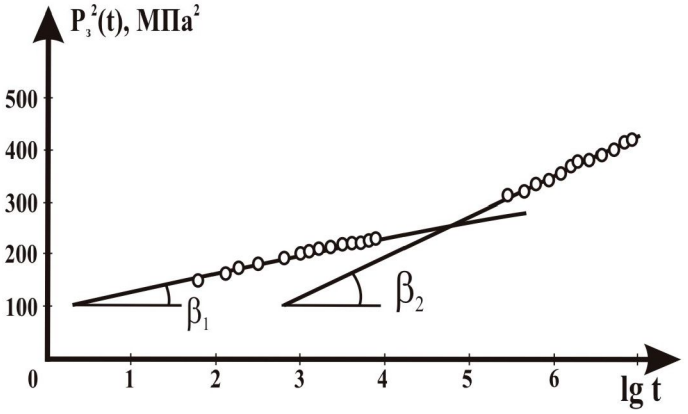

Рисунок 3.12 – Обработка КВД в неоднородных по площади пластах

Если отношение $\beta_2/\beta_1 > 2$, то это означает, что в зоне влияния исследуемой скважины имеется более двух прямолинейных границ. При этом угол раствора между этими экранами равен:

$$\alpha = 360\beta_1/\beta_2, \tag{3.62}$$

где β_2 и β_1 – тангенсы углов наклонов первого и второго участков КВД.

3.5.3. Оценка параметра анизотропии продуктивного пласта по КВД

Параметр анизотропии, т.е. отношение вертикальной проницаемости пласта к горизонтальной $æ = k_в/k_г$, является одним из главных параметров пористой среды. Взаимодействие многослойных неоднородных залежей (а однородные залежи в природе практически не существуют) связано только литологическими окнами и параметром анизотропии. К сожалению, при приближенном методе прогнозирования основных показателей разработки параметр анизотропии практически не используется. Следует также отме-

тить, что вообще к вопросу определения параметра анизотропии, как важнейшего параметра разработки месторождений, не уделяется должного внимания. Этот параметр считается одним из главных для подсчета запасов газа и проектирования разработки залежи. В настоящее время в Российской Федерации параметр анизотропии определяется только лабораторным путем с использованием специально подготовленного образца породы. Этот метод очень трудоемкий и если коллектор неустойчивый, то изготовление такого образца практически невозможно. Поэтому приобретают важное значение два новых метода определения параметра анизотропии, приведенные в работе [23]. Один из методов – метод экспериментального определения параметра анизотропии на уникальный установке – единственный экземпляр, который находится в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, намного упрощает возможность нахождения его величины.

Второй метод использует результаты исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации. Для определения параметра анизотропии результаты исследования следует обработать по формуле:

$$P_3^2(t) = \alpha - \sigma/\sqrt{t}\,, \tag{3.63}$$

где параметр σ определяется из графика, построенного в координатах $P_2^3(t)$ от $1/\sqrt{t}$ (см. **рисунок 3.13**). Аналитически параметр σ описывается формулой:

$$\sigma = Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл} / \pi k_г T_{ст} \sqrt{3{,}3\chi_в}\,, \tag{3.64}$$

где Q_0 – дебит скважины перед закрытием для снятия КВД; $k_г$ – проницаемость в горизонтальном направлении; $\chi_в$ – пьезопроводность в вертикальном направлении.

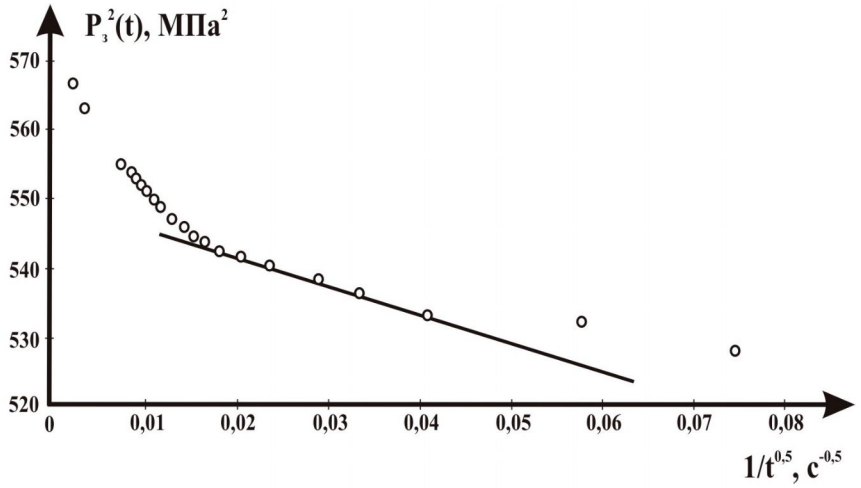

Рисунок 3.13 – Зависимость $P_з^2(t)$ от $1/\sqrt{t}$

$$\chi_в = k_в P_{пл}/m\mu. \qquad (3.65)$$

Для нахождения $\chi_в$, следовательно, и $k_в$ сначала нужно из **рисунка 3.13** найти величину σ как тангенс угла наклона касательной к конечному участку кривой. Затем, обрабатывая результаты этого же исследования в координатах $P_з^2(t)$ от lgt (см. формулу (3.33)), найти тангенс угла наклона β, а далее, используя формулу (3.35), вычислить $k_г$. При известных перечисленных выше параметрах σ и $k_г$, используя формулу

$$\chi_в = 0{,}33\left[Q_0\mu Z P_{ат} T_{пл}/\pi k_г T_{ст}\sigma\right]^2, \qquad (3.66)$$

вычислить $\chi_в$, а потом $k_в$ по формуле (3.65) и æ, используя формулу æ=$k_в/k_г$. Этот метод определения æ является единственным в случае вскрытия неустойчивых коллекторов. В проекте разработки в обязательном порядке, должны быть информация о величине æ, от которого зависят истощение высоко- и низкопроницаемых пропластков и интенсивность подъема ГВК и обводнения скважин в процессе разработки залежи.

3.5.4. Использование кривых стабилизации давления и дебита для определения параметров пласта и коэффициентов a и b

Использование кривых стабилизации давления и дебита после пуска скважины для определения параметров пласта широкого распространения не получило из-за отсутствия соответствующей технологии и техники для измерения $P_з$ и Q во времени с большой точностью. Кроме того, этот метод не получил широкой гласности среди специалистов, хотя он более практичен для определения параметров пласта и коэффициентов фильтрационного сопротивления.

Проектировщик обязан знать возможности этого метода не только из-за получения информации для проектирования, но и для контроля за разработкой залежи как наиболее экономичный и экологически чистый метод контроля достоверности, принятых при проектировании разработки исходных данных. Общий вид кривых стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважины в работу показан на **рисунке 3.14**. Изменение забойного давления и дебита после пуска скважины во времени описывается по формуле:

$$P_{пл}^2 - P_з^2(t) = \frac{Q(t)\mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi k T_{ст}} \ln\frac{2{,}05\chi}{R_с^2} + bQ^2(t) + \frac{Q(t)\mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \ln\frac{Q_{доб}}{Q(t)}. \qquad (3.67)$$

Если обозначить через

$$\beta = \mu Z P_{ат} T_{пл}/2\pi k h T_{ст}\ ;\ \alpha = \beta \ln 2{,}05\chi/R_с^2 \ \text{и}\ \varphi(t) = \ln Q_{доб} Q(t), \qquad (3.68)$$

то вместо формулы (3.67) будем иметь:

$$P_{пл}^2 - P_з^2(t) = \alpha + bQ(t) + \beta\varphi(t). \qquad (3.69)$$

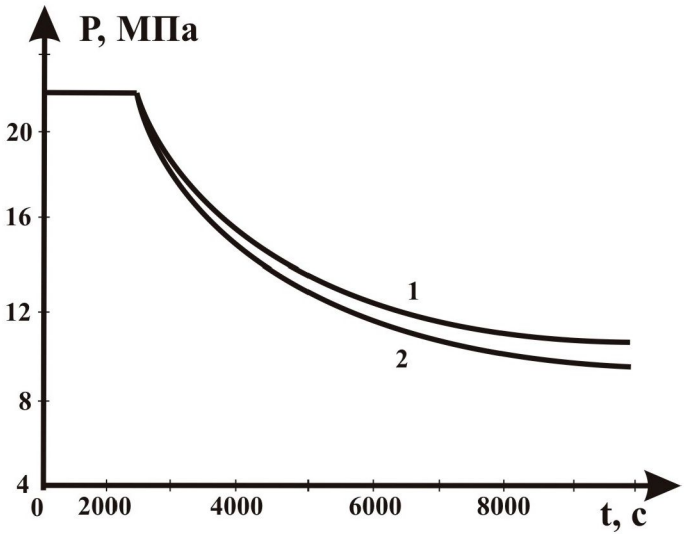

Рисунок 3.14 – Кривые стабилизации забойного давления (1) и дебита (2) при пуске скважины в работу

Для значения времени $t_к$ — соответствующему концу процесса стабилизации, уравнение (3.69) будет иметь вид:

$$P_{пл}^2 - P_з^2(t) = \alpha + bQ(t_к) + \beta\varphi(t_к). \qquad (3.70)$$

Если обозначить через

$$\psi(t) = \left[P_{пл}^2 - P_з^2(t)\right] / Q(t) \text{ и } \psi(t_к) = \left[P_{пл}^2 - P_з^2(t_к)\right] / Q(t_к) \qquad (3.71)$$

$$\text{и } \varphi(t) = \ln Q_{доб}/Q(t);\ \varphi(t_к) = \ln Q_{доб}/Q(t_к), \qquad (3.72)$$

то после небольших преобразований получим:

$$\left[\psi(t_к) - \psi(t)\right] / \left[\varphi(t_к) - \varphi(t)\right] = \beta - b\left[Q(t) - Q(t_к)\right] / \left[\varphi(t_к) - \varphi(t)\right]. \qquad (3.73)$$

Построенный в координатах $\left[\psi(t_к) - \psi(t)\right] / \left[\varphi(t_к) - \varphi(t)\right]$ от $[Q(t) - Q(t_к)]/[\varphi(t_к) - \varphi(t)]$ позволяет определить коэффициенты β и b. Зная значение β, нетрудно вычислить и коэффициент а по формуле:

$$a = 2\beta \ln \frac{R_к}{R_с}. \qquad (3.74)$$

Таким образом, по результатам изменения $P_з$ и Q после пуска скважины в работу только на одном режиме удается определить коэффициенты

фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b***. Обработка кривых стабилизации $P_з(t)$ и $Q(t)$ и определение β и ***b*** показаны на **рисунке 3.15**.

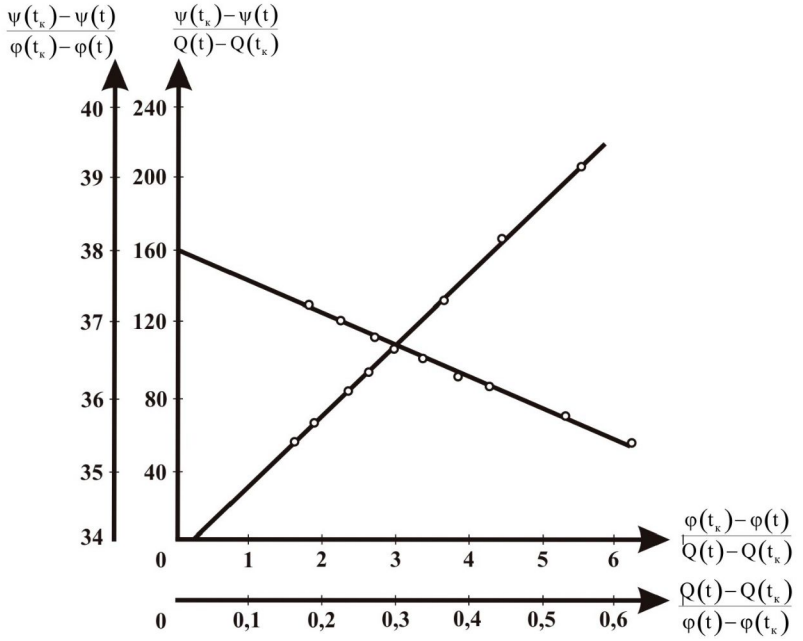

Рисунок 3.15 – Обработка кривых стабилизации $P_з(t)$ и $Q(t)$ для определения коэффициентов β и *b*

Глава 4

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, СВЯЗАННЫЕ С ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ, И СПОСОБЫ ИХ ПОЛУЧЕНИЯ

Для прогнозирования показателей разработки газоконденсатных месторождений требуются дополнительные исходные данные, получаемые специальными исследованиями на газоконденсатность. В число таких данных входят физические свойства газовой и конденсатной фаз и смеси, фазовое состояние смеси в системе "пласт – УКПГ", давления начала и максимальной конденсации, потери конденсата в пласте, насыщенность газа конденсатом, изотермы и изобары конденсации, фракционный и групповой составы конденсата, выход конденсата в процессе истощения запасов газоконденсатной смеси и т.д. Без обоснованного определения каждого из перечисленных параметров газоконденсатной смеси выполненный проект разработки газоконденсатной залежи окажется некачественным. Наличие тяжелых углеводородов, переходящих при стандартных условиях в жидкое состояние, с одной стороны, позволяет получить дополнительные прибыли за счет реализации конденсата, с другой стороны, вызывает значительное число проблем, без решения которых невозможна надежная эксплуатация месторождения. Для этого проводятся специальные исследования на газоконденсатность, с целью получения параметров газа и конденсата, необходимых при подсчете запасов, составление проектов разработки месторождения и обустройства промысла, а также для определения направления переработки и использования конденсата.

Исследование на газоконденсатность представляет собой комплекс промыслово-лабораторных работ, в результате проведения которых определяются перечисленные выше параметры газа, конденсата и смеси.

В целом ***необходимо провести два вида исследований*** для изучения газоконденсатной характеристики.

1. Промысловые газоконденсатные исследования, позволяющие определить изотермы и изобары конденсации, а также произвести представительный отбор проб газа и конденсата при определенных термобарических условиях.
2. Лабораторное изучение газоконденсатной смеси для определения: давления начала и максимальной конденсации в пластовых условиях; состава пластового газа; группового и фракционного составов конденсата, насыщения газа тяжелыми углеводородами при пластовых условиях; содержания конденсата в газе; количества стабильного и нестабильного конденсата; фазового состояния смеси; потерь и выхода конденсата, физических свойств газа и конденсата; количества этана, пропана, бутана и пентана в смеси; молекулярной массы конденсата и т.д.

В проекте должны быть отражены методы получения перечисленных данных и достоверность определения каждого параметра. От качества этой информации зависят условие сепарации газа, добывная возможность промысла по конденсату, режим работы скважин, система подготовки газа и переработки конденсата. Практически все перечисленные параметры газоконденсатной смеси должны быть определены на стадии подсчета запасов газа и конденсата перед составлением проекта разработки. Проектировщик должен быть знаком с этими методами, знать их преимущества и недостатки и отметить наиболее уязвимые места по качеству данных газоконденсатной характеристики, а также предусмотреть уточнения их в процессах подготовки проекта и разработки залежи.

Проектировщик должен исходить из реальных условий определения газоконденсатной характеристики залежи.

Если исходить из реальных условий, то в настоящее время на промыслах России для промысловых исследований на газоконденсатность имеются только три пригодных установки – "Порта-Тест". Имеющиеся другие промысловые установки не полностью отвечают требованиям, предъявляемым при промысловых исследованиях.

Только установка "Порта-Тест" приспособлена для изучения всей продукции скважин при различных давлениях и постоянной температуре газа в сепараторе. Производительность этой установки около одного миллиона $м^3$ газа в сутки, а содержание конденсата и воды в газе может доходить до 1000 $см^3/м^3$ газа. Установка изготовлена в антикоррозионном исполнении.

Действующая в настоящее время временная инструкция по изучению газоконденсатной характеристики для подсчета запасов газа и проектирования разработки газоконденсатных залежей допускает исследования только всей продукции скважины.

Поэтому малогабаритные установки для промысловых исследований "Конденсат-2" и "НТ ПКП-5 (8)" не удовлетворяют требованиям этой инструкции для определения газоконденсатной характеристики залежи. Эти установки используют только очень небольшую часть продукции скважины, и эта часть, как правило, существенно отличается по соотношению "газ–конденсат" от аналогичного соотношения всего потока.

В настоящее время имеются и менее точные методы получения информации о газоконденсатной характеристике залежи, ориентированные на результаты научных исследований. Такие методы, как графические, так и аналитические, получены на базе анализа и обобщения многочисленных газоконденсатных исследований, проведенных на месторождениях различных стран. Эти приближенные методы могут быть использованы на стадии составления технико-экономического обоснования целесообразности разработки месторождения и технологической схемы его разработки.

Особое внимание следует обратить на условия проведения газоконденсатных исследований, которые связаны с:

- насыщенностью газа тяжелыми компонентами углеводородов при имеющихся пластовых давлениях и температуре;
- производительностью газоконденсатной скважины с позиции возможности скважины для выноса, выпавшего в виде жидкости тяжелых компонентов в призабойной зоне и по ее стволу;
- применением ингибиторов гидратообразования, коррозии и солеотложения в процессе исследования на газоконденсатность;
- длительностью стабилизации режима работы скважины.

Каждый из перечисленных факторов может существенно исказить газоконденсатную характеристику залежи. Изучение газоконденсатной характеристики становится труднее, если содержание конденсата в газе не превышает 20 $см^3$ на 1 $м^3$ газа.

Одним из сложных и существенных при изучении газоконденсатной характеристики месторождения является наличие нефтяной оторочки, непосредственно контактирующей с газоконденсатной смесью. Существует возможность смешения газоконденсатной смеси с нефтью, если даже нефтяная оторочка не вскрыта скважиной. Смесь нефти и конденсата отличается цветом изучаемой продукции, количеством тяжелых компонентов в жидкой фазе, физическими и химическими свойствами от аналогичных параметров конденсата и температурой кипения.

Из вышеизложенного следует, что достоверность параметров, связанных с газоконденсатной характеристикой, является ключевой для определения запасов конденсата и прогнозирования добычи конденсата, его потерь в пласте, изменения выхода конденсата при различных термобарических условиях.

4.1. Исходные данные о газоконденсатной характеристике залежи, получаемые промысловыми исследованиями

Промысловые исследования на газоконденсатность проводятся различными методами и техническими средствами. В настоящее время существуют два типа установок: частичным и полным отбором потока для газоконденсатных исследований. Основными задачами промысловых исследований являются: определение количества выделяющегося из газа конденсата в сепараторах при различных давлениях и температурах, т.е. построение изотерм конденсации; отбор представительных проб газа и конденсата при определенных P и T с целью изучения состояния и свойства газоконденсатной смеси в лабораторных установках УГК-3, УФР-2 или на их зарубежных аналогах (см. **рисунок 4.1**).

При проектировании разработки газоконденсатных месторождений используются изотермы конденсации, построенные по данным, связанным не только с давлением и температурой, но и с характеристикой сепаратора. Проектировщик должен знать, как были получены изотермы конденсации и какой коэффициент сепарации использованного сепаратора.

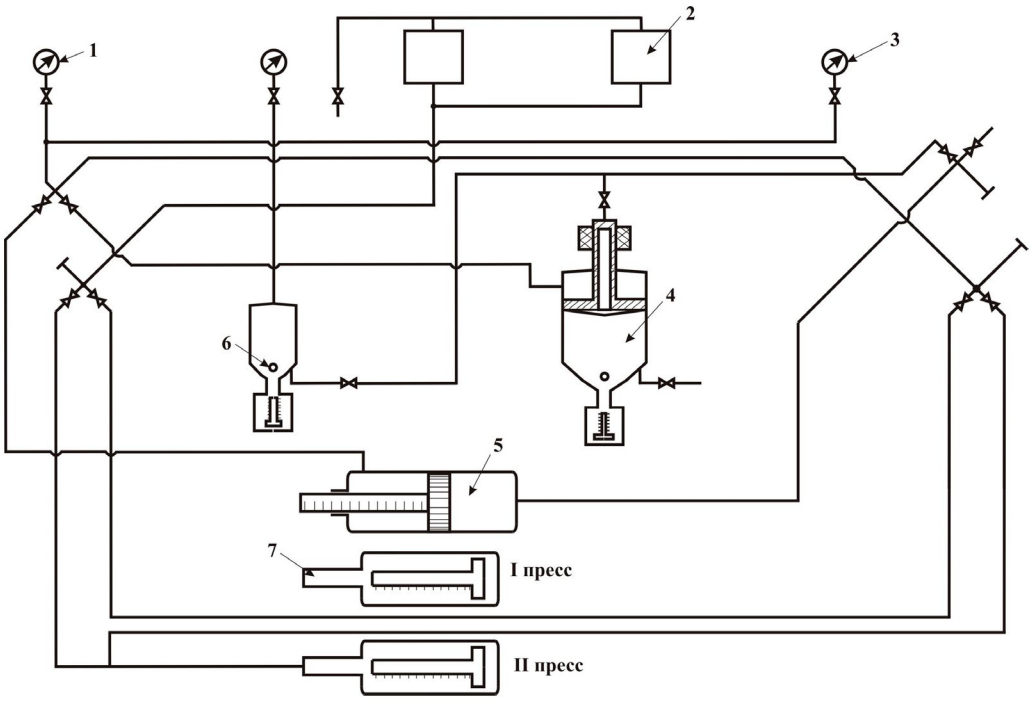

Рисунок 4.1 – Установка УГК-3:
1,3 –электроконтактные манометры; 2 – напорные масляные бачки; 4 – бомба равновесия (бомба PVT); 5 – поршневой разделитель; 6 – сепаратор; 7 – насос с постоянной подачей

Для снятия изотерм конденсации используют установки: “Порта-Тест”, “Конденсат-2”, “НТ ПКП-5 (8)”, СКМ-3 и 177Р-2.00.000 РЭ.

Наиболее пригодной для снятия изотерм конденсации является установка “Порта-Тест”, схема которой показана на **рисунке 4.2**. Изотермы конденсации, снятые на одном из газоконденсатных месторождений России, показаны на **рисунке 4.3**. Сепаратор циклонного типа, использованный на установке “Порта-Тест”, гарантирует отделение жидких капель полностью, о чем свидетельствует контрольный хроматограф, входящий в комплект установки “Порта-Тест” для контроля за составом отсепарированного газа.

Однако даже самый лучший промысловый сепаратор не может гарантировать достоверность по количеству тяжелых углеводородов в составе газа, так как для того чтобы вызвать приток газа к скважине, нужно создать депрессию на пласт. Снижение давления от $P_{пл}$ до $P_з$ приводит к выделению части тяжелых углеводородов в призабойной зоне. Выпавший в призабойной зоне конденсат накапливается в призабойной зоне до начала двухфазного движения. Поэтому в сепаратор поступает не истинный пластовый состав смеси, а частично истощенная смесь. Причем выделение конденсата в пласте происходит до достижения давления максимальной конденсации при $T=T_{пл}$.

Интенсивное выпадение конденсата в призабойной зоне, где происходит более резкое снижение давления, приводит к его накоплению и частичному выносу из этой зоны.

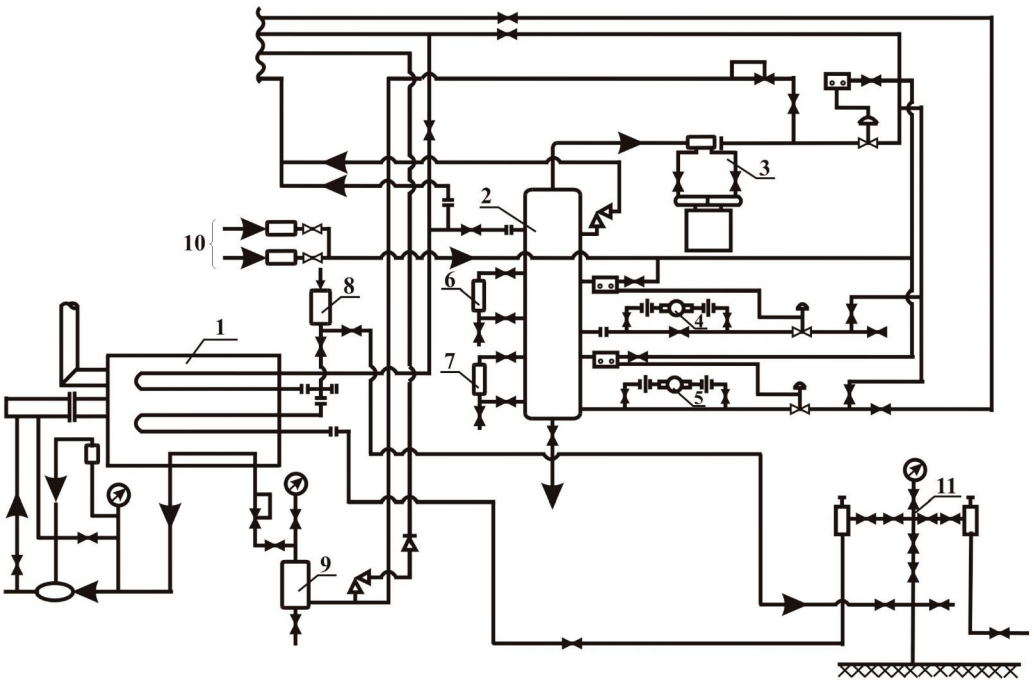

Рисунок 4.2 – Схема установки "Порта – Тест":
1 – подогреватель; 2 – сепаратор; 3÷5 – расходомеры; 6,7 – уровнемерные трубки для конденсата и воды; 8 – емкость для метанола; 9 – скруббер; 10 – компрессоры для воздуха; 11 – скважина

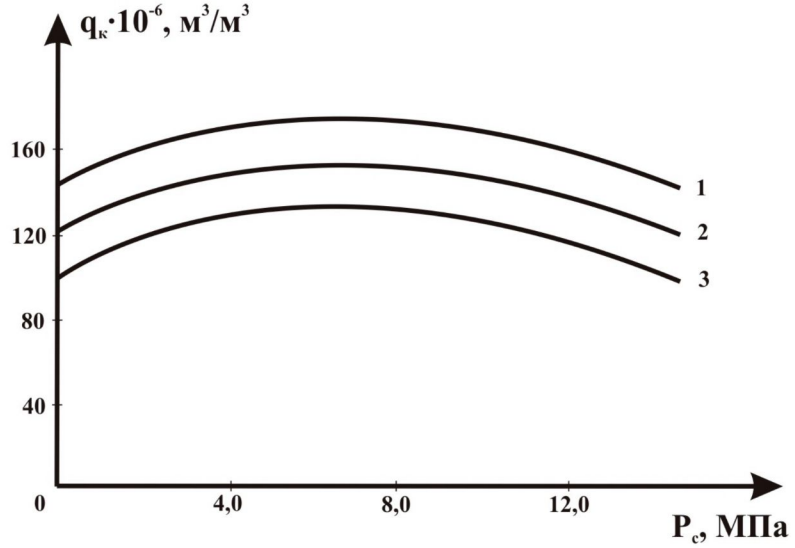

Рисунок 4.3 – Изотермы конденсации при температурах:
1 – при -10^0С; 2 – при 0^0С и 3 – при 10^0С

Выпадение конденсата должно быть увязано с продолжительностью процесса стабилизации распределения давления в пласте, содержанием конденсата в газе и процессом насыщения призабойной зоны конденсатом.

На **рисунке 4.4** показано изменение насыщенности пор выпавшим конденсатом по радиусу зоны, дренируемой скважиной. Из этого рисунка видно, что насыщение пор конденсатом вблизи ствола происходит быстро. На этом же рисунке кривой 2 показано распределение давления в пласте. В зоне незначительного снижения давления выпадение конденсата настолько небольшое, что этими изменениями состава газа можно пренебречь.

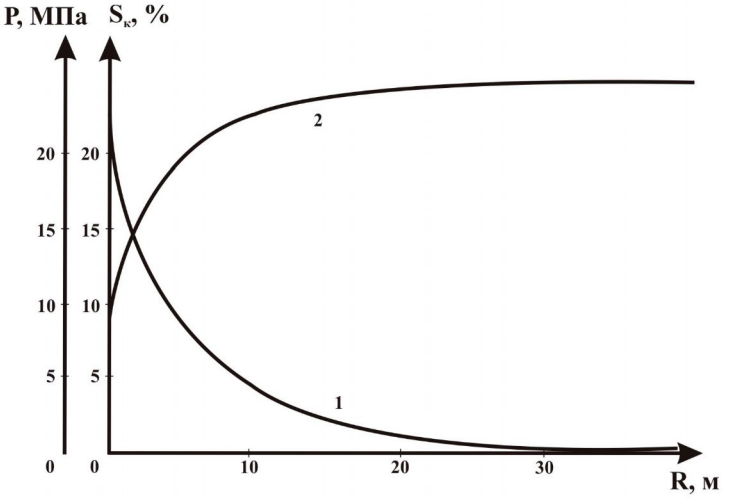

Рисунок 4.4 – Насыщенность пор выпавшим конденсатом (1) и распределение давления (2) по радиусу

Таким образом, даже при желании и использовании наиболее совершенного метода и установки для определения газоконденсатной характеристики промысловыми исследованиями возможны погрешности в исходных данных.

4.2. Получение исходных данных о газоконденсатной характеристике залежи лабораторными исследованиями пластового газа

Подавляющее большинство параметров газоконденсатной смеси определяется лабораторными исследованиями с использованием метода дифференциальной конденсации. Для изучения газоконденсатной характеристики используют установки типа УГК-3, УФР-2 или их зарубежные аналоги. К параметрам газоконденсатной смеси, изучаемым лабораторным способом исследования, относятся:

– состав пластового газа;

- давления начала конденсации и максимальной конденсации,
- фазовое состояние смеси в пласте,
- потенциальное содержание конденсата,
- потери конденсата в пласте и выход конденсата в процессе разработки,
- коэффициент извлечения конденсата,
- групповой и фракционный составы конденсата,
- молекулярная масса конденсата,
- плотность и вязкость конденсата, его влагосодержание,
- коэффициент усадки конденсата,
- содержание сернистых соединений в конденсате, и др.

В проекте разработки прямо или косвенно используются все перечисленные параметры. Поэтому проектировщик должен знать, с какой точностью определены каждый из перечисленных параметров.

Для тощих газов, при содержании конденсата в газе ниже 20 $см^3/м^3$, точность определения коэффициента извлечения и потерь конденсата в пласте в установках УГК-3 и УФР-2 существенно снижается, что связано с технологией определения потерь конденсата в пласте и недостатками этих установок. В таких случаях коэффициент извлечения и потери конденсата определяются из графика (см. **рисунок 4.7** и **4.8**), построенного на базе обобщения материалов разработки газоконденсатных месторождений и лабораторных исследований.

Состав пластового газа газоконденсатных месторождений является одним из важных параметров, необходимых при проектировании. Состав газа необходим для оценки запасов каждого компонента, среди которых важнейшим является содержание метана, этана, пропана, бутана, C_{5+}, H_2S, CO_2, N_2, Не и т.д. От количества каждого из компонентов зависит дальнейшее использование газа данного месторождения и пути переработки газа. При значительном содержании гелия должен быть вариант возможного извлечения гелия из газа как наиболее дешевого способа получения гелия высокой чистоты – марки А и В. Если содержание сероводорода в газе составляет несколько, а иногда и несколько десятков процентов, то выделение серы становится необходимостью не только с позиции очищения газа от сероводорода как от отравляющего и коррозионно-активного вещества, но и с позиции товарной продукции для получения и реализации серы.

По пластовому составу газа определяются все физические и термодинамические свойства смеси газа, без знания которых невозможно выполнение газогидродинамических и термодинамических расчетов.

Одним из основных параметров газоконденсатной смеси является ***давление начала конденсации тяжелых углеводородов*** в пласте. Абсолютное большинство газоконденсатных месторождений характеризуется полной насыщенностью газа в пластовых условиях тяжелыми компонентами углеводородов. Это означает, что при любых изменениях давления и температуры происходит частичное выделение тяжелых компонентов в виде жидкости.

Если конденсация происходит с момента снижения начального пластового давления, т.е. давление начала конденсации равно начальному пластовому давлению, то такие газоконденсатные смеси называются насыщенными.

Если выделение тяжелых компонентов начинается с давления ниже начального пластового давления, то такие газоконденсатные смеси называются недонасыщенными. Например, из газоконденсатных месторождений Российской Федерации Астраханское газоконденсатное месторождение является недонасыщенным. Начальное пластовое давление Астраханского месторождения составляет около 63,0 МПа, а давление начала конденсации равно $P_{нк}$=42,0 МПа.

Давление начала конденсации является одним из важнейший параметров, предопределяющих количество потерь конденсата, коэффициент извлечения, режим эксплуатации скважин. Определение $P_{нк}$ лабораторными экспериментами является не единственным методом. Практически на всех газоконденсатных месторождениях, кроме месторождений с АВПД, можно принять $P_{нк}=P_{н\,пл}$.

Признаком недонасыщенности газа тяжелыми углеводородами является сравнительно низкое содержание конденсата при аномально высоких давлениях пласта.

Фазовое состояние газоконденсатной смеси является в пласте одним из критериев, принимаемых за основу способа разработки газоконденсатных месторождений. На **рисунке 4.5** показано фазовое состояние газоконденсатной смеси одного из месторождений. Эта информация нужна проектировщику для выбора метода разработки.

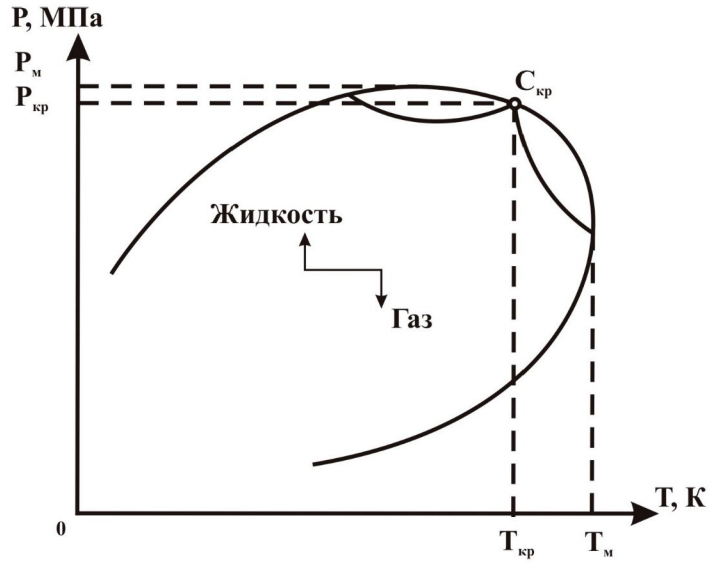

Рисунок 4.5 – Фазовое состояние газоконденсатной смеси

Одной из основных характеристик газоконденсатных залежей является содержание тяжелых компонентов углеводородов C_{5+} в составе пластового газа. Содержание C_{5+B} в газе, т.е. конденсата, зависит: от давления и температуры газа в пласте; от глубины залегания залежи, а также от наличия нефтяной оторочки под газоконденсатной залежью. При наличии нефтяной оторочки, контактирующей с газоконденсатной залежью, количество конденсата в газе, как правило, значительно превосходит его содержание при аналогичных термобарических условиях, но без нефтяной оторочки. Потенциальное содержание конденсата в газе определяется при изучении состава пластового газа. Один из методов определения состава пластового газа приведен в **таблице 4.1**, согласно которому для определения состава пластового газа необходимы составы: газов сепарации, дегазации конденсата, дегазированного конденсата, а также нестабильного конденсата. При этих составах нетрудно определить массовую или объемную долю каждого компонента в сухом отсепарированном и пластовом газах.

К основным характеристикам газоконденсатной смеси относятся потери конденсата в пласте. В проекте разработки должен быть приведен состав пластового газа и содержание в нем тяжелых компонентов углеводородов C_{5+}. Потери конденсата в пласте должны быть определены методом дифференциальной конденсации с использованием представительных проб газа и конденсата, отобранных из отдельных участков залежи. Это особенно важно в том случае, когда разные участки залежи вводятся в разработку в разное время. При этом должно быть уделено внимание не только общему отбору газа из месторождения, но и доле отбора газа из отдельных участков залежи и содержанию конденсата в газе из разных участков исходя из текущего пластового давления газа на этих участках.

На **рисунке 4.6** показаны потери конденсата в пласте насыщенного тяжелыми компонентами – кривая 1, и недонасыщенных ими газов – кривая 3. На этом же рисунке показаны выходы конденсата насыщенного – кривая 2 и недонасыщенного тяжелыми углеводородами газа – кривая 4. Потенциальное содержание конденсата в рассматриваемом газе, насыщенном тяжелыми компонентами, составляет $120 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3 при начальном пластовом давлении $P_{н.пл}$=18,0 МПа. С момента ввода месторождения в разработку происходит выделение конденсата в пласте и выход конденсата снижается.

Суммарные потери конденсата из одного куб. метра пластового газа должны определяться площадью ниже кривой 1 в диапазоне изменения пластового давления $0 \le P_{пл} \le 18{,}0$ МПа, а суммарный выход конденсата из одного куб. метра пластового газа определяться площадью ниже кривой 2 в указанном диапазоне изменения пластового давления. Если газ недонасыщен тяжелыми компонентами углеводородов, то выделение конденсата начинается только при $P_{н.к}$=14,0 МПа и до этой величины пластового давления из каждого добытого куб. метра газа извлекается максимальное количество конденсата, равное его потенциальному содержанию.

Таблица 4.1

Определение состава пластового газа

Компонент	Газ сепарации				Газ дегазации				Дегазированный конденсат				Нестабильный (сырой) конденсат				Пластовый газ					
																				10^{-3} кг на 1 м^3 газа		
	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	отсепарированного	“сухого”	пластового
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
CH_4	81,44	814,40	64,18	543,40	54,00	16,88	32,50	11,26	–	–	–	–	20,04	16,88	3,18	11,26	76,67	831,28	46,19	554,66	538,59	511,57
C_2H_6	5,02	50,20	7,42	62,82	13,18	4,12	14,87	5,15	0,01	0,03	0,08	0,04	4,94	4,16	1,46	5,18	5,01	54,36	5,66	68,00	66,03	62,72
C_3H_8	2,07	20,70	4,48	37,93	8,05	2,52	13,32	4,62	0,57	1,84	1,95	1,03	4,20	3,55	1,82	6,45	2,24	24,25	3,70	44,38	43,09	40,93
i-C_4H_{10}	0,31	3,10	0,88	7,45	1,23	0,38	2,68	0,93	0,43	1,37	1,06	0,56	1,12	0,94	0,65	2,30	0,37	4,04	0,81	9,75	9,47	8,99
n-C_4H_{10}	0,62	6,20	1,77	15,00	2,09	0,65	4,56	1,58	1,33	4,25	3,33	1,77	2,87	2,42	1,64	5,83	0,79	8,62	1,73	20,83	20,23	19,21
i-C_5H_{12}	0,22	2,20	0,78	6,60	0,56	0,18	1,52	0,53	2,02	6,46	4,08	2,16	2,78	2,34	1,97	6,99	0,42	4,54	1,13	13,59	13,20	12,53
n-C_5H_{12}	0,14	1,40	0,50	4,23	0,40	0,12	1,08	0,37	2,42	7,74	4,88	2,59	3,22	2,71	2,29	8,11	0,38	4,11	1,03	12,34	11,98	11,38

C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_8H_{18+}	H_2S	RSH	CO_2	N_2	Сумма	*QC_{5+}	Молекулярная масса	Плотность, кг/м^3
0,11	0,03	–	3,57	0,03	5,64	0,80	100,0	0,58	20,354	0,847
1,10	0,30	–	35,70	0,30	56,40	8,00	1000,0	5,00		
0,47	0,15	–	5,98	0,09	12,20	1,10	100,0	1,90		
3,98	1,27	–	50,63	0,76	103,29	9,31	846,67	16,08		
0,24	0,06	–	11,98	0,04	7,68	0,49	100,0	1,26	26,656	1,109
0,08	0,02	–	3,74	0,01	2,40	0,15	31,25	0,40		
0,78	0,08	–	15,31	0,11	12,68	0,51	100,0	3,46		
0,27	0,03	–	5,31	0,04	4,39	0,18	34,66	1,20		
6,77	9,12	76,65	–	0,68	–	–	100,0	96,98	145	0,763
21,63	29,14	244,95	–	2,17	–	–	319,58	309,92		
11,40	13,22	58,90	–	1,10	–	–	100,0	92,48		
6,04	7,00	31,21	–	0,58	–	–	52,98	49,00		
7,27	8,33	37,05	4,45	0,70	2,85	0,18	100,0	58,65	101	0,671
6,12	7,02	31,32	3,74	0,59	2,40	0,15	84,34	49,40		
6,18	8,23	69,16	1,50	0,63	1,24	0,05	100,0	87,82		
21,90	29,17	244,95	5,31	2,21	4,39	0,18	354,23	311,12		
0,67	0,68	2,88	3,64	0,08	5,42	0,75	100,0	5,03	26,627	1,108
7,22	7,32	31,21	39,44	0,89	58,80	8,15	1084,23	54,40		
2,16	2,53	20,40	4,66	0,25	8,96	0,79	100,0	27,25		
25,88	30,44	244,95	55,94	2,97	107,68	9,49	1200,9	327,20		
25,13	29,56	237,85	54,32	2,88	104,56	9,21	1166,1	317,73		
23,87	28,07	225,92	51,59	2,74	99,81	8,75	1107,58	301,77		

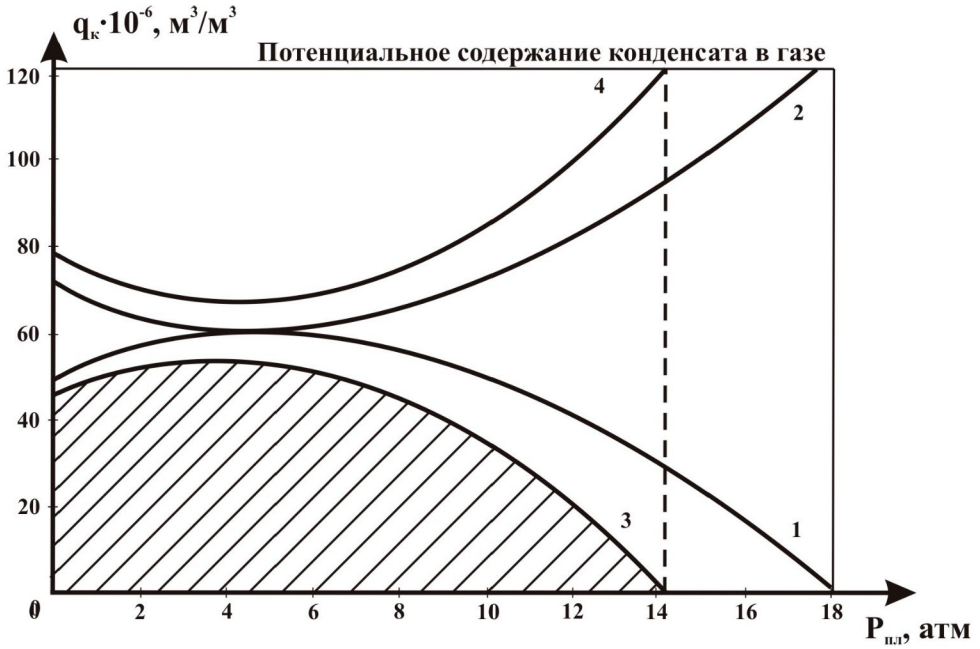

Рисунок 4.6 – Потери конденсата в пласте, насыщенного тяжелыми компонентами (1), и недонасыщенных ими (3) газов; 2,4 – соответственно выходы конденсата

Эти показатели не всегда подтверждаются в процессе разработки газоконденсатных месторождений. Причинами отклонения проектных и фактических показателей по потерям и выходу конденсата являются:

– непредставительность отобранных проб газа и конденсата, использованных при изучении газоконденсатной характеристики на установке PVT;

– неправильное определение потенциального содержания конденсата в газе;

– несоблюдение условий сепарации на УКПГ.

Очень важным является при проектировании изучение изменения состава газа и содержания C_{5+} в газе по толщине и по площади.

Информация о групповом и фракционном составах конденсата используется при проектировании для определения направления переработки конденсата. Это позволяет газоперерабатывающим заводам запланировать количество выпускаемого товарного продукта – бензина, керосина, дизтоплива и т.д. в зависимости от поступающего на переработку стабильного конденсата.

Одним из основных параметров, определяемых лабораторными исследованиями газоконденсатной смеси, является коэффициент извлечения конденсата. Величина коэффициента извлечения зависит:

– от способа разработки газоконденсатных месторождений, который выбирает проектировщик. При проектировании разработки газоконден-

сатных месторождений необходимо рассматривать минимум два варианта разработки: с поддержанием пластового давления с целью предотвращения (частично) потерь конденсата в пласте; без поддержания пластового давления, когда имеют место максимально возможные потери конденсата в пласте;

– от содержания тяжелых компонентов углеводородов в составе пластового газа. Величина потерь конденсата в пласте зависит и от его состава. Опыт показывает, что чем больше содержание конденсата в газе, тем выше его потери в пласте.

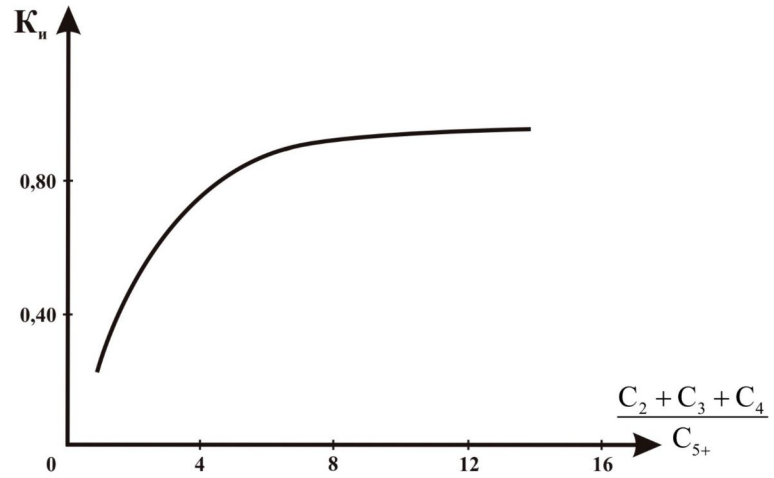

Рисунок 4.7 – Зависимость коэффициента извлечения конденсата $К_и$ от отношения $(C_2+C_3+C_4)/C_5$ в газе при разработке газоконденсатных месторождений на истощение

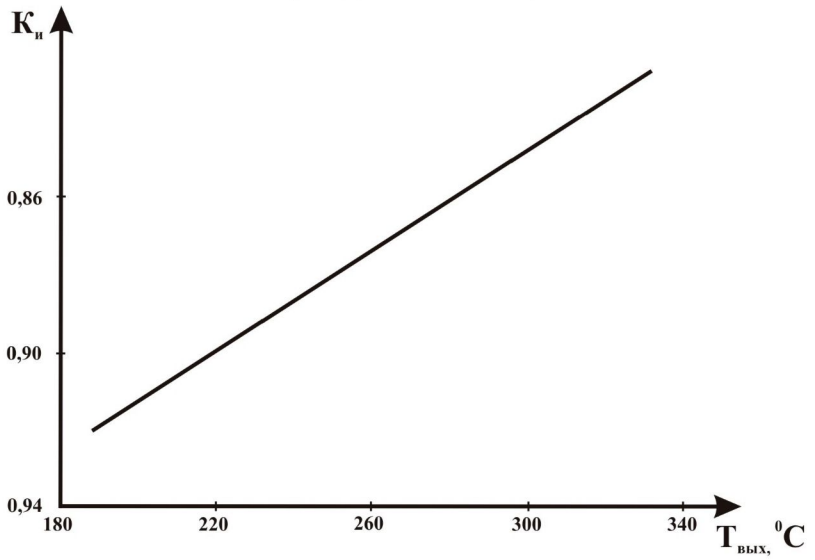

Рисунок 4.8 – Зависимость коэффициента извлечения конденсата $К_и$ от температуры его 90% выкипания

При небольшом содержании конденсата в газе (менее $20 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3) потери конденсата, следовательно, и коэффициент его извлечения, определяются с некоторой погрешностью. Поэтому для таких "тощих" газов построены графические зависимости, показанные на **рисунках 4.7** и **4.8**. Согласно этим зависимостям для определения коэффициента извлечения конденсата из месторождений с тощей газоконденсатной смесью необходимо исходить из известного состава пластового газа, т.е. из соотношения $[C_2+C_3+C_4]/C_{5+}$ или от температуры 90%-го выкипания конденсата.

Для более "жирных" газов коэффициент извлечения определяется лабораторными исследованиями газоконденсатной смеси. Существует и графоаналитический метод определения коэффициента извлечения конденсата, и в случае отсутствия точных данных о коэффициенте извлечения конденсата проектировщик должен с соответствующей оговоркой о точности определяемого коэффициента извлечения оценить его величину при разработке месторождения на истощение.

4.3. Приближенные методы определения газоконденсатной характеристики залежи

Сравнительно точные значения параметров газоконденсатной смеси, определяемые промысловыми и лабораторными исследованиями, требуют большого отрезка времени, и такая работа в стадии поиска и разведки месторождений в отдаленных районах РФ сопряжена с большими трудностями. Для оценочных работ при составлении ТЭО и технологических схем разработки газоконденсатных месторождений часто требуется оперативное определение перечисленных выше параметров. Такие методы определения газоконденсатной характеристики залежи разработаны на базе обобщения результатов газоконденсатных исследований около 300 газоконденсатных месторождений мира с содержанием конденсата в газе до $280 \cdot 10^{-6}$м^3/м^3. Эти обобщения позволяют при известных групповых составах конденсата, т.е. известных содержаниях в % нафтеновых и ароматических углеводородов в конденсате, пластовом давлении и температуре, молекулярной массе и плотности конденсата определить: давление начала конденсации; изотермы конденсации для газов с содержанием конденсата в газе $0 \le q_к \le 60 \cdot 10^{-6}$м^3/м^3 и $0 \le q_к \le 280 \cdot 10^{-6}$м^3/м^3, коэффициента извлечения $К_и$ и усадки нестабильного конденсата.

На **рисунках 4.9** и **4.10** показаны номограммы для построения изотерм конденсации, т.е. зависимости между количеством выделяющегося конденсата в сепараторе и давлением сепарации при заданной постоянной температуре.

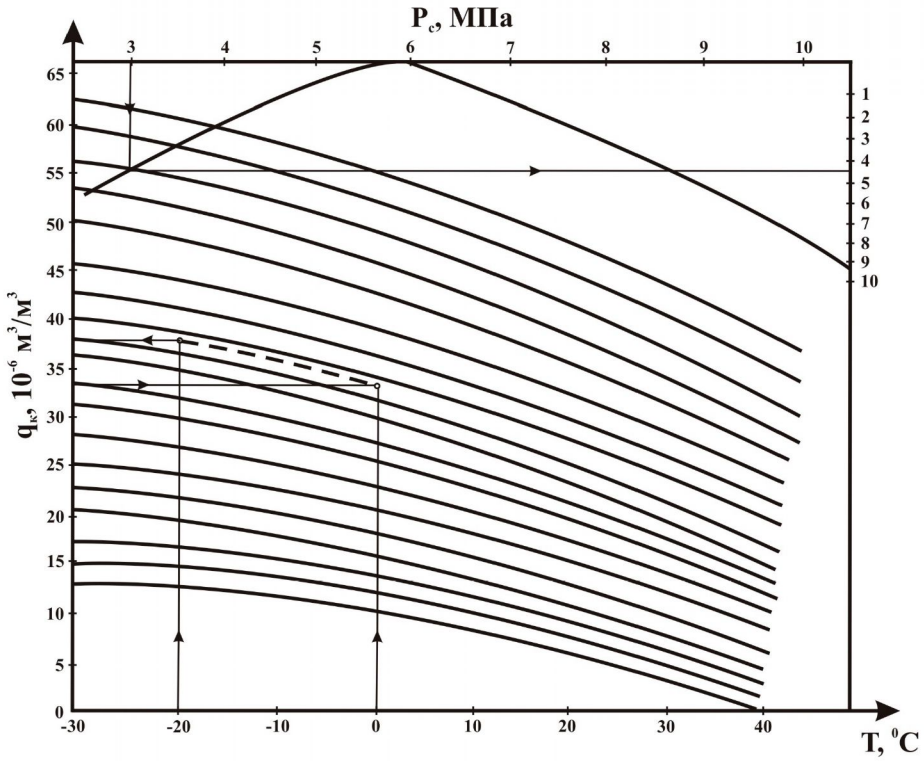

Рисунок 4.9 – Номограмма для определения выхода конденсата при различных Р и Т из газа с потенциальным содержанием C_{5+} до $60 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3

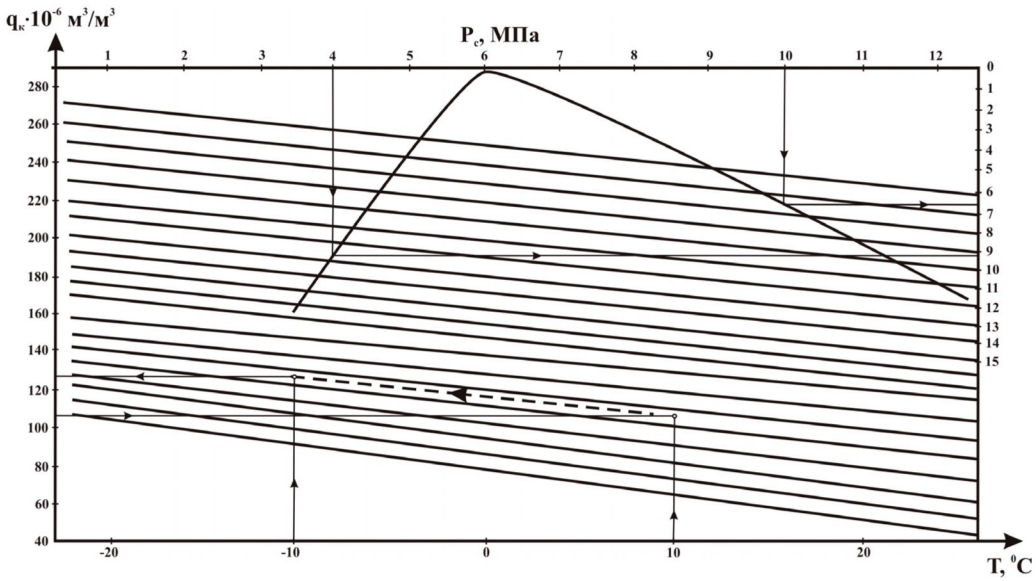

Рисунок 4.10 – Номограмма для определения выхода конденсата при различных Р и Т из газа с потенциальным содержанием C_{5+} до $280 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3

Эта номограмма исключает необходимость промысловых исследований скважин на газоконденсатность. Для построения изобар конденсации по этим номограммам нужно хотя бы одно значение $q_к$ при любом давлении в сепараторе и любой произвольной температуре. Порядок построения изотерм конденсации по известному значению $q_к$ на единственном режиме работы сепаратора будет изложен позже.

Аналогичные номограммы построены и для определения коэффициентов извлечения, усадки и плотности конденсата; давления начала конденсации в пласте, содержания ароматических и нафтеновых углеводородов по известным пластовым давлению и температуре; потенциального содержания конденсата в пластовом газе при известных значениях $P_{пл}$, $T_{пл}$, групповом составе конденсата, которые приведены в [23].

Возможность приближенного определения параметров газоконденсатной смеси должна быть известна проектировщику и при отсутствии возможности получения более достоверных исходных данных, использована при проектировании.

Для приближенного определения параметров по приведенным выше номограммам требуются значения $P_{пл}$, $T_{пл}$, процентное содержание в объемных единицах групповой состав конденсата, т.е. количество ароматических и нафтеновых углеводородов в конденсате. Для определения группового состава конденсата необходим просто небольшой объем стабильного конденсата из месторождения.

Для определения количества ароматических и нафтеновых углеводородов в конденсате существуют несколько методов, которые изложены в [23].

По продолжительности для определения группового состава конденсата требуется от нескольких минут до 2÷3 часов. Следовательно, для определения значительного числа параметров газоконденсатной смеси по предлагаемым номограммам не требуется несколько месяцев, как это происходит при определении этих же параметров промысловыми и лабораторными исследованиями на газоконденсатность. Точность определения параметров газоконденсатной смеси с помощью номограмм находится в пределах ±5%.

Возможность построить изотермы конденсации по известному выходу конденсата только на одном из режимов является очень существенным преимуществом предлагаемого аналитического метода определения выхода конденсата при любых P и T. Ниже изложен порядок определения изотерм конденсации по предложенной графоаналитической методике.

Сущность предлагаемого метода заключается в следующем: по имеющимся экспериментальным зависимостям при известном выходе конденсата $q_{кт}$ при давлении сепарации P_1 и T_1 определяют выход конденсата при T_1=Const и различных давлениях сепарации $P<P_1$, и выход конденсата при различных $T<T_1$ и P_1=const и выход конденсата при $T<T_1$ и $P<P_1$, т.е. построить изотермы и изобары конденсации по известным $q_{к1}$, P_1 и T_1 , используя обобщенные экспериментальные данные, показанные на **рисунках 4.9 и 4.10**.

Имеющиеся зависимости между выходом конденсата $q_к$ и давлением и температурой сепарации $P_с$ и $T_с$ при содержаниях в газе $0 \le q_к \le 60 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3 и $40 \le q_к \le 280 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3 построены таким образом, что при любой температуре известно давление максимальной конденсации $P_{нк}$. Поэтому при заданной температуре, если давление в сепараторе меньше или больше $P_{нк}$, то влияние давления на выход конденсата учитывается путем вычитания из величины выхода конденсата $q_к(P_{мк})$ при давлении максимальной конденсации $P_{мк}$ и $T_с$=const. На экспериментальных зависимостях учет влияния давления сепарации на выход конденсата показан как поправка на величину выхода конденсации $\Delta q_к(P)$, т.е.

$$q_к(P<P_{мк})=q_к(P_{мк})- q_к(P). \qquad (4.1)$$

Но часто величина $q_к$ известна не в точке $P_с=P_{мк}$. В таких случаях выход конденсата при заданном $P_с$ определяется по известному $q_к(P_{с1})$ и $T_{с1}$. В частности если $P_с<P_{мк}$ и $T_{с1}$=const поправка на давление имеет положительный знак, если $P_{с2}>P_{с1}$ до значения $P_{с2} \le P_{мк.}$ В интервале $P_{с1}>P_{мк}$ и $T_с$=const поправка на давление к величине $q_к$ имеет положительный знак, если $P_{с2}>P_{с1}>P_{мк}$. Если $P_{с2}<P_{с1}<P_{мк}$ при T=const и $P_{с2}<P_{с1}>P_{мк}$ и $T_с$=const, то поправки на давление имеют отрицательный знак. Таким образом, при давлении сепарации меньше или больше $P_{мк}$ поправки на давление вычитаются из величины $q_к$ при $P_{мк}$. Кроме того, если новое давление сепарации $P_{с2}$ больше $P_{с1}$, но меньше $P_{мк}$, то поправка на давление прибавляется к величине $q_к(P_{с1})$ при $T_с$=const. Если новое давление $P_{с2}>P_{с1}>P_{мк}$, то поправка на давление вычитывается из величины $q_к(P_{с1})$.

Из приведенных выше условий следует, что имеющаяся зависимость поправки на величину $q_к$ от давления имеет два участка: первый $P_с<P_{мк}$ и второй $P_с>P_{мк}$. В обоих участках, если известно $q_к$ при $P_{мк}$, то поправка на давление $P_с<P_{мк}$ из величины $q_к(P_{мк})$ вычитывается. В обоих участках, если $P_{с1}>P_{с2}$ при $T_с$=const, то поправка на давление $P_{с2}$ вычитывается из величины $q_к(P_{с1})$, а если $P_{с1}<P_{с2}$, то в обоих случаях поправка на давление к величине $q_к(P_{с1})$ прибавляется.

4.4. Приближенные аналитические методы оценки газоконденсатной характеристики залежи

Кроме непосредственных промысловых и лабораторных способов определения газоконденсатной характеристики, а также номограмм, построенных по обобщенным данным исследований, около 300 месторождений и описания этих номограмм полиномами, для удобства расчетов по прогнозированию показателей по конденсату существуют еще и аналитические зависимости для определения некоторых параметров газоконденсатной смеси. Эти аналитические зависимости должны быть использованы при необходи-

мости. К числу таких параметров относятся: коэффициент извлечения конденсата; молекулярная масса конденсата, плотности конденсата.

1. ***Аналитически коэффициент извлечения конденсата*** может быть вычислен при известных: плотности и молекулярной массы конденсата и содержания компонентов C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} и C_5H_{12} по формуле:

$$К_и=101{,}50-7{,}96\,C_{5+}-0{,}59C_2H_6-0{,}6835\,{}_кM_к+32{,}38M_к/\rho_к+ +4{,}46C_3H_8-7{,}56C_4H_{10}-0{,}4222C_3H_8\cdot C_4H_{10}, \quad (4.2)$$

где $\rho_к$,$M_к$ – плотность и молекулярная масса конденсата; C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10},C_{5+} – соответственно содержание этих компонентов в процентах мольных в пластовом газе.

Недонасыщенность газа тяжелыми компонентами влияет на величину коэффициента извлечения конденсата и учитывается в виде поправки ΔК на величину $К_и$. Коэффициент извлечения недонасыщенного конденсатом газа $К_{ин}$ следует определить по формуле:

$$К_{ин}=К_и+\Delta К, \quad (4.3)$$

где $\Delta К=[4{,}425y]^{0{,}5}$; y – степень недонасыщенности газа конденсатом в % от начального пластового давления в залежи и определяется формулой:

$$y=(P_{пл}-P_{нк})\cdot 100/P_{пл}. \quad (4.4)$$

На величину $К_и$ существенно влияют наличие в газе неуглеводородных компонентов, метановые углеводороды в групповом составе конденсата и температура. Это влияние учитывается формулами:

$$\Delta К_{N_2}=1{,}011\cdot 10^{-4}\cdot y_0^4/y_1^6\cdot y_2^5-0{,}5321y_0^6/y_1^2\cdot y_2-0{,}741\cdot 10^{-4}y_0/y_1^4\cdot y_2^2; \quad (4.5)$$

$$\Delta P_{N2}=2{,}741\,y_0^5/y_1+0{,}05924\,y_0^6y_1^2/y_2^2, \quad (4.6)$$

где $\Delta К_{N_2}$ и ΔP_{N_2} – влияние азота, метановых углеводородов в конденсате и температуры на коэффициент извлечения и на давления начала конденсации; y_0, y_1 и y_2 – учет наличия азота, температуры и метановых углеводородов – соответственно, значения которых определяются:

$$y_0=[x_{N_2}/100-0{,}052]^{0{,}5};\ y_1=[T/100]^{0{,}5};\ y_2=[x_м/100]^{0{,}5}, \quad (4.7)$$

где x_{N_2} – содержание азота в газе в % мольных; $x_м$ – содержание метановых углеводородов в конденсате в % мольных; T – температура в ^{0}C.

Аналогичные поправки должны быть внесены в расчеты при наличии CO_2 в газе:

$$\Delta К_{CO_2}=3{,}316y_1y_2^3y_3^6-0.08395y_1^6/y_2^3y_3^2+0{,}0318y_1^2/y_2^4y_3+ 0{,}1y_1^2/y_2\cdot y_3^2-0.1127y_1^6y_2^6/y_3^2; \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{co_2} = 0{,}4571 y_1^2 / y_2 + 0.2677 y_1^6 y_2^5, \quad (4.9)$$

где $$y_1=[X_{co_2}/100-0{,}008]^{0{,}5}; \; y_2=[X_м/100]^{0{,}5}; \; y^3=[T/100]^{0{,}5}. \quad (4.10)$$

2. ***Плотность конденсата*** может быть определена по известному показателю преломления n по формуле:

$$\rho_к=1{,}9933712-2{,}09066. \quad (4.11)$$

3. ***Молекулярная масса конденсата*** $M_к$ может быть определена по известному показателю преломления n по формуле:

$$M_к=4407+8618n^3-21461n^2+10067n, \quad (4.12)$$

или по известным n и $\rho_к$ по формуле:

$$M_к= -19{,}25+109{,}25\cdot n^2\rho_к^2. \quad (4.13)$$

Молекулярная масса конденсата зависит от группового углеводородного состава конденсата и его плотности. Молекулярная масса десятиградусных фракций конденсата, выкипающих при T=200 ^{0}C, может быть оценена формулой:

$$M_к=164{,}7 + 181\rho_к^4 n^4-257{,}9\rho_к^2 n^2, \quad (4.14)$$

а для выкипающих выше T= 200^{0}C молекулярную массу конденсата следует вычислять по формуле:

$$M_к= -0{,}2249\cdot10^6+0{,}396\cdot10^5\rho_к^4 n^4-0{,}327\cdot10^6\rho_к^2 n^2+0{,}512\cdot10^6\rho_к n. \quad (4.15)$$

4. ***Перевод количества конденсата*** в объемных единицах в газообразное состояние производится через газовый эквивалент:

$$Г_э=23675{,}6\cdot\rho_к/M_к. \quad (4.16)$$

Кроме перечисленных выше параметров аналитическим путем определяются и характеристика сырого конденсата, в частности коэффициент усадки, объемы дегазированного и сырого конденсатов, плотность дебутанизированного конденсата и его молекулярная масса, температура кипения и другие параметры, связанные с переработкой конденсата.

Глава 5

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Основными задачами исследования газовых и газоконденсатных скважин при стационарных режимах фильтрации является изучение зависимостей между забойным, устьевым давлением и депрессией на пласт с дебитом газа, количеством жидких и твердых примесей в добываемой продукции, конструкцией скважины, свойствами пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и другими параметрами для обоснования и выбора технологического режима эксплуатации скважин.

Обоснованность выбранного технологического режима эксплуатации зависит от достоверности информации, получаемой в основном газогидродинамическими, газоконденсатными и промыслово-геофизическими исследованиями скважин.

От выбранного технологического режима эксплуатации скважин зависит объем капитальных вложений на разбуривание месторождения и эксплуатационных затрат, а также надежность добычи газа из месторождения.

При установлении технологического режима эксплуатации скважин используются данные, накопленные в процессе поиска, разведки и эксплуатации месторождения путем изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, газоконденсатных, геофизических и лабораторных исследований свойств пористой среды и содержащихся в ней газов, конденсата и воды.

На технологический режим влияет множество факторов, в частности:

- географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты; форма, тип, размеры и режим залежи; многопластовость залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов (пропластков), глубина и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа и конденсата, наличие и активность подошвенной и краевых вод;
- условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойства промывочной жидкости, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; деформация и устойчивость пласта к разрушению; влияние изменения давления на параметры пласта, водонефтегазонасыщенность пластов, совершенство скважин по степени и характеру вскрытия, полнота вскрытия удельной площади, приходящейся на долю горизонтальной скважины, размещение горизонтального участка по толщине, направление профиля горизонтального ствола и расстояние до контуров зоны, дренируемой скважиной;

– состав газа, конденсата и воды, наличие и концентрация в составе газа коррозионно-активных компонентов, H_2S, CO_2, ртути и др.; присутствие органических кислот в пластовой воде; физико-химические свойства газа, конденсата и воды, влагосодержание газа и их изменение по площади и разрезу и в процессе разработки;
– конструкция скважин, оборудование забоя и устья скважины; схема сбора, очистки и осушки газа на промысле, условия транспортировки газа; техническая и технологическая характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;
– условия потребления газа и жидкости, неравномерность потребления, теплотворная способность газа и т.д.

Учет всех факторов практически невозможен, так как в ряде случаев один из факторов противоречит другому фактору, а некоторые из них не поддаются учету. Для установления технологического режима эксплуатации скважин с учетом всех факторов должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические критерии.

При выборе технологического режима необходимо использовать один из следующих критериев, который является определяющим на данном месторождении:

$$\left.\frac{dP}{dR}\right|_{r=R_c} = \frac{aQ + bQ^2}{P_з} = \text{const}; \quad P = P_{пл} - P_з = \text{const}; \; P_з = \text{const};$$

$$P_у = \text{const}; \; Q = \text{const}; \; V = \text{const}. \qquad (5.1)$$

Деформация и разрушение пласта в призабойной зоне, возможности образования гидратов; конусов подошвенной воды, образование или разрушение песчано-жидкостных пробок, давление начала конденсации, степень коррозии скважинного оборудования и т.д. выражаются одной из приведенных выше зависимостей. По мере истощения месторождения, продвижения подошвенной и краевых вод, снижения дебита и давлений, изменения состава добываемой продукции наступает время, когда установленный режим не обеспечивает работу скважины без осложнений. Тогда необходимо производить замену ранее установленного технологического режима другим режимом. При обосновании технологического режима следует учесть геологическую характеристику залежи и техническую и технологическую характеристики промыслового и скважинного оборудования.

Если при выборе технологического режима необоснованно снижена производительность скважин, то это приводит к увеличению числа скважин и, следовательно, капиталовложений и эксплуатационных затрат.

5.1. Выбор технологического режима эксплуатации скважин и контроль за режимом

При выборе определяющего фактора и соответствующего критерия необходимо обратить основное внимание на: наличие подошвенной воды; неоднородность и многопластовость залежи с наличием или отсутствием гидродинамической связи между пластами; наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа; близость контурных вод; возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению; коллекторские свойства пластов; пластовое давление и температуру; температуру окружающей ствол скважины среды; количество жидких компонентов в газе; свойства газа и жидких компонентов; условия по осушке, очистке и транспорту газа на промысле и на др. основные факторы, по которым устанавливается технологический режим работы скважин. Выбор критерия для обоснования режима работы скважины зависит от фактора ограничивающего дебит.

I. Режим постоянного градиента на забое скважины, величина которого определяется, по результатам исследований и эксплуатации скважин выбирается при дебите, не вызывающем осложнений в условиях разрушения пласта. При этом величина градиента должна исключить разрушение или обеспечить разрушение в приемлемых пределах. При наличии фильтров соответствующих конструкций критерий градиент давления может быть не использован.

При обосновании величины градиента давления на забое следует учесть глубины спуска и диаметр фонтанных труб. Отсутствие выхода песка на поверхность не является достаточным условием, чтобы по данным исследования и эксплуатации скважин утверждать правильность выбранной величины градиента давления. Многочисленные промысловые эксперименты показывают, что при градиентах, превышающих его допустимую величину, вначале наблюдается интенсивный вынос песка, который в дальнейшем снижается. Для оценки величины градиента на каждом месторождении следует в комплекс параметров, изучаемых по данным лабораторных исследований керна, включить и параметр устойчивости как необходимое условие. Знание величины допустимого градиента позволило бы проектировщику достоверно обосновать режим работы скважин.

Величина градиента, в отличие от других критериев, практически не изменяется в процессе разработки. Промежуточные изменения величины градиента могут быть только при проведении ремонтно-профилактических работ и обводнении скважин.

II. Режим постоянной депрессии на пласт устанавливается при близости подошвенной и контурных вод, деформации коллектора при значительных депрессиях, возможности образования: гидратов в призабойной зоне пласта, глубокой депрессионной воронки в процессе разработки и т.д.

Пределы, ограничивающие величину депрессии, могут быть приближенно определены аналитическим путем независимо от фактора (подошвенная или краевая вода, деформация пласта в призабойной зоне, образование гидрата и др.). В ряде случаев величина депрессии изменяется в процессе разработки.

III. Режим постоянного забойного давления встречается на практике довольно редко и в основном используется тогда, когда дальнейшее снижение его величины нежелательно вследствие выпадения конденсата при разработке газо-конденсатных и дегазации нефти при эксплуатации скважин газонефтяных месторождений. Режим постоянного забойного давления является наихудшим вариантом по темпу снижения производительности скважин в процессе разработки и носит временный характер.

IV. Режим постоянного дебита является наиболее выгодным режимом, если величина дебита при этом соответствует реальным возможностям пласта и скважины. Режим постоянного дебита устанавливается в случаях, когда непрерывное увеличение депрессии на пласт не приводит к прорыву подошвенной и краевых вод, разрушению пласта, превышению допустимой скорости потока и др. Режим постоянного дебита на определенной стадии разработки, особенно в ее начале, для ряда месторождений может быть установлен при: коррозии забойного оборудования и фонтанных труб; наличии жидкостных или песчаных пробок, возможности увеличения депрессии на пласт в процессе разработки и т.д. Величина дебита при этом режиме определяется интенсивностью коррозии, пропускной способностью забойного оборудования, скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости и твердых частиц, потенциальной отдачей пласта и другими факторами, а также наземными условиями.

V. Режим постоянной скорости фильтрации на забое используется в качестве условия, обеспечивающего вынос песка. Это условие было принято и для больших скоростей, превышение которых приводит к интенсивному коррозионно-эрозионному процессу скважинного оборудования.

Одним из основных вопросов, который должен быть установлен и рекомендован по технологическому режиму, является определение продолжительности предложенного режима и переход на новый режим.

На поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений основная цель режима сводится к обеспечению выноса жидкости из ствола скважин и поддержанию необходимого устьевого давления.

Независимо от принимаемого технологического режима должна быть рассмотрена возможность повышения производительности скважин путем проведения работ по интенсификации.

При превышении критического градиента давления, когда процесс разрушения возможен, и скорость фильтрации обеспечивает вынос частиц, разрушение может происходить достаточно длительное время, так как в условиях образования каверны в призабойной зоне градиент давления “переме-

щается" в направлении от скважины к контуру пласта. Однако по мере перемещения зоны разрушения от стенки к контуру площадь фильтрации увеличивается, и поэтому при постоянном дебите скважины скорость фильтрации уменьшается. Следовательно, даже для неправильно выбранного режима эксплуатации с выносом песка наступает время, когда вынос существенно снижается.

Газоносные коллекторы обладают определенными прочностными и упругими свойствами. Показатели устойчивости пород зависят от их структуры, минералогического состава, глубины залегания, степени сцементированности частиц, свойств и количества насыщающих их жидкостей и газов и др. Находясь на больших глубинах, коллекторы испытывают влияние давления и температуры. При их изменении изменяются физические, емкостные и фильтрационные свойства горных пород. Эти изменения в ряде случаев существенно влияют на режим эксплуатации скважин.

В процессе разработки газовых месторождений деформация пласта происходит повсеместно, а в призабойной зоне – с момента пуска скважины в эксплуатацию. Степень деформации газоносных коллекторов зависит от их упругих свойств и величины депрессии.

Для определения допустимой депрессии необходимо проводить специальные исследования и изучить материалы эксплуатации скважины. По результатам анализа содержания песка в добываемой продукции на различных режимах и межремонтных периодов скважин устанавливается величина допустимой депрессии, при которой обеспечивается технологический режим работы скважины.

5.2. Обеспечение устойчивой работы скважин в условиях разрушения призабойной зоны путем применения фильтров

В условиях разрушения призабойной зоны пласта критерием, исключающим процесс разрушения, является критический градиент давления, максимальное значение которого достигается у стенки скважины. По устойчивости к разрушению коллекторы классифицируются как: неустойчивые, слабоустойчивые, среднеустойчивые, устойчивые и сверхустойчивые. Однако по величине критического градиента давления специалисты не имеют единого мнения. Для перечисленных выше классификаций критическая величина градиента изменяется в диапазоне $0{,}05 \leq \Delta P/\Delta R \leq 1{,}5$ атм./см. При вскрытии неустойчивых и слабоустойчивых коллекторов практически при любых градиентах давления происходит разрушение призабойной зоны пласта. Например, в продукциях скважин, вскрывших сеноманскую залежь, из-за ее неустойчивости к разрушению при любой депрессии на пласт содержатся твердые примеси. По этой причине при обосновании технологическо-

го режима эксплуатации скважин, вскрывших сеноманскую залежь, величина депрессии на пласт на месторождениях Медвежье, Ямбургское, Уренгойское, Заполярное и др. была ограничена 5 атмосферами. Но это не означает, что при депрессии на пласт $\Delta P \leq 5$ атм. разрушение призабойной зоны не происходит. Поэтому при обосновании технологического режима работы скважин, вскрывших неустойчивые и слабоустойчивые коллекторы, необходимо исходить: из снижения производительности скважин при соблюдении критерия, исключающего разрушение призабойной зоны пласта; интенсивности разрушения призабойной зоны по мере увеличения градиента давления; периодичности замены скважинного оборудования, включая арматуру из-за эрозии при значительном количестве твердых примесей в продукции скважины, а также из экономических показателей вариантов технологических режимов: при ограничении величины допустимого градиента и увеличения числа скважин для обеспечения заданного годового отбора газа из месторождения; эксплуатации скважин с превышением величины градиента давления в условиях разрушения призабойной зоны пласта, но с учетом затрат при этом на замену скважинного оборудования.

Последствие разрушения призабойной зоны пласта заключается не только в эрозии скважинного оборудования, но и в образовании песчаной пробки в пределах продуктивного пласта, если конструкция скважины и дебит не обеспечивают вынос продукта разрушения призабойной зоны. Влияние песчаной пробки на производительность скважины практически идентично влиянию несовершенства скважины по степени вскрытия пласта.

Поэтому при обосновании технологического режима работы в условиях разрушения призабойной зоны пласта необходимо использовать технологии, исключающие разрушение неустойчивых коллекторов. Таких способов два.

1. Физико-химическое воздействие на призабойную зону для повышения устойчивости коллекторов к разрушению.
2. Технологическое воздействие на неустойчивые коллекторы, т.е. использование фильтров.

Наиболее простым и надежным способом борьбы с разрушением призабойной зоны является использование фильтров для перекрытия интервала вскрытия пласта, не пропускающих частицы породы к забою скважины.

Скважины, вскрывшие сеноманскую залежь, оборудованы фильтрами для предотвращения, но не обеспечивающие разрушение призабойной зоны (см. **таблицу 5.1**).

Фильтры, предотвращающие поступления продуктов разрушения на забой скважины, производят зарубежные фирмы в Англии, Франции, США и др.

Выбор размеров щелей фильтра должен базироваться на результатах определения гранулометрического состава коллектора. Как правило, размеры самых мелких частиц многократно превосходят размеры молекул газа и воды. Поэтому при обоснованном выборе размеров щелей фильтра продукты разрушения не поступят на забой скважины.

Таблица 5.1

Исходные данные по состоянию забоев скважин

Номер скважины	Искусственный забой, м	Забой, м	Текущий забой, м	Нижний интервал перфорации, м	Глубина спуска и диаметр НКТ, м/мм	Высота пробки, м	Дебит по технологическому режиму, тыс. м^3/сут	$P_з$, МПа	Скорость потока у забоя, м/с
2031	1215	1234	1187	1192	1177/168	5	840	6,99	5,98
2032	1160	1171	1152	1155	1148/168	3	760	6,99	5,40
2036	1215	1250	1190	1210	1208/168	20	610	6,85	4,43
2052	1204	1230	1149	1154	1143/168	5	980	6,92	7,04
2054	1214	1230	1031	1138	1144/168	7	1350	6,91	9,71
2056	1205	1227	1115	1120	1114/168	5	1080	6,91	7,78
2071*	1188	1235	1126	1186	870/168	60	1080	7,04	4,49
2081	1184	1204	1012	1176	1173/168	64	760	6,80	5,56
2088	1229	1240	1079	1163	1164/168	84	990	6,81	7,23
2090	1160	1170	1152	1158	1153/168	6	1540	7,05	10,86
2103**	1183	1200	1028	1152	1134/168	124	810	6,83	5,90
2105	1231	1265	1084	1216	1217/168	32	890	6,98	6,34
2106**	1222	1250	1063	1218	1214/168	155	620	6,81	4,53
2121	1186	1220	1144	1157	1143/168	13	1210	6,97	8,64
2125	1192	1217	1160	1175	1151/168	15	520	6,86	3,77
2133	1111	1200	1100	1111	1106/168	11	630	6,94	4,51
2134	1127	1240	1183	1214	1204/168	31	710	6,97	5,07
2135	1165	1210	1154	1158	1154/168	4	520	6,93	3,73
2146	1215	1235	1182	1191	1189/168	9	900	6,89	6,49
2157	1154	1170	1135	1138	1129/168	3	1070	6,99	7,61
2161	1243	1260	1199	1207	1148/168	8	840	7,01	5,96
2168**	1272	1285	1119	1221	1202/168	102	920	6,94	6,60

* – скв. 2071 перфорирована в интервале 1115÷1116 м. Если из этого интервала перекрыто пробкой 60 м (см. глубину текущего забоя), то дебит этой скважины должен быть около 400 тыс.м^3/сут;

** – по-видимому, в представленных материалах имеются неточности, так как при такой высоте пробки дебиты этих скважин должны быть близки к нулю.

Английская нефтяная компания использует фильтры как в условиях разрушения, так и для регулирования притока флюидов из интервалов с различными фильтрационными свойствами с целью обеспечения равномерности дренирования неоднородных по емкостным и фильтрационным свойствам пропластков. Такая работа выполнена с использованием 294 фильтров при вскрытии неоднородного пласта горизонтальной скважиной в Саудовской Аравии.

Из изложенного следует, что при обоснованном использовании фильтров по технической характеристике, соответствующей фильтрационным свойствам вскрываемых неустойчивых коллекторов и гранулометрическому составу пород проблема, ограничивающая технологический режим работы газовых и газоконденсатных скважин в условиях разрушения, не возникает.

5.3. Технологический режим эксплуатации скважин в условиях образования песчано-жидкостных пробок

В условиях разрушения призабойной зоны пласта при скоростях потока газа, не обеспечивающих выноса частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации скважин. При выборе технологического режима эксплуатации необходимо учесть все факторы, связанные с образованием песчаной пробки или столба жидкости. Наличие столба жидкости или песчаной пробки приводит к снижению дебита газовых и газоконденсатных скважин. Количественное влияние песчаной пробки на производительность газовых скважин соизмеримо с влиянием несовершенства скважин по степени вскрытия и зависит в основном от фильтрационных свойств и размеров пробки.

5.3.1. Приближенное определение дебита скважин при полном и частичном перекрытии пласта песчаной пробкой и столбом жидкости

1. ***Дебит скважины при полном перекрытии интервала перфорации пробкой можно оценить по формуле***:

$$Q = \frac{P_{пл}^2 - P_з^2}{\sqrt{ab}} \operatorname{th}\sqrt{b\delta / a}\,, \tag{5.2}$$

где $P_{пл}$, $P_з$ – соответственно пластовое и забойное давления, МПа; δ – высота пробки, равная мощности пласта h, т.е. δ=h; a, b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые из выражений:

$$a = \frac{116\mu Z P_{ат} T_{пл} \ln R_к / R_с}{\pi k_{пр} T_{ст}},\ b = \frac{232\mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi k_{пр} R_с^2 T_{ст}}. \tag{5.3}$$

Здесь $k_{пр}$ – проницаемость пробки, мкм^2.

2. ***Относительный дебит скважины, когда продуктивный интервал полностью перекрыт пробкой***, приближенно определяется по формуле:

$$\bar{Q} = \frac{\operatorname{th}\sqrt{b\delta^2 / a}}{\delta\sqrt{ab}}. \tag{5.4}$$

3. ***При частичном перекрытии пласта пробкой*** относительный дебит скважины определяется по формуле:

$$\bar{Q} = 1 - \frac{\delta}{H}\left[1 - \frac{\text{th}\sqrt{b\delta^2 / a}}{\delta\sqrt{ab}}\right]. \qquad (5.5)$$

4. ***Дебит скважины, вскрывшей пласт толщиной*** **H** ***и перекрытой столбом жидкости высотой*** **δ=H**, определяется по формуле:

$$Q = \frac{P_з^2(1 - e^{D_1\delta})}{aD_1} + \frac{P_{пл}^2\,\delta}{a}, \qquad (5.6)$$

где

$$D_1 = \frac{0{,}683\bar{\rho}}{Z_{ср}T_{ср}}\left[\varphi + (1-\varphi)\frac{\rho_г}{\rho_ж}\right], \qquad (5.7)$$

$\rho_ж$, $\rho_г$ – плотности соответственно жидкости и газа в забойных условиях; φ – истинное газосодержание в интервале фильтра; $P_з$ – забойное давление у кровли пласта.

5.*Относительный дебит скважины при полном перекрытии столбом жидкости продуктивного интервала* приближенно можно оценить по формуле:

$$\bar{Q} = \frac{P_з^2(1 - e^{D_1\delta})}{D_1\delta(P_{пл}^2 - P_з^2)} + \frac{P_{пл}^2}{P_{пл}^2 - P_з^2}. \qquad (5.8)$$

6. ***При частичном перекрытии продуктивного интервала столбом жидкости***, относительный дебит скважины оценивается по формуле:

$$\bar{Q} = \frac{Q_1 + Q_2}{Q_0} = \frac{P_з^2(1 - e^{D_1\delta})}{D_1H(P_{пл}^2 - P_з^2)} + \frac{P_{пл}^2\,\delta}{H\left(P_{пл}^2 - P_з^2\right)} - \frac{H - \delta}{H}, \qquad (5.9)$$

где Q_0 – дебит чистой (без столба жидкости) скважины; Q_1, Q_2 – дебиты из перекрытой и неперекрытой столбом жидкости интервалов пласта, соответственно.

5.3.2. Влияние депрессии на единицу длины пробки на степень загрязнения забоя скважин и условия образования или разрушения пробки

Степень загрязнения забоя скважины песчаной пробкой связана со скоростью потока и депрессией, приходящейся на единицу длины пробки.

Для известных значений давления у кровли $P_з$ и проницаемости пробки, в которой значителен градиент давления, сила, действующая на пробку высотой δ и сечением 1 см^2, определяется по формуле:

$$P^2_{под} - P^2_з = P^2_{пл} - P^2_з - \frac{P^2_{пл} - P^2_з}{ch\sqrt{b/a}\delta_{пр}}, \quad (5.10)$$

где $P_{под}$ – давление у подошвы пласта, МПа.

Удельный перепад на единицу длины пробки приближенно определяется по формуле:

$$R = \frac{P^2_{под} - P^2_з}{\delta_{пр}\left(P^2_{пл} - P^2_з\right)} = \frac{1}{\delta}\left[1 - \frac{1}{ch\delta_{пр}\sqrt{b/a}}\right]. \quad (5.11)$$

Влияние депрессии на процесс образования пробки оценивается по формулам:

$$\delta_1 = \frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п} + \sqrt{\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п}\right]^2 - \frac{2a}{b}}, \quad (5.12)$$

$$\delta_2 = \frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п} + \sqrt{\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п}\right]^2 - \frac{2a}{b}}. \quad (5.13)$$

Формула (5.12) позволяет определить:

1. Критическую высоту пробки при условии:

$$\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п}\right]^2 = \frac{2a}{b}. \quad (5.14)$$

2. Непрерывный рост пробки при:

$$\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п}\right]^2 < \frac{2a}{b}. \quad (5.15)$$

3. Разрушение и вынос пробки при:

$$\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п}\right]^2 > \frac{2a}{b}, \quad (5.16)$$

где $\rho_п$ – плотность вещества, образующего пробку, кг/м^3.

Образование песчаной пробки или столба жидкости непосредственно связано с выбором диаметра и глубины спуска фонтанных труб, распределением дебита в интервале перфорации и дебитом скважины.

5.3.3. Обеспечение необходимой глубины спуска фонтанных труб перед проведением газогидродинамических и газоконденсатных исследований скважин

На глубину спуска фонтанных труб влияют: их диаметр, дебит скважины, формы и размеры частиц породы и структура газожидкостного потока, толщина продуктивного интервала, распределение дебита в интервале перфорации, устойчивость пород к разрушению и др.

Спуск труб до нижних отверстий интервала перфорации не всегда рационален из-за возможного прихвата труб и дополнительных потерь давления при движении газа по затрубному пространству до башмака фонтанных труб и в самих трубах в пределах продуктивного пласта.

На практике часто отсутствует необходимая увязка между глубиной спуска труб, профилем притока газа и влиянием пробки на производительность скважин. Влияние высоты пробки независимо от глубины спуска фонтанных труб остается незаметным, если нижняя часть интервала перфорации низкопродуктивная и если в изотропном пласте высота песчаной пробки не превышает 10÷20% общей перфорированной толщины продуктивного пласта. Нарушение закономерности влияния пробки на производительность может иметь место лишь в том случае, когда скважина вскрывает несколько пропластков с различными фильтрационными свойствами.

Благоприятные условия для выноса песка и спуска труб до середины и выше интервала вскрытия имеют место при увеличении проницаемости от кровли к подошве. Встречаемое на практике многообразие залегания пропластков с различной проницаемостью и устойчивостью требует в каждом конкретном случае анализа геолого-промысловых данных и установления, исходя из этих данных, диаметра и глубины спуска фонтанных труб.

Вынос частиц с забоя определяется скоростью потока. Считается целесообразным, чтобы скорость газового потока была примерно вдвое больше, чем скорость осаждения самых крупных частиц, выносимых газом из пласта.

Основным условием выноса частиц с забоя с целью предотвращения образования песчаных пробок является обеспечение скорости потока газа, превышающей скорость осаждения капель жидкости и частиц коллектора.

Рассмотренные выше факторы, влияющие на глубину спуска фонтанных труб, показывают, что при:

- равномерном притоке газа из интервала перфорации и наличии условий для накопления частиц на забое целесообразен спуск фонтанных труб до нижней границы интервала перфорации;
- снижении дебита скважины от кровли к подошве пласта также целесообразен спуск фонтанных труб до нижних отверстий интервала перфорации;
- скорости, обеспечивающей подъем частиц с нижнего интервала без фонтанных труб, и отсутствии условия разрушения коллектора и на-

копления частиц на забое фонтанные трубы могут быть спущены до кровли продуктивного пласта;

– интенсивном разрушении коллектора при небольших депрессиях на пласт вопрос о глубине спуска фонтанных труб должен быть решен с учетом конструкции фильтра;
– определении глубины спуска фонтанных труб потери давления в фонтанных трубах не должны являться единственным и определяющим фактором.

5.3.4. Влияние высоты и проницаемости песчаной пробки на дебит скважины

Изучение влияния высоты пробки на производительность газовых скважин показывает, что при разных высотах пробки, фиксированных давлениях над и под пробкой дебиты скважин существенно снижаются. Для одинаковых проницаемостей пласта и пробки, т.е. $k_{пл}=k_{пр}$ и известном перепаде давлений в скважине ΔP и для различных высот пробки характер изменения относительного дебита $\bar{Q}=Q_{др}/Q$ от относительного вскрытия пласта $\bar{h}=(h-h_{пр})/h$ показан на **рисунке 5.1**, из которого видно, что характер изменения $\bar{Q}$ от $\bar{h}$ аналогичен зависимости $\bar{Q}$ от $\bar{}$ для несовершенной по степени вскрытия пласта.

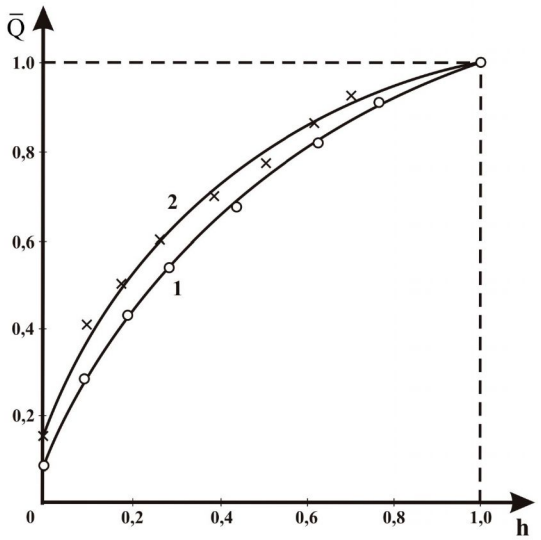

Рисунок 5.1 – Зависимости $\bar{Q}$ от относительной высоты пробки $\bar{h}$:
$1 - k_{пл}=k_{пр}$; $2 - k_{пл}=k_{пр}/50$

5.4. Температурный технологический режим работы вертикальных скважин

При низкой температуре пласта и окружающей ствол скважины среды и из-за наличия влаги в газе создаются условия для образования гидратов в призабойной зоне и в стволе, что осложняет работу скважины. Исключить возможность гидратообразования можно путем правильного выбора технологического режима работы или закачкой антигидратных ингибиторов в скважину. Равновесные давление $P_р$ и температура гидратообразования $T_р$ зависят от состава газа, влагосодержания, теплофизических свойств и параметров окружающей ствол скважины среды и др.

Для безгидратного режима работы скважины, чтобы гидраты не образовывались в призабойной зоне пласта, необходимо обеспечить $T_з > T_р$. При этом величина $T_з$ определяется по формуле:

$$T(R) = T_{пл} - D_i(P_{пл} - P_R)\frac{\ln\left[1 + GC_p\tau / \pi hC_п R^2\right]}{\ln R_k / R}, \qquad (5.17)$$

где P_R и $T(R)$ – давление и температура газа в пласте на расстоянии R от забоя скважины; G – массовый расход газа кг/час; $C_р$ – теплоемкость газа при $P_{ср}$ и $T_{ср}$ между забоем и контуром зоны дренирования; τ – продолжительность работы скважины после ее последней остановки в час; $C_п$ – объемная теплоемкость пласта; h – толщина пласта; $R_к$ – радиус контура зоны дренирования; D_i – коэффициент Джоуля–Томсона в пластовых условиях, т.е. при $P_{пл}$ и $T_{пл}$. Значения $T_з$ и $P_з$ достигаются при условии, что в формуле (5.17) R заменяется на $R_с$.

При отсутствии в окружающей ствол скважины среде многолетнемерзлых пород распределение температуры по стволу определяется по формуле:

$$T_x = T_{пл} - \Gamma x - \Delta T\tilde{a}^{-\alpha x} + \frac{1 - e^{-\alpha x}}{\alpha}\left[\Gamma - D_i\frac{P_з - P_x}{x} - \frac{A}{C_p}\right], \qquad (5.18)$$

где **x** – координата, увеличивающаяся снизу вверх. При определении температуры газа на устье скважины в формуле (5.18) величину **x** следует заменить на глубину скважины $H_в$. Коэффициенты D_i и $C_р$, входящие в эту формулу, определяются для средних значений давления $P_{ср}=(P_з+P_у)/2$ и $T_{ср}=(T_з+T_у)/2$.

Чтобы гидраты не образовывались в стволе скважины, необходимо выполнение условия $T_у > T_р$.

Определение возможности образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины необходимо для выбора способа и места подачи ингибитора. Значение $T_р$ для каждого месторождения определяется отдельно лабораторным или аналитическим методами.

Расчеты по определению безгидратного режима работы призабойной зоны проводятся в следующей последовательности.

При известном объемном расходе газа по отраслевому стандарту в тыс. $м^3$/сут определяется массовый расход G по формуле:

$$G=54\,\overline{\rho}\,Q, \tag{5.19}$$

где $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа; Q – объемный расход газа, тыс. $м^3$/сут.

По известному массовому расходу *G*, используя формулу (5.17), рассчитывается $T_з(R_с)$, т.е. $T_з$. По графическим зависимостям при известной плотности газа или расчетным путем определяется $T_р$.

Полученные значения $T_з$ и $T_р$ должны удовлетворять неравенству $T_з>T_р$, при котором гидраты в призабойной зоне пласта не образуются. Устьевая температура $T_у$ при отсутствии зоны многолетней мерзлоты определяется согласно методике, приведенной в [23], а для ствола $T_у>T_р$.

Безгидратный режим работы скважины, проходящей слой многолетней мерзлоты, определяется следующим образом.

По формуле (5.18) вычисляется температура газа $T_{мо}$, входящего в нижнюю границу зоны многолетней мерзлоты. Затем, зная $T_{мо}$, определяют распределение температуры в интервале многолетней мерзлоты, у которой верхняя граница в большинстве случаев совпадает с глубиной нейтрального слоя, используя следующую формулу:

$$T_х = T_{ом} - Г_м x + \frac{1-e^{-\alpha_м x}}{\alpha_м}\left[Г_м - D_i^{//}\frac{P_{ом}-P_х}{x} - \frac{A}{C_р}\right]\beta, \tag{5.20}$$

где $T_{ом}$ – температура газа при входе в зону многолетней мерзлоты; $Г_м$ – геотермический градиент мерзлых пород; $P_{ом}$ – давление при входе в мерзлую зону; β – безразмерный коэффициент, учитывающий изменяющуюся скорость теплообмена при наличии отрицательных температур. Величину β вычисляют по формуле:

$$\beta = \frac{(T_м - T_{сг})^2}{T_{сг}^2}, \tag{5.21}$$

где $T_м$ – температура мерзлой породы, К; $T_{сг}$ – среднегодовая температура поверхности почвы, К; $\alpha_м$ – коэффициент, определяемый для мерзлых пород по формуле:

$$\alpha_м = 2\pi\lambda_м / GC_р f(\tau), \qquad (5.22)$$

$\lambda_м$ – коэффициент теплопроводности мерзлых пород, Вт/м·град. Значение $\lambda_м$ может быть определено из **рисунка 5.2** в зависимости от плотности пород. Значение функции $f(\tau)$ для мерзлых пород определяется по формуле:

$$f(\tau) = \ln\left(1 + \sqrt{\pi\lambda_м \tau / C_м R_c^2}\right), \qquad (5.23)$$

где $C_м$ – теплоемкость мерзлых пород, значение которой определяется по табличным данным или из графика, показанного на **рисунке 5.3**, в зависимости от плотности мерзлых грунтов.

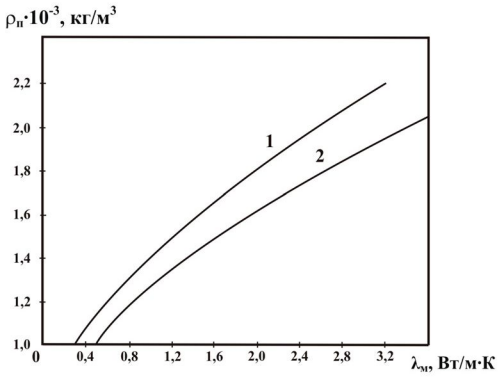

Рисунок 5.2 – Зависимость теплопроводности мерзлых пород $\lambda_м$ от их плотности ρ (1) – глина; (2) – песчаник

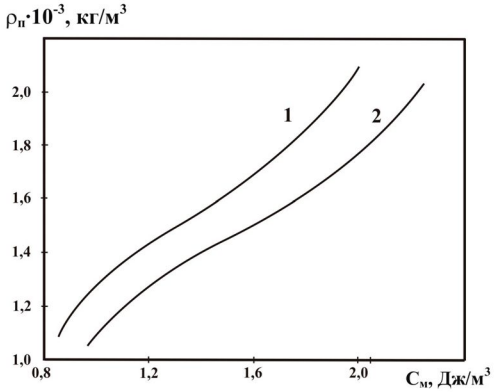

Рисунок 5.3 – Зависимость теплоемкости мерзлых пород $C_м$ от их плотности $\rho_п$ (1) – глина; (2) – песчаник

В скважинах, расположенных в зонах многолетней мерзлоты, гидраты могут образоваться на любой глубине. Поэтому условие $T_р < T_у$, исключающее образование гидратов по стволу, справедливо и при наличии многолетней мерзлоты.

Если расчеты с различными режимами показывают, что удовлетворить $T_р < T_у$ в данной скважине невозможно, то необходимо обеспечить подачу ингибитора в скважину.

5.5. Технологический режим эксплуатации вертикальных газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой

5.5.1. Определение безводного режима работы вертикальных скважин

Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии подошвенной воды (см. **рисунок 5.4**), т.е. их предельные безводные дебиты определяются приближенно.

При заданном в призабойной зоне гиперболическом характере изменения толщины газоносного пласта предельный безводный дебит газовой скважины определяется по формуле:

$$\Delta P^2_{доп} = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл} Q_{пр}}{\pi k h T_{ст}} \ln \frac{\overline{R}}{\overline{h}} + \frac{\rho_{ат} P_{ат} Q^2_{пр}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{\overline{h}} - \frac{1}{\overline{R}} \right), \quad (5.24)$$

где $\overline{R} = R_к / R_с$. При ранее принятых обозначениях параметров в формуле (5.24) и вводя следующие новые:

$$k_0 = 4b^* \Delta P^2 / a^* R_с;\ a^* = \mu Z P_{ат} T_{пл} / k h T_{ст} \text{ и } b^* = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} / 2\pi l h^2 T_{ст}, \quad (5.25)$$

получена формула безразмерного безводного дебита, имеющая вид:

$$Q^* = \overline{h} \ln \frac{\overline{R}}{\overline{h}} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{k_0}{\overline{h} \left(\ln \overline{R} / \overline{h} \right)^2}} \right]. \quad (5.26)$$

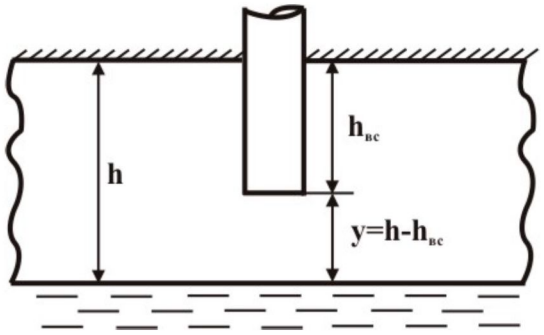

Рисунок 5.4 – Схема вскрытия пласта с подошвенной водой вертикальной скважиной

Тогда формула для определения предельного безводного дебита скважины при гиперболическом характере изменения толщины газоносного пласта в призабойной зоне примет вид:

$$Q_{пр} = \frac{a^* Q^* R_с}{2b^*}. \quad (5.27)$$

При расчете безводного дебита $Q_{пр}$ в формулу (5.27) следует подставлять величину $\Delta P^2_{доп}$, определяемую по формуле:

$$\Delta P^2_{доп} = \left[P^2_{пл} - P^2_з \right]_{доп} = \frac{g}{\eta} (h - h_{вс})(\rho_в - \rho_г) \left[2P_{пл} - \frac{g}{\eta} (h - h_{вс})(\rho_в - \rho_г) \right], \quad (5.28)$$

где $\rho_в$, $\rho_г$ – соответственно плотности воды и газа в пластовых условиях; g – ускорение силы тяжести; η – высота столба жидкости, обеспечивающая давление 0,1 МПа.

С достаточной для практики точностью величину $\Delta P^2_{доп}$ можно определить по формуле:

$$\Delta P^2_{доп} = P^2_{пл} - P^2_з \cong 2P_{пл}gh(1-\bar{h})(\rho_в - \rho_г)/\eta \text{ или } \Delta P^2_{доп} = Dx, \qquad (5.29)$$

где $D = 2P_{пл}gh(\rho_в - \rho_г)/\eta$, $x = (1-\bar{h})$.

С учетом этих изменений формулы (5.25) и (5.26) примут вид:

$$Q_1^* = \bar{h}\ln\frac{\bar{R}}{\bar{h}}\left[-1+\sqrt{1+\frac{k_0 x}{\bar{h}\left(\ln\bar{R}/\bar{h}\right)^2}}\right];\ k_0 = \frac{4b^* D}{a^{*2}R_c};\ Q_{пр} = \frac{a^* Q_1^* R_c}{2b^*}. \qquad (5.30)$$

По формуле (5.30) рассчитывались предельные безводные дебиты скважин с исходными данными: $P_{пл}$=30 МПа; h=50 м; $R_к$=500 м; $R_с$=0,1 м; $b_{ис}$=0,58·10^{-4}; $a_{ис}$=0,0056 и 0,056 для различных относительных вскрытий; h=0,1ч1,0. Полученная зависимость предельного безводного дебита $Q_{пр}$ от h показывает (см. **рисунок 5.5**), что существует некоторое вскрытие, при котором предельный безводный дебит становится максимальным. Установлено, что с увеличением коэффициента $a_{ис}$, $Q_{пр}$ уменьшается. Для получения максимального дебита степень вскрытия пластов с низкой продуктивностью должна быть больше, чем таковая пластов с высокой продуктивностью.

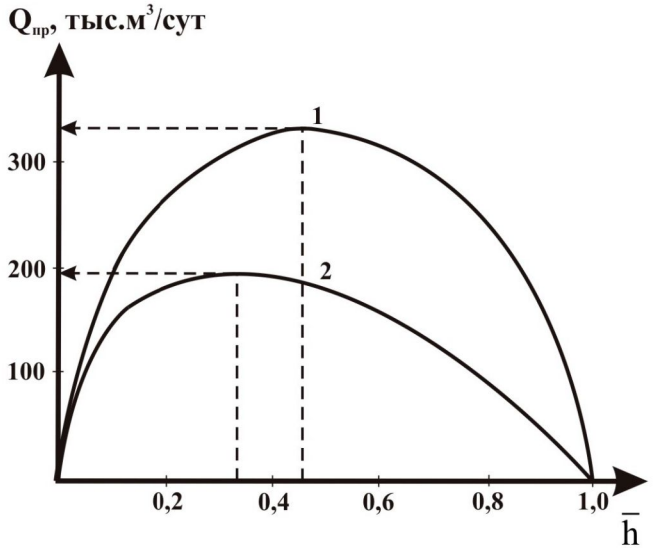

Рисунок 5.5 – Зависимости предельного безводного дебита $Q_{пр}$ от относительного вскрытия пласта $\bar{h}$ при $P_{пл}$=30 МПа:
кривые соответствуют величинам 1 – k_0=161; 2 – k_0=1,61

5.5.2. Влияние параметра анизотропии пласта на безводный дебит скважины

В большинстве газоносных пластов вертикальные и горизонтальные проницаемости различаются, причем, как правило, вертикальная проницаемость $k_в$ значительно меньше горизонтальной $k_г$. Низкая вертикальная проницаемость снижает опасность обводнения газовых скважин, вскрывших анизотропные пласты с подошвенной водой в процессе их эксплуатации. Однако при низкой вертикальной проницаемости затрудняется и подток газа снизу в область влияния несовершенства скважины по степени вскрытия.

Для учета влияния анизотропии на производительность скважины истинная область фильтрации газа заменяется такой фиктивной областью, в которой суммарное сопротивление пласта будет эквивалентно истинному интегральному.

Приближенно для определения безводного дебита скважины $Q_{пр}$, вскрывшей анизотропный пласт, следует использовать формулу:

$$Q_{пр} = a^* R_c \overline{h} Q_2^* \ln \overline{R} / 2b^*, \qquad (5.31)$$

где Q_2 – безразмерный безводный дебит скважины, вскрывшей анизотропный пласт, определяемый по формуле:

$$Q_2^* = -1 + \sqrt{1 + \frac{k_0' x}{\overline{h} \ln \overline{R} \left(\ln \overline{R}^{æ} - x \right) / \overline{h}}}; \; k_0' = \frac{4b^* D æ}{a^{*2} R_c}, \qquad (5.32)$$

$æ = \sqrt{k_в / k_г}$ – параметр анизотропии пласта.

Формула (5.32) совпадает с формулой, полученной при $\overline{h} = 1$ и $k_в = 0$.

5.5.3. Учет изменения положения контакта газ–вода в процессе разработки газовых месторождений при определении безводного дебита

Безводные дебиты $Q_{пр}$, определенные по формулам (5.27), (5.30) и (5.31) как текущие, окажутся значительно выше их истинных значений в процессе разработки из-за непрерывного уменьшения газонасыщенной толщины. Интенсивность подъема контакта зависит от запасов и отбора газа, активности водонапорной системы, коллекторских свойств водогазоносных пластов и др.

Текущая толщина газоносного пласта приближенно может быть оценена по формуле:

$$h(t) = h_0 - \frac{Q_в(t)}{\pi R_г^2 m \alpha_г}, \qquad (5.33)$$

где $R_г$ – радиус контура газоносности залежи принятой круговой формы; $Q_в(t)$ – объем воды, вторгшейся в газоносную часть залежи за время t, опре-

деляется согласно [7]; m – пористость; $\alpha_г$ – газонасыщенность; h_0, h(t) – начальная и текущая толщины газонасыщенной части пласта.

Вычислив согласно [7] $Q_в(t)$ на каждый момент времени, необходимо определить $P_{пл}(t)$ и h(t), а по известным $P_{пл}(t)$ и h(t) – величину $Q_{пр}(t)$.

Значение текущего пластового давления определяется по формуле:

$$P_{пл}(t)=\frac{Z\left[\overline{P}_{пл}(t),T_{пл}\right]}{\overline{\alpha}_г V_н-Q_в(t)}\left[\frac{\overline{\alpha}_г V_н \overline{P}_{пл.н}}{Z\left[\overline{P}_{пл}(t),T_{пл}\right]}-P_{ат}Q_{доб}(t)T_{пл}/T_{ст}\right], \qquad (5.34)$$

где $P_{пл}(t)$, $\overline{P}_{пл.н}$ – соответственно текущее и начальное давления пласта; $Z(P_{пл},T_{пл})$, $Z[P_{пл}(t),T_{пл}]$ – начальный и текущий коэффициенты сверхсжимаемости газа; $V_н$ – начальный объем газоносной части пласта; $\alpha_г$ – средний по залежи коэффициент газонасыщенности пласта; $Q_{доб}(t)$ – отбор газа из залежи за время t. Выражение в формуле (5.34) $\overline{\alpha}_г V_н - Q_в(t) = V(t)$ соответствует текущему газонасыщенному объему залежи.

С учетом изложенного предельный безводный дебит скважины при подвижном контакте газ-вода и гиперболическом характере изменения толщины изотропного пласта в призабойной зоне будет определяться по формуле:

$$Q_{пр}=a^* R_c Q^*(t)/2b^*(t), \qquad (5.35)$$

где Q^* – безразмерный безводный дебит газовой скважины при подвижном контакте газ-вода и гиперболическом характере изменения толщины изотропного пласта, определяемый по формуле:

$$Q^*=\overline{h}(t)\ln\frac{\overline{R}}{\overline{h}(t)}\left\{-1+\sqrt{1+\frac{k_0'(t)\cdot x(t)}{\overline{h}(t)\left(\ln\overline{R}/\overline{h}(t)\right)^2}}\right\}, \qquad (5.36)$$

$$\overline{h}(t)=h_{вс}/h(t);\ k_0'(t)=4b^*(t)D(t)/R_c a^{*2}(t), \qquad (5.37)$$

$$D(t)=2P_{пл}(t)gh(t)[\rho_в-\rho_г(t)]/\eta, \qquad (5.38)$$

$$a^*(t)=\frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h(t) T_{ст}},\ b^*(t)=\frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{2\pi^2 l h^2(t) T_{ст}}. \qquad (5.39)$$

В формулах (5.38) и (5.39) значения $\rho_г$, μ, Z, k и l изменяются во времени, зависят от величины пластового давления и могут быть учтены по известным закономерностям их изменения от давления.

При известных по результатам испытаний коэффициентах фильтрационных сопротивлений $a_{ис}$ и $b_{ис}$ значения $a^*(t)$ и $b^*(t)$ должны определяться по формулам:

$$a^*(t)=a_{ис}h_0/h(t)\ln\overline{R};\ b^*(t)=b_{ис}R_c h_0^2/h^2(t). \qquad (5.40)$$

Для заданной величины вскрытия пласта $h_{вс}$ изменение газонасыщенной толщины в результате подъема контакта газ-вода приводит к обводнению газовой скважины. Характер изменения $Q_{пр}$, соответствующего максимуму кривых $Q_{пр}$ от $P_{пл}$ при неподвижном (кривая 1) и подвижном (кривая 2) контактах, показан на **рисунке 5.6**. Из кривой 2 видно, что при заданном $h_{вс}$ по мере снижения пластового давления и подъема контакта газ-вода $Q_{пр}$ резко снижается, и по достижении условия $h(t)= h_{вс}$ скважина обводняется. ***Для избежания обводнения скважины в процессе разработки необходимо синхронно с изменением*** $h(t)$ ***изменить и вскрытую толщину пласта*** $h_{вс}$. Только тогда скважина будет эксплуатироваться до полного истощения залежи.

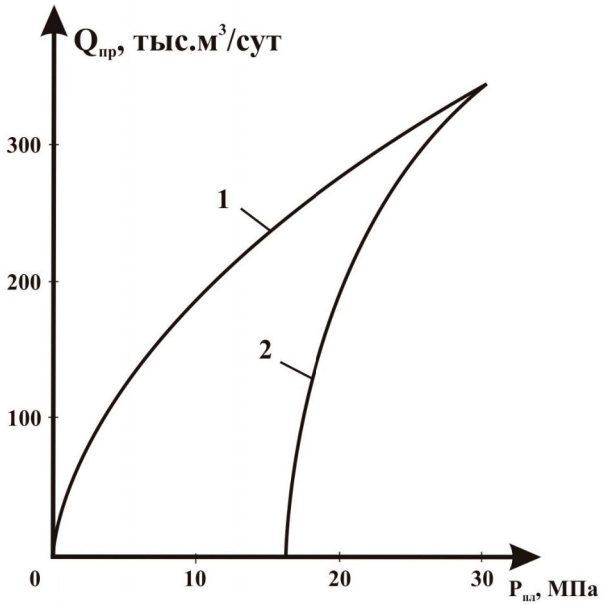

Рисунок 5.6 – Зависимости $Q_{пр}$, соответствующего $h_{оп}$, от $P_{пл}$ при неподвижном (1) и подвижном (2) контакте газ–вода

Предельный безводный дебит скважины, вскрывшей анизотропный пласт с подошвенной водой при подвижном контакте газ-вода, может оцениваться по формуле:

$$Q_{пр}(t)=\frac{a^{*}(t)R_c\bar{h}(t)Q_2^{*}(t)\ln\bar{R}}{2b^{*}(t)}, \qquad (5.41)$$

где

$$Q_2^{*}=-1+\sqrt{1+\frac{k_0'(t)x(t)}{\bar{h}(t)\ln\bar{R}\left[\left(\ln\bar{R}^{ge}-x(t)\right)/\bar{h}(t)\right]}}, \qquad (5.42)$$

$$k_0'(t)=\frac{4b^*(t)D(t)æ}{a^{*2}(t)R_c};\ x(t)=1-\bar{h}(t). \qquad (5.43)$$

По формуле (5.41) рассчитывались $Q_{пр}(t)$ скважины с исходными данными $P_{пл.н}$=30 МПа; h_0=50 м; $R_к$=500 м; $R_с$=0,1 м; $a_{ис}$=0,0056; $b_{ис}$=0,58·10^{-4}; $V_н$=5,81·10^6 м^3; $\alpha_г$=0,74; m=0,2; $\mu_в$=1,0 мПа·с при относительных к запасам отбора газа $Q_{доб}(t)$=0,195; 0,39; 0,585 и 0,78 и параметрах анизотропии æ=1,0; 0,5 и 0,1. Последовательность расчета $Q_{пр}$ аналогична порядкам, используемым при определении $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ для изотропного пласта и подвижного контакта газ-вода. Результаты расчетов следует, что независимо от величины параметра анизотропии æ при снижении $P_{пл}$ и уменьшении h(t) $Q_{пр}$ снижается. С уменьшением вертикальной проницаемости $k_в$ или параметра анизотропии æ $Q_{пр}$ уменьшается.

Это означает, что уменьшение доли дебита за счет подтока из невскрытой части пласта происходит в результате ухудшения вертикальной проницаемости пласта. В конечном счете, при существенном снижении вертикальной проницаемости безводный дебит по величине стремится к дебиту скважины, вскрывшей пласт толщиной $h_{вс}$, где имеет место только плоскорадиальная фильтрация газа к скважине.

5.6. Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов

Одним из факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации газовых скважин, является наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды. К коррозионно-активным компонентам в газе относятся углекислый газ, сероводород, ртуть и др. При наличии влаги в продукции скважины CO_2 и H_2S вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают коррозию скважинного оборудования. Наличие органических кислот – муравьиной, уксусной, пропиновой и др. – в пластовой воде также вызывает коррозию металла. Интенсивность коррозии зависит от давления и температуры среды, концентрации агрессивных компонентов в газе, количества влаги в продукции скважины, характеристики металлов скважинного и промыслового оборудования, конструкции скважины, степени и характера минерализации воды, состава конденсата, режима движения газожидкостного потока и др. В целом процесс коррозии на газодобывающих объектах связан с большим числом отдельных и взаимосвязанных факторов.

К основным факторам относятся: концентрация коррозионно-активного компонента в газе; давление и температура среды; минерализация воды; ре-

жим течения и скорость потока; техническая характеристика применяемого оборудования. Концентрация коррозионно-активного компонента в газе и минерализация воды не поддаются воздействиям. Поэтому при выборе технологического режима эксплуатации скважин необходимо исходить из возможности применения коррозионно-стойкого оборудования и установления соответствующих величин давления, температуры и скорости потока по пути движения продукции скважины. При наличии коррозионно-активных компонентов из приведенных выше критериев технологического режима эксплуатации газовых скважин приемлемым является режим постоянной скорости потока. Для одноступенчатой фонтанной колонны максимальная скорость потока будет иметь место у устья скважины. Режим ограничения скорости устанавливается путем сравнения различных вариантов, учитывающих наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа, возможность закачки ингибитора в скважину, использования оборудования в коррозионно-стойком исполнении, выбор конструкции скважины при проектировании и ее изменения в процессе разработки и др.

Влияние углекислого газа на процесс коррозии

Интенсивность коррозии, вызванной наличием CO_2, устанавливается парциальным давлением углекислоты и кислотностью водного концентрата. Кроме парциального давления CO_2, интенсивность коррозии зависит от температуры газа и кислотности воды pH.

При низких парциальных давлениях CO_2 влияние температуры на скорость коррозии незначительно, а при больших парциальных давлениях весьма существенно. Максимальная интенсивность коррозии достигается при температуре 333÷353 К. При изменении температуры от 283 до 353 К и парциального давления CO_2 от 1,0 до 5,0 МПа интенсивность коррозии увеличивается более чем в 10 раз.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений из-за снижения парциального давления CO_2 и увеличения объема водного конденсата интенсивность коррозии снижается. При заданной концентрации углекислоты увеличение давления среды приводит к росту интенсивности коррозии.

Влияние пластовой воды на коррозию

Количество поступающей в скважину воды при заданной концентрации углекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации CO_2 с увеличением объема воды в продукции скважины кислотность среды pH увеличивается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии. При наличии конденсата в газе с высоким парциальным давлением CO_2 присутствие пластовой воды может усилить интенсивность коррозии.

Интенсивность углекислотной коррозии зависит и от солевого состава пластовой воды. Наличие в воде большого количества гидрокарбонатов заметно подщелачивает среду, снижая этим количество углекислоты, а следовательно, и интенсивность коррозии. При известной концентрации CO_2 в газе поступление пластовой воды щелочного характера снижает интенсивность углекислотной коррозии. Воды жесткого характера меньше влияют на процесс углекислотной коррозии, чем щелочные. В условиях высоких температур и давлений присутствие в пластовой воде органических кислот при наличии в газе углекислоты является одной из основных причин, усиливающих интенсивность коррозии скважинного и промыслового оборудования.

Влияние сероводорода на процесс коррозии

Наиболее агрессивным компонентом в составе природного газа, вызывающим интенсивную коррозию скважинного и промыслового оборудования, является сероводород. Значительное количество сероводорода содержится в газе Оренбургского и особенно Астраханского месторождений. Характерная черта сероводородной коррозии – растрескивание металла. При наличии водного раствора сероводорода большинство сталей при напряженном состоянии быстро разрушаются. Воздействие сероводорода на металл в присутствии воды приводит к образованию сульфида железа и атомарного водорода, часть которого проникает в металл и делает его хрупким и непрочным. Содержание во влажном газе сероводорода более 0,005 г/м^3 способствует заметной коррозии оборудования. Основным фактором, определяющим интенсивность сероводородной коррозии, является парциальное давление сероводорода в газе. С увеличением температуры среды при заданной концентрации H_2S интенсивность коррозии увеличивается. С ростом прочности металла на разрыв и текучесть опасность сульфидного растрескивания металла увеличивается.

Значительно сложнее влияние степени и характера коррозии при наличии в газе одновременно сероводорода и углекислого газа. При определенном парциальном давлении CO_2 его разрушающая способность может быть сравнима с коррозией, вызванной сероводородом. При равном содержании CO_2 и H_2S влияние углекислого газа на интенсивность коррозии по сравнению с коррозией, вызванной сероводородом, невелико.

Влияние скорости потока на интенсивность коррозии

Экспериментальные исследования и промысловые наблюдения показывают, что при известной концентрации коррозионно-активного компонента – углекислоты, сероводорода, ртути и др. – одним из основных факторов, влияющих на интенсивность коррозии, является скорость потока газа. В отличие от таких факторов, как концентрация коррозионно-активного компонента, количество влаги в продукции скважины, содержание органических

кислот в воде, давление, температура и др., скорость потока является регулируемым фактором. При заданных составах пластового газа и воды и термобарических параметрах пласта нетрудно выбрать такую конструкцию эксплуатационных скважин, которая обеспечит необходимую скорость потока газа, ограничивающую интенсивность коррозии.

Установлено, что с увеличением скорости потока интенсивность коррозии растет.

При наличии в газе CO_2 экспериментально была установлена величина критической скорости потока в скважинах, которая равняется V=11,0 м/с. Эта величина не исключает коррозию в целом, но при скорости потока меньше или равной этой величине V≤11 м/с интенсивность коррозии значительно ниже, чем при скоростях, превышающих ее. Изменение скорости потока в стволе скважины зависит от ее конструкции, давления и температуры. В качестве критерия необходимо использовать скорость потока у устья, величина которой не должна превышать критическую.

При заданной скорости потока интенсивность коррозии зависит от режима течения газожидкостного потока и условий, вызывающих конденсацию паров воды и конденсата. Если фонтанные трубы гладкие и структура потока не меняется в местах стыковки труб, то интенсивность коррозии увеличивается по мере увеличения скорости потока. На интенсивность коррозии существенно влияет абразивный процесс, вызываемый твердыми частицами, выносимыми потоком газа и напряженного состояния труб.

Для снижения интенсивности коррозии используются антикоррозионные ингибиторы, соответствующие марки металла с коррозионно-стойкой характеристикой, а также снижается скорость потока и напряжения промыслового и скважинного оборудования и др.

При установленной по результатам опытов величине критической скорости $V_{кр}$ дебит скважины определяется по формуле:

$$Q_{кр} = \frac{V_{кр} d^2 P_y}{0{,}052 T_y Z_y}, \qquad (5.44)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость потока, превышение которой приводит к резкому увеличению интенсивности коррозии, м/с; d – внутренний диаметр труб, по которым движется газ, 10^{-2} м; P_y – устьевое давление, МПа; T_y – устьевая температура, К; Z_y – коэффициент сжимаемости газа при P_y и T_y.

Интенсивное разъедание поверхности фонтанных труб у устья при больших скоростях и весьма слабая коррозия в местах, где скорость потока меньше 10 м/с, показывают, что одной из основных причин интенсивности коррозии является скорость потока. Характер изменения интенсивности коррозии от скорости показан на **рисунке 5.7**, из которого видно, что очень сильная (более 2 мм/год) и сильная (1÷2 мм/год) коррозии наблюдаются в

скважинах, где скорости потока колеблются в пределах 17÷21 м/с. При скорости потока V=6,2 м/с интенсивность коррозии снижается до δ=0,3 мм/год.

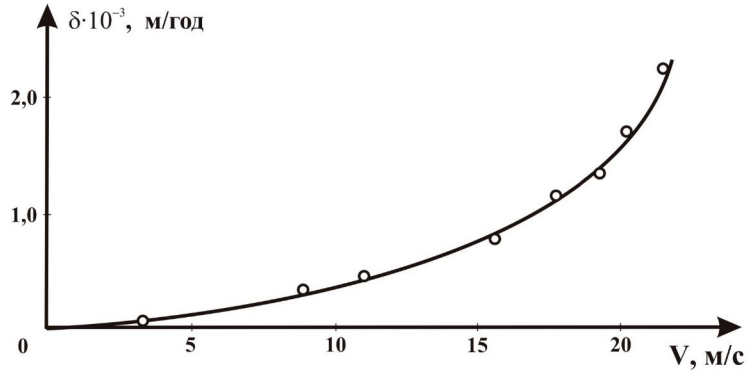

Рисунок 5.7 – Зависимость интенсивности коррозии фонтанных труб δ от скорости потока газа V, построенная по данным эксплуатации скважин

Из приведенных результатов следует, что по величине скорости необходимо установить технологический режим эксплуатации скважин.

Для заданных критической величины скорости $V_{кр}$ и конструкции скважины необходимо определить изменение ее дебита газа во времени с учетом изменения P_y, T_y, и Z_y в процессе разработки. Для поддержания технологического режима эксплуатации скважин при постоянной скорости необходимо определить характер изменения P_y во времени.

Приток газа к скважине при критическом дебите имеет вид:

$$P^2_{пл}(t) - P^2_з(t) = aQ_{кр} + bQ^2_{кр}, \qquad (5.45)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Для заданной конструкции скважины и дебита, вычисляемого по известным $V_{кр}$ и P_y, забойное давление определяется по формуле:

$$P_з = \left[P^2_y e^{2S} + \theta Q^2_{кр}\right]^{0,5}, \qquad (5.46)$$

где $2S = 0,0683\overline{\rho}L / Z_{ср}T_{ср}$; $Z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости при $P_{ср}$ и $T_{ср}$; $T_{ср}$ – средняя температура газа в стволе скважины; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа; L – длина фонтанных труб. $\theta = 1,377 \cdot \lambda \cdot Z^2_{ср} \cdot T^2_{ср}\left(e^{2S} - 1\right)/d^5$, где λ – коэффициент гидравлического сопротивления труб; d – внутренний диаметр труб, по которым движется газ.

Если обозначить через:

$$\alpha = d^2/0,052 \cdot T_y \cdot Z_y, \qquad (5.47)$$

то используя формулы (5.44), (5.45) и (5.46) с учетом (5.47), можно определить устьевое давление $P_у(t)$.

$$P_у(t)=\frac{-a\alpha V_{кр}+\sqrt{\left(a\alpha V_{кр}\right)^2+4\left[e^{2S}+\left(b+\theta\right)+\alpha^2 V_{кр}\right]P^2_{пл}(t)}}{2\left[e^{2S}+\left(b+\theta\right)+\alpha^2 V_{кр}\right]}. \qquad (5.48)$$

Из формулы (5.48) видно, что при заданных постоянных значениях a, b, θ и $V_{кр}$ изменение $P_у$ связано в основном со снижением пластового давления в процессе разработки. Найденное таким образом значение $P_у(t)$ во времени используется для определения $Q_{кр}(t)$ по формуле (5.44).

Исследования по изучению интенсивности коррозии оборудования скважины в статических и динамических условиях показали, что при статических условиях, т.е. когда образец металла находится в неподвижной коррозионно-активной газовой среде, интенсивность коррозии очень низкая. Этот результат важен при эксплуатации скважин, затрубные пространства которых по различным причинам не удалось запакеровать.

Мероприятия по борьбе с коррозией путем периодической замены фонтанных труб или снижения дебита скважин и бурения дополнительных скважин полностью не исключают процесс коррозии.

5.7. Обоснование и выбор технологического режима работы горизонтальных газовых скважин

Факторы, влияющие на производительность горизонтальных скважин, могут быть разделены на три группы: геологические, технические и технологические.

К геологическим относятся факторы, связанные с геологической характеристикой залежи: неоднородностью, типом залежи, параметром анизотропии, наличием тектонических нарушений, емкостными и фильтрационными параметрами пластов, устойчивостью коллекторов к разрушению, размером переходных зон, активностью подошвенной и контурных вод, наличием нефтяной оторочки и т.д.

К технологическим факторам относятся: допустимые величины забойного и устьевого давлений, вскрытие пласта (пропластков), профиль горизонтального ствола, радиус кривизны, обеспечивающий переход ствола от вертикального к горизонтальному положению, способ вскрытия пласта, форма зоны дренирования, принятая при схематизации задачи, и т.д.

К техническим факторам относятся: длины и диаметры обсадных колонн и фонтанных труб, схема подключения скважины к установке по подготовке газа, качество используемых труб, арматуры и скважинного оборудования и т.д.

Наиболее существенно на производительность горизонтальных газовых скважин влияют: расстояние до контура питания и форма зоны дренирования; вскрытие пласта (пропластков при освоении неоднородно-многослойных залежей); полнота вскрытия одного или нескольких пропластков в плане; расположение горизонтального ствола относительно контуров питания и по толщине залежи; величина пластового давления с учетом расположения горизонтального ствола и гравитационных сил; изменение забойного давления по длине горизонтального ствола с учетом интенсивности роста дебита; устьевое давление; проницаемость и анизотропия вскрываемого пласта; диаметр и длина обсадных колонн и фонтанных труб; гидродинамическая связь между пропластками; продолжительность работы скважины после пуска.

Некоторые из перечисленных факторов с достаточной для практики точностью могут быть учтены приближенными методами.

При обосновании технологического режима работы необходимо исходить из фактического расположения горизонтального ствола по толщине и относительно контуров питания. При асимметричном расположении горизонтального ствола по толщине и сравнительно больших толщинах однородного пласта производительность скважины снижается до 30%. Значительное уменьшение дебита происходит и при асимметричном расположении горизонтального ствола относительно границ зоны дренирования. Наихудшим вариантом является вариант расположения горизонтального ствола асимметрично одновременно по толщине и относительно границ зоны дренирования. Такое расположение может привести к снижению дебита горизонтальной скважины до 50% от ее потенциальной возможности.

Существуют технологические возможности снижения потерь давления и на горизонтальном участке ствола, связанные с очередностью вскрытия высоко- и низкопроницаемых пропластков и длиной и диаметром фонтанных труб. Следует отметить, что максимальные потери давления на горизонтальном участке имеют место при вскрытии высокопроницаемых пропластков в последнюю очередь. Влияние неполноты вскрытия было изучено численным методом путем создания геолого-математических моделей фрагментов месторождений с различными емкостными и фильтрационными свойствами. Результаты этих исследований приведены в безразмерных единицах в виде универсальных кривых, пригодных для использования при определении производительности горизонтальных скважин, вскрывших пласты с различными геологическими характеристиками.

Все приближенные методы определения производительности горизонтальных скважин разработаны в предположении постоянства забойного давления вдоль горизонтального ствола. Такая постановка предопределяет одинаковую интенсивность притока газа к скважине по всей длине ствола.

Определение производительности горизонтальных газовых скважин возможно и с учетом изменения забойного давления по длине горизонталь-

ного ствола при наличии и отсутствии фонтанных труб на горизонтальном участке скважины. Учет изменения забойного давления предопределяет возможность существования оптимальной длины горизонтального ствола.

5.7.1. Определение дебита горизонтальной газовой скважины, вскрывшей слабоустойчивый полосообразный фрагмент залежи

Ограниченная величина градиента давления предопределяет незначительность дебита скважин. Создание условий для выноса частиц породы при допустимых величинах градиента давления путем применения фонтанных труб малого диаметра не всегда целесообразно из-за значительных потерь давления при движении газа по этим трубам. Техническое и технологическое решение этого вопроса возможно путем укрепления призабойной зоны, в частности использования забойных фильтров.

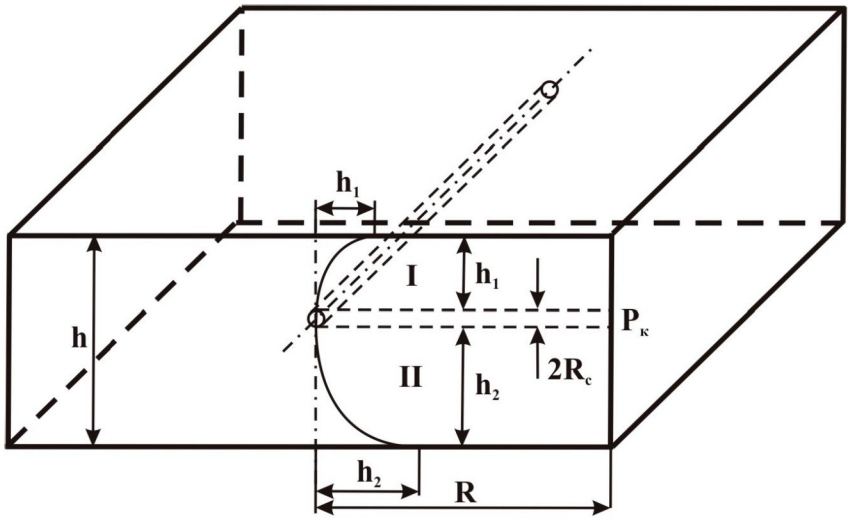

Рисунок 5.8 – Схема притока газа к горизонтальной скважине, вскрывшей полосообразный пласт на произвольном расстоянии от его кровли и подошве

Для оценки производительности горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей полосообразный пласт (см. **рисунок 5.8**), связь между градиентом давления и дебитом:

$$\mathrm{grad}P = \frac{a^*}{L}\frac{Q}{4R_c P_{зп}} + \frac{b^*}{L^2}\frac{Q^2}{16R_c^2 P_{зп}}, \qquad (5.49)$$

где $P_{зп}$ – допустимая величина давления на стенке горизонтального ствола у поворота от вертикального положения к горизонтальному, при которой достигается допустимый градиент давления. При этом критический дебит горизонтальной скважины, вскрывшей изотропный полосообразный пласт, соот-

ветствующий допустимой величине градиента давления на стенке горизонтального ствола:

$$Q_{кр} = \frac{\left[-a_1 + \sqrt{a_1^2 + b_1}\right] * 8R_c^2 P_{зп} L}{b^*}, \qquad (5.50)$$

где $a_1 = \frac{a^*}{4R_c P_{зп}}$; $b_1 = \frac{b^* grad}{4R_c^2 P_{зп}}$.

Допустимая величина давления на стенке горизонтального ствола $P_{зп}$, при критическом дебите $Q_{кр}$ может быть определена по формуле:

$$P_к^2 - P_{зп}^2 - a_1\left[\frac{\left(-a_1 + \sqrt{a_1^2 + b_1}\right) * 8R_c^2 P_{зп} L}{b^*}\right] - b_1\left[\frac{\left(-a_1 + \sqrt{a_1^2 + b_1}\right) * 8R_c^2 P_{зп} L}{b^*}\right]^2 = 0. \qquad (5.51)$$

5.7.2. Определение технологического режима работы горизонтальных газовых скважин, вскрывших однородные пласты с подошвенной водой

Работы по определению производительности горизонтальной скважины показали, что величина дебита горизонтальной газовой скважины, вскрывшей однородную полосообразную залежь, при заданной постоянной депрессии изменяется от перемещения горизонтального ствола скважины от середины однородного пласта к его кровле или подошве. Установлено, что наилучшим расположением ствола, при отсутствии подошвенной воды, является его симметричное расположение по толщине продуктивного пласта. Перемещение ствола к кровле или подошве в одинаковой степени снижает дебит горизонтальной скважины. Максимальное снижение дебита скважины зависит от толщины пласта и отклонение дебита возрастает с увеличением толщины пласта. При наличии подошвенной воды производительность скважины в основном будет зависеть от расположения горизонтального ствола относительно ГВК и величины допустимой депрессии на пласт, обуславливаемой расстоянием от горизонтального ствола до ГВК.

Одним из преимуществ горизонтальных газовых скважин является слабая взаимосвязь между степенью вскрытия по толщине и величиной допустимой депрессии на пласт. Для горизонтальной скважины ее совершенство по степени вскрытия полосообразного пласта определяется одновременно толщиной пласта и длиной дренируемой зоны горизонтальной частью ствола. При наличии подошвенной воды данное преимущество позволяет свести к минимуму возможность обводнения скважины подошвенной водой путем увеличения полноты вскрытия полосообразного фрагмента пласта (длины горизонтального участка ствола) и перемещения ствола ближе к кровле с учетом регулируемой депрессии на пласт, величина которой во избежание преждевременного быстрого обводнения скважины должна быть ограничена.

Основная цель обоснования режима эксплуатации горизонтальных газовых скважин при наличии подошвенной воды заключается в установлении величины допустимой депрессии на пласт исходя из толщины газоносного пласта и расположения горизонтальной части ствола по толщине.

Для исключения возможности обводнения скважины предлагаются следующие варианты:

- применение горизонтальных скважин с соответствующим расположением горизонтального ствола в зависимости от близости к ГВК с учетом величины создаваемой депрессии на пласт;
- сочетание одновременного изменения конструкции с перемещением горизонтального ствола относительно ГВК;
- вскрытие нескольких пропластков восходящим/нисходящим наклонным стволом;
- подбор соответствующей конструкции скважины, длины и диаметра фонтанных труб в горизонтальной части ствола, обеспечивающую величину депрессии, необходимой для замедления темпов продвижения подошвенной воды.

Если скважина не оборудована фонтанными трубами, то максимально допустимая депрессия должна определяться для сечения, где скважина переходит от горизонтального положения к вертикальному, так как на этом сечении имеют место максимальные потери давления по длине фильтра. Если скважина оборудована фонтанными трубами, то допустимая депрессия будет иметь место у башмака фонтанных труб.

При вскрытии газоносного пласта с подошвенной водой производительность вертикальной скважины зависит от степени вскрытия пласта и от расстояния от забоя скважины до газоводяного контакта. Поэтому для вертикальных скважин было установлено некоторое оптимальное вскрытие, при котором дебит газа достигает максимального значения.

В горизонтальной скважине несовершенство по степени вскрытия полосообразного пласта определяется как полнота вскрытия, т.е. как отношение вскрытой горизонтальным стволом $L_{гор}$ части ширины или длины полосообразного пласта ко всей его ширине или длине фрагмента $L_{фр}$, т.е. $L_{гор}/L_{фр}$. Поэтому для горизонтальных скважин классическое понимание несовершенства неприемлемо, а несовершенство вскрытия пласта по площади не влияет на величину допустимой депрессии на пласт при наличии подошвенной воды. Величина допустимой депрессии на пласт с подошвенной водой при его вскрытии горизонтальной скважиной определяется расположением горизонтального ствола по отношению к контакту газ-вода (см. **рисунок 5.9**). Отсутствие взаимосвязи между степенью вскрытия и величиной допустимой депрессии при вскрытии пласта с подошвенной водой горизонтальной скважиной является одним из основных преимуществ таких скважин. Это обстоятельство позволяет свести к минимуму возможность обводнения скважины подошвенной водой путем увеличения полноты вскрытия пласта

горизонтальным стволом, перемещения ствола к кровле, регулирования величины депрессии и, таким образом, повысить коэффициент газоотдачи пласта и надежность эксплуатации скважины.

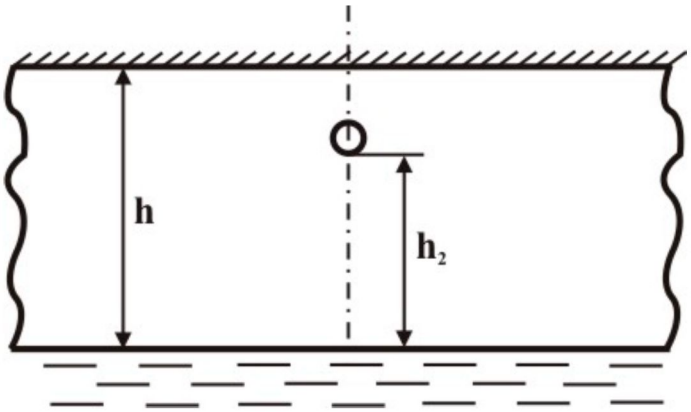

Рисунок 5.9 – Вскрытие пласта с подошвенной водой горизонтальной скважиной

Для определения предельного безводного дебита горизонтальной скважины при $P_з(L_{гор})$=const, полностью вскрывшей полосообразный пласт с подошвенной водой (см. **рисунок 5.8**) на произвольном расстоянии от кровли, необходимо использовать следующую формулу:

$$Q_{пб} = \sum \frac{-a_i + \sqrt{a_i^2 + 4b_i \Delta P(2P_{пл} - \Delta P)}}{2b_i}, \qquad (5.52)$$

где a_i, b_i – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по формулам:

$$a_i = \frac{a^*}{L_{гор}}\left[\frac{2}{æh_1}(æh_1 + R_c \ln\frac{R_c}{R_c + æh_1}) + \frac{R_к - æh_1}{R_c + æh_1}\right],$$

$$b_i = \frac{b^*}{2L_{гор}^2}\left[\frac{2}{æh_1}(\ln\frac{R_c + æh_1}{R_c} - \frac{æh_1}{R_c + æh_1}) + \frac{R_к - æh_1}{(R_c + æh_1)^2}\right], \qquad (5.53)$$

где $a^* = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{k T_{ст}}$; $b^* = \frac{\rho_{ст} P_{ат} Z T_{пл}}{l T_{ст}}$ и $P = P_{пл} - P_з = (\rho_в - \rho_{гр}) \cdot g h_2$; $\rho_в$, $\rho_{гр}$ – плотности воды и газа в пластовых условиях; h_2 – расстояние от ГВК до стенки горизонтального ствола.

Результаты определения безводного дебита показывают (см. **рисунок 5.10**), что его максимальная величина достигается не при наибольшем удалении от ГВК, а в некотором промежуточном расстоянии от ГВК. Такой характер связан с увеличением коэффициентов фильтрационного сопротивления *a* и *b* при приближении оси горизонтального ствола к кровле продуктивного пласта.

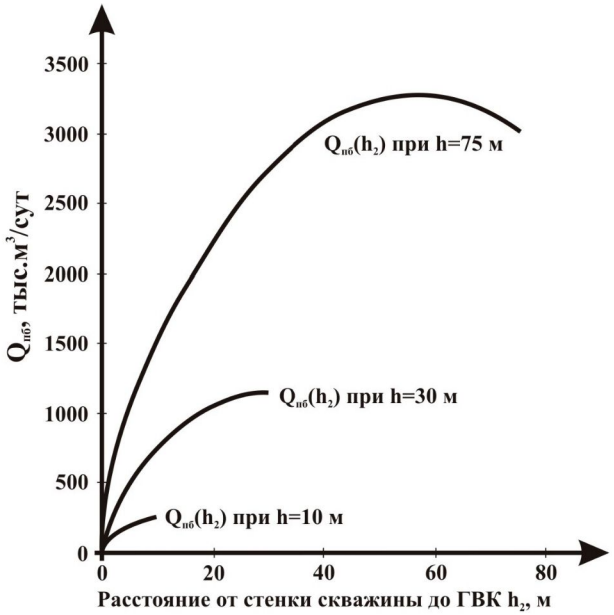

Рисунок 5.10 – Зависимость предельно безводного дебита от удаления горизонтального ствола от поверхности ГВК

5.7.3. Определение температурного режима работы горизонтальных скважин

5.7.3.1. Определение температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин при отсутствии зоны многолетнемерзлых пород в окружающей ствол среде

Для разработки методов определения температурного режима эксплуатации горизонтальных газовых скважин необходимо учесть их конструктивные особенности и изменение температурного поля по стволу скважин с различными радиусами кривизны. Для удобства определения температурного режима с приемлемой точностью горизонтальные скважины по величине радиуса кривизны разделены на две группы скважин:

– с большим и со средним радиусом кривизны, в которых искривленные участки ствола существенно влияют на изменение температуры по стволу скважины;
– с малым радиусом кривизны, в которых изменение температуры по стволу может быть определено без учета искривленного участка.

Это означает, что в скважинах с малым радиусом кривизны ствол может быть условно разделен на два участка: вертикальный и горизонтальный. При расчете распределения температуры газа по вертикальному участку длину искривленного участка, которая составляет $R_{кр}$=4÷12 м, следует добавить к длине вертикального участка. В реальных условиях на температурный режим работы горизонтальных скважин существенно влияет наличие

многолетнемерзлых пород в разрезе ствола. По глубине залегания нижней границы мерзлоты, наличие которой предопределяет распределение температуры, можно выделить два случая: многолетняя мерзлота частично (или целиком) охватывает только вертикальный участок ствола скважины и когда охватывает вертикальный и, частично, искривленный участки ствола. Во втором случае необходимо определить геотермический градиент отдельно для вертикального ($\Gamma_{мв}$) и для искривленного ($\Gamma_{м.искр}$) участков. Практически постоянная температура газа за фонтанными трубами имеет место в двух случаях: когда фонтанные трубы теплоизолированы и когда значительный участок ствола скважины охвачен слоем шельфовых вод. Таким образом, для определения температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин необходимо учесть: конструкцию горизонтальной скважины, глубину залегания многолетнемерзлых пород, а также характер изменения температуры окружающих ствол скважины пород.

Методы расчета распределения температуры газа по стволу горизонтальных газовых скважин различных конструкций в различных геологических условиях изложены в [23].

5.7.3.2. Температурный технологический режим работы горизонтальной скважины с большим и со средним радиусом кривизны

В горизонтальных скважинах изменение температуры газа происходит на вертикальном, искривленном и горизонтальном участках ствола (см. **рисунок 5.11**).

При обосновании температурного технологического режима работы горизонтальных скважин, в зависимости от ожидаемых изменений дебита, депрессий и конструкции фонтанных труб, следует пользоваться:

- единой методикой для скважин с большим и со средним радиусом кривизны;
- и отдельной методикой для скважин с малым радиусом кривизны, где на искривленном участке изменение температуры пренебрежимо мало из-за незначительной длины этого участка.

При определении температурного технологического режима горизонтальных газовых скважин с большим или со средним радиусом кривизны, следует рассматривать изменение температуры в пласте в результате создания депрессии на пласт; на горизонтальном участке ствола из-за изменения забойного давления по длине горизонтального участка – искривленном и вертикальном участках ствола.

Изменение температуры газа в пласте, вскрытом горизонтальной скважиной по аналогии с вертикальными скважинами, но в пределах толщины пласта может быть определено по формуле:

$$T(R) = T_{пл} - D_{i.ср.пл}\left(P_{пл} - P_{з.п}\right)\ln\left[1+\frac{GC_p\tau}{\pi hC_п R_c}\right]\Bigg/\ln\frac{h/2}{R_c}, \qquad (5.54)$$

где $P_{з.п}$ – забойное давление на начальном сечении горизонтального участка. В большинстве случаев $P_{з.п} \approx P_{з.т}$. Остальные обозначения идентичны обозначениям, принятым в формуле (5.17).

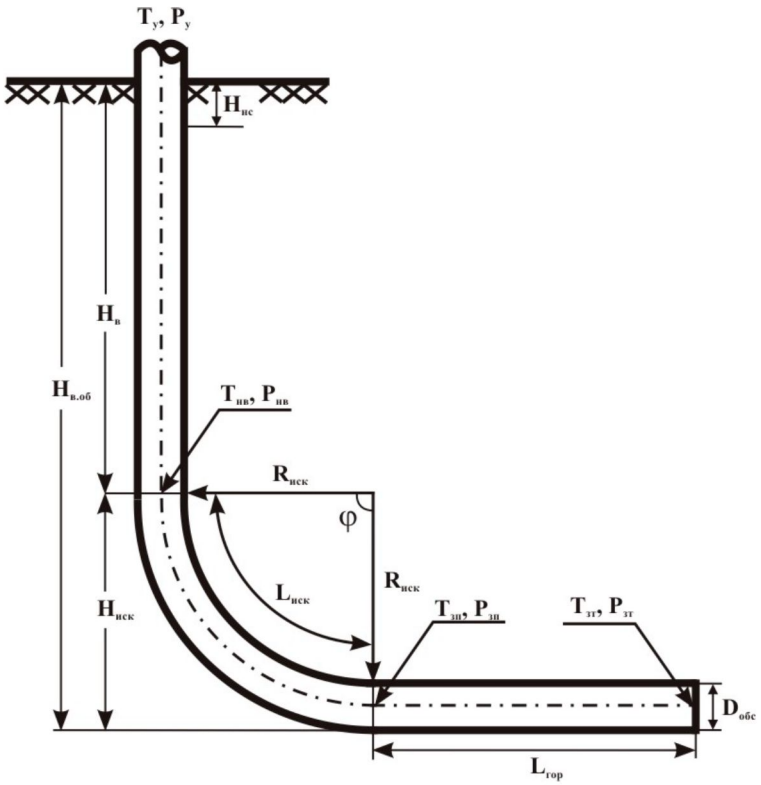

Рисунок 5.11 – Схема горизонтальной скважины при отсутствии зоны многолетнемерзлых пород в окружающей ствол среде

Температура у сечения, где происходит поворот ствола от горизонтального направления к искривленному, $T_{зп}$ связана с изменением температуры газа от $T_{пл}$ к $T_{зп}$ из-за создания депрессии на пласт, а также с изменением температуры газа при движении от торца к повороту в результате потерь давления на трении на этом участке.

Температура газа на переходе от горизонтального участка ствола к искривленному приближенно может быть определена по формуле:

$$T_{з.п} = T_{пл} - \Delta T_{ср} \cdot e^{-\alpha x} - \frac{D_{iср.г}\left(P^2_{з.м} - P^2_{з.п}\right)\left(1 - e^{-\alpha x}\right)}{2P_{ср}\alpha x}, \qquad (5.55)$$

где $\Delta T_{ср}$ – среднее значение разностей температуры у торца горизонтального ствола, связанное с созданием депрессии на пласт и изменением этой депрессии по длине в результате потерь давления на трение при движении газа.

Как правило, $T_{зт}$ незначительно ниже температуры окружающей горизонтальный участок ствола среды, т.е. пластовой температуры $T_{пл}$. Из-за близости температур по длине горизонтального ствола и практически постоянной температуры окружающей ствол среды $T=T_{пл}$, вследствие небольшого теплообмена формулу (5.55) можно заменить на следующую:

$$T_x = T_{пл} - (T_{з.т} - T_{з.п})e^{-\alpha x}, \qquad (5.56)$$

α – размерный коэффициент, определяемый по формуле:

$$\alpha = 225Dk / \overline{\rho}QC_p, \qquad (5.57)$$

где D – диаметр горизонтального ствола, м; Q – дебит скважины, тыс. $м^3$/сут; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа; C_p – средневзвешенная теплоемкость газа при $P_{ср} = (P_{з.т} + P_{з.п})/2$ и $T_{ср} = (T_{з.т} + T_{з.п})/2$; k – коэффициент теплопередачи между газом в горизонтальном стволе и пластом. При расчете температуры газа на произвольном расстоянии от торца горизонтального ствола T_x средние значения давления и температуры определяются из равенств $P_{ср} = (P_{з.т} + P_x)/2$ и $T_{ср} = (T_{з.т} + T_x)/2$. Коэффициент теплопередачи k может быть определен по формуле:

$$k = \frac{\lambda_{пл}}{D}\left[0{,}8 + \left(\frac{D}{h_0}\right)^2\right], \qquad (5.58)$$

где $\lambda_{пл}$ – коэффициент теплопроводности пласта, Дж/кг·с·К; h_0 – глубина залегания горизонтального ствола в пределах толщины пласта. Формула (5.58) получена для определения коэффициента теплопроводности газопровода и поэтому h_0, как правило, имеет ограниченную величину.

При практических расчетах температуру газа на переходе ствола от горизонтального участка к искривленному можно принять как $T_{зп}$, величину, которую в пределах толщины пласта, с допустимой для практики погрешностью, можно оценить по формуле (5.17).

Распределение температуры газа при его движении по искривленному участку ствола скважины определяется по формуле:

$$T_{х.иск} = T_{з.п} - \Gamma_{исх} \cdot x_{иск} + \frac{1 - e^{-\alpha x_{иск}}}{\alpha}\left[\Gamma - D_{iиск}\frac{P_{зп} - P_x}{x_{иск}} - \frac{A}{C_p}\right], \qquad (5.59)$$

где $x_{иск}$ – произвольное расстояние в пределах искривленного участка от сечения перехода горизонтального к искривленному участку ствола скважины, м. Геотермический градиент $\Gamma_{иск}$ в пределах искривленного участка определяется, исходя из длины этого участка, по формуле:

$$\Gamma_{\text{иск}} = \frac{T_{\text{нг.иск}} - T_{\text{вг.иск}}}{L_{\text{иск}}}, \tag{5.60}$$

где $T_{\text{нг.иск}}$ и $T_{\text{вг.иск}}$ – температуры на нижней и верхней границах искривленного участка; α – размерный коэффициент, определяемый по формуле:

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda_{\text{иск}}}{GC_{\text{р.иск}} f_{\text{иск}}(\tau)}. \tag{5.61}$$

Длина искривленного участка определяется:

1. По имеющимся технологиям бурения горизонтальных скважин перевода ствола от вертикального направления к горизонтальному;
2. Путем размещения горизонтального участка ствола по площади нефтегазоносности, обеспечивающей равномерное вовлечение в разработку ресурсов нефти и газа по всей площади путем увеличения радиуса кривизны. Этот показатель особенно важен, когда разбуривание залежи происходит с весьма дорогостоящих платформ. При прохождении газа по стволу с большим радиусом кривизны изменение температуры будет значительно больше, чем при движении на вертикальном участке ствола в пределах $H_{\text{верт}}$. Это связано с тем, что газ, двигаясь по искривленному участку, как правило, преодолевает значительно большее расстояние, равное $L_{\text{иск}}$, где $L_{\text{иск}} > H_{\text{иск}}$. При этом α – размерный коэффициент определяется по формуле (5.61).

При расчете температурного технологического режима работы проектных скважин длину искривленного участка следует определить по формуле:

$$x_{\text{иск}} = \frac{2\pi R_{\text{иск}}\varphi}{360}, \tag{5.62}$$

где $R_{\text{иск}}$ – радиус кривизны ствола на искривленном участке, м; φ – угол охвата заданного отклонения ствола от вертикали.

Распределение температуры газа при его движении по вертикальному участку ствола скважины следует определять по формуле:

$$T_x = T_{\text{нв}} - \Gamma_{\text{в}} x_{\text{в}} + \frac{1 - e^{-\alpha x_{\text{в}}}}{\alpha}\left[\Gamma_{\text{в}} - D_{\text{iв}}\frac{P_{\text{нв}} - P_x}{x_{\text{в}}} - \frac{A}{C_{\text{р}}}\right], \tag{5.63}$$

где $P_{\text{нв}}$ – давление на нижней границе вертикального участка, значение которого определяется по известному устьевому давлению $P_{\text{у}}$; P_x – давление на расстоянии $x_{\text{в}}$ в пределах вертикального участка, также определяемое по известному устьевому давлению; $T_{\text{нв}}$ – температура газа на нижней границе вертикального участка ствола, величину которой следует определять по формуле (5.59) для величины $x = L_{\text{иск}}$, т.е. на верхней границе искривленного участка и соответствующих этой длине $D_{\text{i.в}}$ и $C_{\text{р.в}}$; $x_{\text{в}}$ – произвольное расстояние в пределах вертикального участка, начиная от сечения перехода искрив-

ленного к вертикальному участку. Расчет распределения температуры газа по стволу осуществляется от контура пласта к устью скважины. Это означает, что для определения температуры на вертикальном участке известной является температура газа на верхней границе искривленного участка. $\Gamma_в$ – геотермический градиент на вертикальном участке, который определяется по формуле:

$$\Gamma_в = \frac{T_{нг.в} - T_{нс}}{H_{нг.в} - h_{нс}}, \tag{5.64}$$

где $T_{нг}$ – температура земной коры на нижней границе вертикального участка, К, равная $T_{нг}=T_{в.иск}$; $T_{нс}$ – температура земли на глубине нейтрального слоя, К; $H_{нг}$ – глубина нижней границы вертикального участка ствола или начала искривленного участка, м; $h_{нс}$ – глубина залегания нейтрального слоя, которая при отсутствии зоны ММП составляет несколько метров.

α – размерный коэффициент, определяемый по формуле:

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda_в}{GC_{р.в}f_в(\tau)}, \tag{5.65}$$

где $\lambda_в$ – теплопроводность горных пород, окружающих ствол скважины на вертикальном участке, Дж/кгс·К; $C_{р.в}$ – теплопроводность газа по средневзвешенным давлению и температуре на вертикальном участке в зоне $0 \le x \le L_в$; $f_в(\tau)$ – безразмерная функция времени, определяемая по формуле:

$$f_в(\tau) = \ln\left[1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_в\tau}{C_п R_с^2}}\right], \tag{5.66}$$

где τ – время работы скважины после последней остановки, с; $C_п$ – объемная теплоемкость пород среды, окружающей ствол скважины на вертикальном участке в зоне от верхней границы искривленного участка до $x_в$.

Возможность исключения гидратообразования в пределах вертикального участка будет обеспечена, если величина температуры газа на устье $T_у$ окажется больше равновесной температуры гидратообразования $T_р$, т.е. $T_у > T_р$. Влияние наличия в стволе фонтанных труб, обсадной колонны, промежуточных колонн и цементного камня при длительной работе скважины на заданном режиме не существенно и произвести учет влияния этих факторов можно методами, изложенными в [23].

5.7.3.3. Температурный технологический режим работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны

При малом радиусе кривизны длина искривленного участка составляет несколько метров и на этом участке изменение температуры пренебрежимо мало. Поэтому при определении температурного технологического режима работы горизонтальных скважин с малым радиусом кривизны конструк-

цию ствола можно разделить на два участка: вертикальный, включающий в себя и искривленный участок, и горизонтальный. При таком допущении следует увеличить реальную длину вертикального участка на величину длины искривленного участка, что в реальных условиях в среднем составляет $R_{кр}$=8 метров.

Для такой конструкции горизонтальной скважины, в случае отсутствия в разрезе зоны многолетней мерзлоты, ее температурный технологический режим следует определить как изменение температуры газа в пласте по длине горизонтального и вертикального участков ствола.

Распределение температуры газа в пласте в пределах толщины пласта следует определить по формуле (5.17), заменив при этом величину $R_к$ на h/2. При создании депрессии на пласт $\Delta P=P_{пл}-P_{з.п}$ следует в качестве забойного давления использовать его значения на начальном сечении горизонтального участка, где имеет место максимальная депрессия на пласт.

Распределение температуры газа на горизонтальном участке ствола. Изменение температуры газа на горизонтальном участке ствола горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны связано с изменением давления от условной границы зоны дренирования до стенки скважины и с изменением давления вдоль горизонтального участка из-за потерь давления, вызванных движением газа на этом участке. При этом изменение температуры в результате создания депрессии на пласт и по длине горизонтального участка определяется по формулам (5.20) и (5.55) или (5.56).

Распределение температуры газа на вертикальном участке следует определять по формуле (5.63), при этом к длине вертикального участка необходимо добавлять длину искривленного участка, которая должна равняться длине искривленного участка от нижней границы вертикального участка до начала горизонтального участка. При этом средние значения давления и температуры, используемые для расчета коэффициентов Джоуля–Томпсона и теплоемкости газа должны определяться исходя из величины давления и температуры на сечении перехода горизонтального участка к искривленному и расчетного сечения с длиной $x_в$.

При обосновании температурного режима работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны также необходимо обеспечить условия, когда температура газа на устье скважины $T_у$ больше равновесной температуры гидратообразования $T_р$, т.е. $T_у>T_р$.

5.7.3.4. Определение температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин со средним и большим радиусами кривизны при наличии зоны многолетнемерзлых пород только в вертикальном участке ствола

Практически на всех газовых и газоконденсатных месторождениях, расположенных за полярным кругом, имеется зона многолетней мерзлоты. Толщина этой зоны закономерно увеличивается в северном и северо-восточном на-

правлениях. Нижняя граница зон многолетней мерзлоты в северо-восточных районах Российской Федерации доходит до 1300 м. Например, на Мархинской площади (Якутия) глубина мерзлой зоны доходит до 1200 м. Такая толщина многолетнемерзлых зон показывает, что при освоении месторождений шельфа Баренцева и Карского морей, полуострова Ямал и северной Якутии возможны конструкции горизонтальных скважин, когда мерзлая зона будет располагаться не только на вертикальном участке ствола скважины, но и частично охватывать и искривленный участок ствола скважины.

Поэтому метод определения температурного технологического режима работы горизонтальной скважины разработан при наличии зоны многолетней мерзлоты только в вертикальном участке и при наличии этой зоны в вертикальном и частично в искривленном участках.

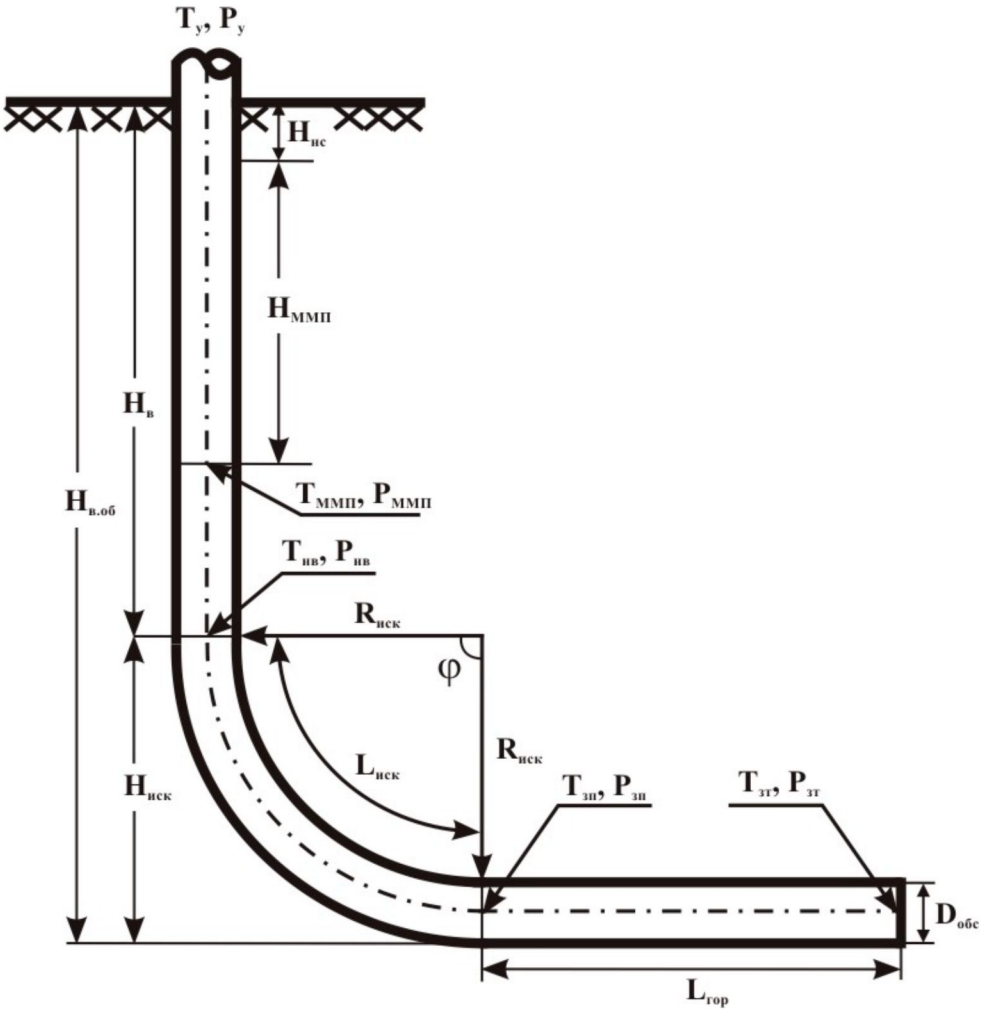

Рисунок 5.12 – Схема горизонтальной скважины при наличии зоны многолетнемерзлых пород в разрезе ствола скважины

При наличии зоны многолетней мерзлоты только на вертикальном участке ствола температурный технологический режим работы горизонтальных скважин определяется в следующей последовательности (см. **рисунок 5.12**):

- сначала определяется распределение температуры в пласте в зоне от $R_к=h/2$ до $R_с$, используя при этом значение давления и температуры на начальном сечении горизонтального ствола;
- затем ее изменение на горизонтальном участке ствола на переходе этого участка в искривленную зону, где отсутствует зона многолетней мерзлоты;
- далее определяется температура газа на верхней границе искривленного участка;
- по известному значению температуры газа на верхней границе искривленного участка рассчитывается температура газа на нижней границе зоны мерзлоты на вертикальном участке;
- затем по известной температуре газа на нижней границе зоны мерзлоты определяют температуру газа до глубины нейтрального слоя в пределах мерзлой зоны.

В соответствии с этой последовательностью температурный технологический режим работы горизонтальной скважины учитывает:

- снижение температуры газа в пласте в результате создания депрессии на пласт в зоне от $R_к$ до $R_с$ определяется по формуле (5.20);
- на горизонтальном участке распределение температуры определяется по формулам (5.55) или (5.56) для значения $x_г=L_{гор}$ при условии того, что отсчет температуры производится от торца горизонтального участка ствола скважины;
- на искривленном участке для распределения температуры следует использовать формулу (5.59) до верхней границы этого участка;
- на вертикальном участке, начиная от перехода горизонтального ствола к искривленному, используют формулу (5.63), но при этом верхней границей вертикального участка (снизу вверх), которая является нижней границей зоны мерзлоты, т.е. в этом случае величина $x_в$, подставляемая в формулу (5.63), максимально равна $x_в=H_в-H_{мв}$;
- значение температуры при $x_в=H_в-H_{мв}$ будет соответствовать температуре газа на входе в зону мерзлоты, т.е. $T_м$. Характер изменения температуры в зоне многолетней мерзлоты определяется по формуле (5.20), а геотермический градиент мерзлой зоны $Г_м$ по формуле:

$$Г_м = \frac{T_{мо} - T_{нс}}{L - h_{нс}}. \qquad (5.67)$$

Размерный параметр $\alpha_м$ определяется по формуле (5.22), а значение $f_м(\tau)$, входящего в эту формулу, из равенства (5.23).

5.7.3.5. Определение температурного режима работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны при наличии мерзлоты на вертикальном участке ствола

Ранее было подчеркнуто, что из-за небольших размеров искривленного участка горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны ее температурный режим работы может быть определен с учетом изменения температуры только в горизонтальном и вертикальном участках. Поэтому при наличии мерзлоты на вертикальном участке температурный режим работы горизонтальной скважины с малым радиусом кривизны определяется в следующей последовательности:

- сначала по формуле (5.17) определяется распределение температуры газа в пласте в зоне от $R_к$ до $R_с$ изменение, которое вызвано созданием депрессии на пласт;
- затем определяется температура газа по длине горизонтального участка на сечении, где ствол переходит в искривленный участок, по формуле (5.55) или (5.56);
- далее рассчитывается температура газа на нижней границе мерзлой зоны по формуле (5.63);
- после этого определяется температура газа в зоне мерзлоты по формуле (5.20).

При температурном режиме, исключающем образование гидратов по стволу, устьевая температура $T_у$, полученная с учетом ее потерь в пласте, по длине горизонтального и искривленного участков, а также в зоне мерзлоты должна быть выше равновесной температуры гидратообразования $T_р$, т.е. должна обеспечить условие $T_у > T_р$.

5.7.3.6. Определение температурного технологического режима работы горизонтальных скважин со средним и большим радиусом кривизны при наличии зоны многолетней мерзлоты на искривленном и вертикальном участках ствола

В ряде случаев, когда толщина мерзлой зоны большая (северо-восточные регионы России), она частично охватывает искривленный участок ствола скважины. В этом случае температурный технологический режим работы горизонтальной скважины определяется в следующей последовательности:

- сначала по формуле (5.17) следует определить температуру на забое (желательно у поворота), значение которой зависит от величины депрессии на пласт и дебита;
- затем определяют температуру газа по формуле (5.55) или (5.56) для $x_г = L_{гор}$, при условии, что отсчет температуры производится от торца горизонтальной скважины, где $x_г = 0$;
- далее по известной температуре газа на нижней границе искривленного участка, т.е. на переходе горизонтального ствола в искривленный,

определяют температуру газа на нижней границе мерзлой зоны, частично охватывающей искривленный участок, по формуле (5.59);

– затем определяем температуру газа на нижней границе вертикального участка, используя формулу:

$$T_{хм.иск} = T_{нм.иск} - \Gamma_{м.иск} \cdot x_{м.иск} + \frac{1 - e^{-\alpha_{м.иск} \cdot x_{м.иск}}}{\alpha_{м.иск}} \times \times \left[\Gamma_{м.иск} - D_{ср.м.иск} \frac{P_{нм.иск} - P_{хм.иск}}{x_м} - \frac{A}{C_{рср.м.иск}} \right], \quad (5.68)$$

где $T_{х.м.иск}$ – температура газа на расстоянии $x_{м.иск}$ от нижней границы мерзлой зоны в пределах искривленного участка; $T_{м.иск}$ – температура газа на нижней границе мерзлой зоны на искривленном участке ствола; $\Gamma_{м.иск}$ – геотермический градиент мерзлой зоны на искривленном участке; $x_{м.иск}$ – произвольное расстояние от нижней границы мерзлой зоны на искривленном участке; $\alpha_{м.иск}$ – размерный параметр, определяемый по формуле (5.22); $D_{ср.м.иск}$ – средний коэффициент Джоуля–Томпсона в интервале от нижней границы мерзлой зоны до сечения на расстоянии $x_{м.иск}$ при средних термобарических параметрах:

$$P_{ср} = \left[P_{н.м.иск} + P_{м.x_{м.иск}} \right] / 2 \text{ и } T_{ср} = \left[T_{н.м.иск} + T_{м.x_{м.иск}} \right] / 2, \quad (5.69)$$

где $C_{ср.м.иск}$ – теплоемкость газа при приведенных выше параметрах $P_{ср}$ и $T_{ср}$; A – термический эквивалент работы;

– по известной температуре на нижней границе вертикального участка рассчитывается распределение температуры газа в мерзлой зоне вертикального участка от нижней границы мерзлой зоны до нейтрального слоя по формуле (5.20).

Приведенные выше условия определения температурного технологического режима работы горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин охватывают практически все возможные случаи наличия или отсутствия мерзлой зоны в разрезе ствола и конструктивные особенности горизонтальных скважин. При практических расчетах при небольших депрессиях на пласт, незначительных длинах горизонтальных участков, высоких пластовых температурах газа расчеты по обоснованию температурного технологического режима работы горизонтальных газовых скважин, в особенности с малым радиусом кривизны, могут существенно упроститься. Это означает, что при высоких температурах пластового газа исключается возможность образования гидратов в горизонтальном, а в ряде случаев в искривленном и вертикальном участках ствола скважины. При небольших депрессиях на пласт (это одно из преимуществ горизонтальных скважин) и небольших длинах горизонтального участка ствола изменение температуры газа на этом участке будет весьма незначительным и при практических расчетах этим изменением можно пренебречь и принимать $T_{зп} = T_{пл}$.

При обосновании температурного технологического режима работы горизонтальных скважин входящие в расчетные формулы тепловые свойства газа и горных пород, а также значения геотермических градиентов определяются методами, изложенными в работах [8, 23].

5.8. Использование результатов исследования на стационарных режимах фильтрации для обоснования режима работы горизонтальных скважин

Одной из основных задач газогидродинамических исследований скважин является установление связи между депрессией на пласт и дебитом скважины, а также количеством жидких и твердых примесей. Многочисленные промысловые исследования газовых скважин показывают в большинстве случаев, что коэффициенты пропорциональности между разностью квадратов пластового и забойных давлений и дебитом газа a и b становятся переменными от режима к режиму. Это связано прежде всего с изменением свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов от изменения забойного давления.

По данным исследования скважин на стационарных режимах фильтрации, должен быть обоснован режим эксплуатации с учетом возможности деформации и разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостных пробок, гидратов и конусов подошвенной воды и т.д. Особую опасность для горизонтальных скважин представляет возможность образования гидрозатворов, связанных с конструктивными особенностями таких скважин. Для исключения возможности образования гидрозатворов необходимо обосновать и выбрать такой профиль вскрытия пласта, при котором исключается такая возможность. В ряде случаев такая конструкция ухудшает условие эксплуатации скважин без обводнения. Характерные виды зависимостей между количеством газа и депрессией на пласты с различными фильтрационными свойствами и степенями деформации показаны на **рисунке 5.13**. При построении таких зависимостей следует учесть не только процессы стабилизации забойных давлений и дебитов, но и стабилизации процессов разрушения и выноса твердых примесей.

Опыт исследования по выявлению разрушения пласта в призабойной зоне показывает, что стабилизация разрушения и выноса твердых частиц происходит в течение нескольких дней.

Поэтому специальные исследования скважины на вынос песка следует проводить только в нескольких скважинах, расположенных на различных участках залежи. На интенсивность разрушения призабойной зоны существенно влияет обводнение скважины. Поэтому аналогичные исследования выборочно следует проводить и после обводнения скважин. Для таких скважин необходима соответствующая конструкция диаметра и глубины спуска фонтанных труб, обеспечивающих вынос продуктов разрушения на

поверхность. Лабораторные исследования по разрушению и выносу частиц слабоустойчивых коллекторов показали, что для выноса на поверхность независимо от формы частиц с размерами до $d_{ус} \leq 0{,}5$ мм необходима скорость движения потока $V \geq 5$ м/с.

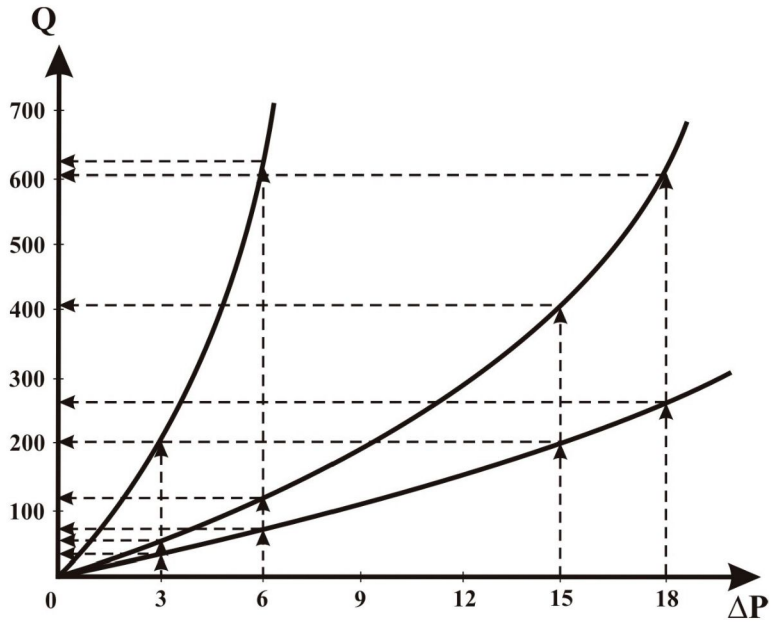

Рисунок 5.13 – Зависимость дебита газа от депрессии на пласты с различными устойчивостями и фильтрационными свойствами

При несоблюдении этого условия возможно образование песчаной пробки. Следует также подчеркнуть, что гранулометрический состав выносимых частиц изменяется во времени при заданном градиенте давления и этот процесс характерен для каждого режима (депрессии) работы скважины. На **рисунке 5.14** показан характер изменения выхода твердых примесей во времени в процессе специального исследования.

При исследовании скважин на стационарных режимах работы необходимо величину допустимой депрессии ограничить возможностью обводнения скважин. Если скважина обводнена на каком-то режиме в процессе опробования, то последующее соблюдение величины допустимой депрессии на пласт не гарантирует безводную эксплуатацию скважины. Поэтому прежде чем начинать исследования, следует расчетным путем установить величину допустимой депрессии на пласт и исследование провести на депрессиях, не превышающих эту величину. Следует учесть, что наибольшая депрессия на пласт имеет место у башмака фонтанных труб. Это означает, что в горизонтальных скважинах максимальная депрессия на пласт будет иметь место у перехода ствола от горизонтального направления к искривленному, если горизонтальный участок ствола не оборудован фонтанными трубами.

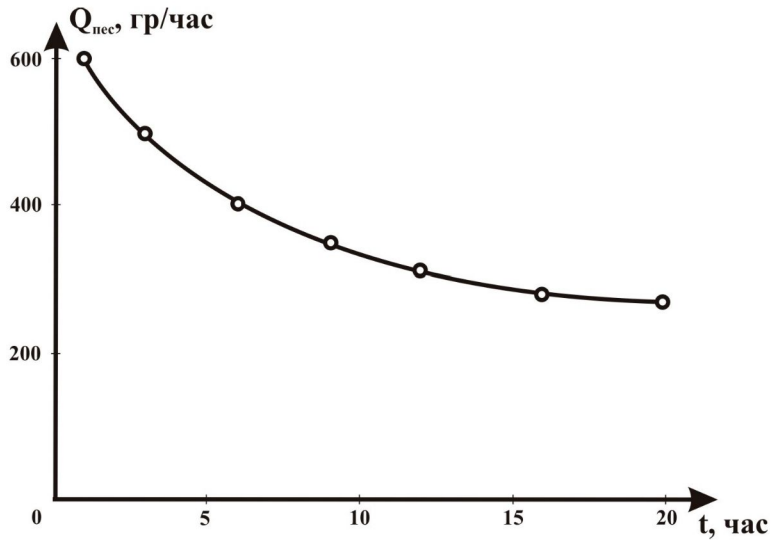

Рисунок 5.14 – Изменение выноса песка во времени при режиме работы скважины с дебитом Q=800 тыс. м^3/сут

Ограничение на величину депрессии на пласт следует соблюдать только после детального анализа данных геофизических исследований и материалов отбора керна вблизи газоводяного контакта. Если между стволом скважины и контактом газ-вода имеются низкопроницаемые пропластки, то ограничение на величину допустимой депрессии на пласт, связанное с возможностью обводнения, снимается.

5.9. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, установленный на ранней стадии разработки с учетом определяющего на этой стадии фактора или сочетания факторов, изменяется в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обусловливаются либо изменением определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов, которые на данном этапе разработки. Необходимость изменения установленного технологического режима обусловливается изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением ремонтно-профилактических и интенсификационных работ.

Необходимость изменения режима работы скважин возникает:

I. Когда определяющим фактором является подошвенная вода и допустимая предельная депрессия на пласт была выбрана для заданной начальной величины вскрытия пласта и положения газоводяного контакта. С измене-

нием пластового давления и толщины газоносного пласта величина допустимой депрессии линейно уменьшается.

II. Когда определяющим фактором является близость контурных вод и когда критерием выбора режима могут служить несколько параметров, среди которых наиболее существен суммарный отбор газа из месторождения, в особенности с малыми запасами газа до прорыва воды в скважину.

В скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величина депрессии в приконтурных скважинах на каждом конкретном месторождении и в конкретной скважине выбирается расчетным путем, исходя из расстояния от забоя скважины до контакта газ-вода, коллекторских свойств пласта и их изменения в зоне от скважины до ГВК из-за изменения пластового давления и других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких пропластков с различными фильтрационными свойствами эти расчеты производятся по наиболее опасному с точки зрения быстрого прорыва контурной воды пласту.

III. Когда устойчивость породы к разрушению является основным фактором, критерий технологического режима эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддерживать его постоянным до тех пор, пока не будут проведены определенные мероприятия по предотвращению разрушения пласта.

В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определенного радиуса распространения градиента разрушение пласта должно существенно замедляться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины в глубь пласта и отсортировки выносимых частиц породы.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из условия разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

IV. Когда основным фактором является условие вскрытия пласта и несовершенство скважины по степени и характеру, следует исходить из двух основных условий, которые связаны с необходимостью вскрытия скважины заданной промывочной жидкостью и дострел перфорированной части фильтра и уплотнения перфорации до ее оптимальной величины.

V. Когда основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов, необходимость изменения технологического режима возникает начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диа-

метра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определенную величину в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие ограничивающего фактора процесса коррозии скважинного оборудования. Если в процессе эксплуатации скважины производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при постоянной скорости движения потока, существенно влияющей на интенсивность коррозии, подлежит изменению и в тех случаях, когда необходимо поддержать определенное устьевое давление и когда увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается.

VI. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны определяется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Часто на практике изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

VII. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обусловливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно-раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и т.д.

VIII. Когда технологический режим устанавливается исходя из возможности образования гидратов. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменен, если производится ингибирование продукции скважины в призабойной зоне пласта и в стволе.

IX. Когда изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В этом случае, когда дальнейшие изменения в конструкции фонтанных труб невозможны или нецелесообразны и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, процесс накопления песчано-жидкостного и жидкостного столба приводит к изменению технологического режима. Удаление столба жидкости производят путем: закачки в ствол скважины ПАВ; повышения депрессии и соответственно дебита скважин; изменения глубины спуска и

диаметра насосно-компрессорных труб; использования механического способа; установления нового технологического режима.

X. Когда изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определенной величины устьевого давления или его изменения.

В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях – давления в промысловом газосборном коллекторе требует изменения технологического режима по некоторым скважинам.

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и от условия сбора и транспорта газа.

Время, которое необходимо для изменения режима в зависимости от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью народного хозяйства по меньшей мере в данном районе, т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи, условиями сбора и подготовки газа, переводом от одной системы осушки к другой и начальными данными газопровода, соблюдение которых ставится весьма жестко.

Глава 6

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИБЛИЖЕННЫМ МЕТОДОМ

Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется двумя методами: приближенным аналитическим и более точным численным, путем моделирования месторождений. Для проектирования разработки путем создания геолого-математических моделей требуется пакет программ и обучение специалистов по его использованию. Поэтому ниже приведен приближенный метод прогнозирования показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

С целью обеспечения единого подхода для приближенного прогнозирования показателей разработки всеми проектировщиками в работе [7] приведена система уравнений, используемая при проектировании газовых и газоконденсатных месторождений. Ниже приведены формулы, входящие в эту систему уравнений.

1. Уравнение материального баланса для определения средневзвешенного пластового давления в виде:

$$\frac{\overline{P}(t)}{Z\left[\overline{P}(t), T_{пл}\right]} = \frac{\overline{P}_{пл.н} \cdot V_{н}}{Z\left[\overline{P}_{пл.н}, T_{пл}\right] V(t)} - \frac{Q_{доб}(t) P_{ат} T_{пл}}{T_{ст} V(t)}, \qquad (6.1)$$

где $\overline{P}(t)$, $\overline{P}_{пл.н}$ – соответственно средневзвешенное по объему текущее и начальное пластовое давление; $Z = \left(\overline{P}(t), T_{пл}\right), Z = \left(\overline{P}_{пл.н}, T_{пл}\right)$ – соответственно коэффициент сверхсжимаемости газа при текущем $\overline{P}(t)$ и начальном $\overline{P}_{пл.н}$ пластовом давлениях и пластовой температуре $T_{пл}$; $T_{ст}$ – стандартная температура, равная $T_{ст}$=293°K; $P_{ат}$ – атмосферное давление, равное $P_{ат}$=0,1 МПа; $V_{н}$, $V(t)$ – соответственно начальный и текущий газонасыщенный объемы залежи; $Q_{доб}(t)$ – отбор газа из залежи за время t.

2. Уравнение притока газа к скважине:

$$\overline{P}^2(t) - P_з^2(t) = a_{ср} Q(t) + b_{ср} Q(t), \qquad (6.2)$$

где $P_з^2(t)$ – текущее забойное давление средней проектной скважины; $a_{ср}$, $b_{ср}$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта “средней” проектной скважины; $Q(t)$ – текущий дебит “средней” проектной скважины.

3. Замыкающие соотношения – критерии технологических режимов работы скважин, имеющие вид:

$$dP/dR=const;\ \Delta P=P_{пл}-P_{з}=const;\ Q=const;$$

$$P_{з}(t)=const;\ P_{у}(t)=const \text{ и } V(t)=const. \qquad (6.3)$$

Кроме этих критериев имеется критерий температурного режима работы, который можно представить в виде: $P_{р}<P$ и $T_{р}>T$ в системе "пласт – начало магистрального газопровода". $P_{р}$, $T_{р}$ – равновесные давление и температура гидратообразования; P, T – произвольные давление и температура в системе "пласт – газопровод".

4. Уравнение движения газа по стволу:

– вертикальной скважины:

$$P_{у}^{2}(t)=\left[P_{з}^{2}(t)-\theta_{в}Q^{2}(t)\right]/e^{2S}, \qquad (6.4)$$

где $P_{у}(t)$ – текущее устьевое давление "средней" проектной скважины; S – безразмерный параметр определяемый из равенства $S=0{,}03415\cdot\overline{\rho}\,H/Z_{ср}(t)T_{ср}$; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа; $Z_{ср}$, $T_{ср}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости и средняя температура газа в интервале между нейтральным слоем земли в данном регионе и глубиной H; $\theta_{в}$ – размерный коэффициент, который равен $\theta_{в}=0{,}01413\cdot10^{-10}Z_{ср}^{2}(t)T_{ср}{}^{2}(e^{2S}-1)\lambda/d_{ф.т}^{5}$; $d_{ф.т}$ – внутренний диаметр фонтанных труб, м; H – глубина спуска фонтанных труб;

– наклонной скважины, конструкция которой показана на рисунке 6.1:

$$P_{у}^{2}(t)=\left[P_{з.нак}^{2}(t)-(\theta_{в}+\theta_{иск}+\theta_{нак})Q^{2}(t)\right]/e^{2(S_{в}+S_{иск}+S_{нак})}, \qquad (6.5)$$

где $S_{иск}$, $S_{нак}$, $\theta_{иск}$, $\theta_{нак}$ – параметры искривленного и наклонного участков ствола, определяемые аналогично формулам, полученным для вертикального ствола, но со своими параметрами $P_{ср}$, $T_{ср}$, $Z_{ср}$ и др.;

– горизонтальной скважины, в которой фонтанные трубы спущены до начала горизонтального участка ствола:

$$P_{у}^{2}(t)=\left[P_{зб}^{2}(t)-(\theta_{в}+\theta_{иск}+\theta_{г})Q^{2}(t)\right]/e^{2\left(S_{в}+S_{иск}\pm S_{в.h_i}\right)}, \qquad (6.6)$$

где $\theta_{г}$ – размерный параметр, определяемый для горизонтального участка скважины как $\theta_{г}=0{,}0965\cdot10^{-10}\lambda_{г}Z_{ср.г}T_{ср.г}\overline{\rho}L_{г}/d_{в.г}^{5}$; $d_{в.г}$ – внутренний диаметр труб на горизонтальном участке ствола; S_{h_i} – параметр, зависящий от глубины восходящего или нисходящего ствола, где торец ствола пробурен на высоту h_i выше или ниже от горизонтали, имеющей глубину H;

– для горизонтальной скважины, в которой фонтанные трубы длиной $L_{ф}$ спущены и в горизонтальную часть ствола:

$$P_{у}^{2}(t)=\left[P_{зб}^{2}(t)-\left(\theta_{в}+\theta_{иск}+\theta_{г.ф}\right)Q^{2}(t)\right]/e^{2\left(S_{в}+S_{иск}\pm S_{h_i}\right)}. \qquad (6.7)$$

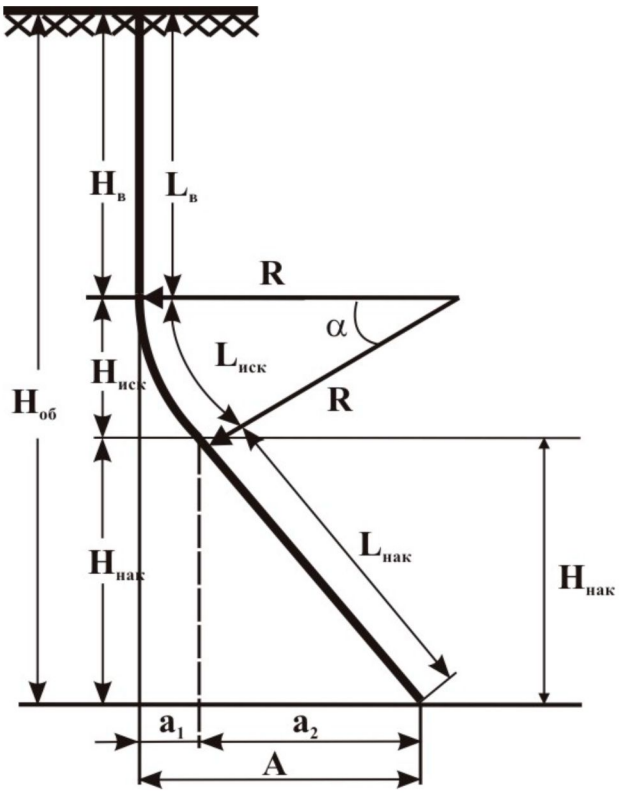

Рисунок 6.1 – Схема наклонной скважины

5. Уравнение в классическом виде, связывающее дебит проектной скважины Q(t), годовые отборы газа из залежи или ее отдельных участков и число скважин:

$$n(t)=\frac{Q_{год}(t)\cdot K_{р}}{Q(t)\cdot K_{э}}, \qquad (6.8)$$

где $K_{р}$, $K_{э}$ – соответственно коэффициент резерва и эксплуатации скважин.

6. Уравнение распределения температуры газа при его движении от внешнего контура дренируемой зоны до устья скважины.

Распределение температуры газа в пласте и по стволу вертикальной скважины при отсутствии многолетнемерзлых пород в окружающей ствол скважины среде состоит из двух составляющих: в частности, ее распределения в пласте, определяемое по формуле:

$$T_{R}=T_{пл}-D_{i.ср.пл}\left[P_{пл}-P_{R}\right]\frac{\ln\left[1+\dfrac{GC_{p}\tau}{\pi hC_{п}R_{c}^{2}}\right]}{\ln\dfrac{R}{R_{c}}}, \qquad (6.9)$$

где P_R и T_R – давление и температура газа в пласте на расстоянии R от забоя скважины; G – массовый расход газа, кг/час; $C_р$ – теплоемкость газа при $P_{ср}$ и $T_{ср}$ между забоем и контуром зоны дренирования; τ – продолжительность работы скважины после ее последней остановки в час; $C_п$ – объемная теплоемкость пласта; h – толщина пласта; $R_к$ – радиус контура зоны дренирования; $D_{i.ср.пл}$ – коэффициент Джоуля–Томсона в пластовых условиях, т.е. при $P_{пл}$ и $T_{пл}$.

и распределения по стволу, определяемое по формуле:

$$T_x = T_з - \Gamma x + \frac{1-e^{-\alpha x_в}}{\alpha}\left[\Gamma - D_{i.ср.ств}\frac{P_з - P_{x_в}}{x_в} - \frac{A}{C_р}\right], \qquad (6.10)$$

где $x_в$ – координата, увеличивающаяся снизу вверх; $D_{i.ср.ств}$ – коэффициент Джоуля–Томсона в условиях движения газа по стволу, где давление меняется от $P_з$ до P_x, а температура от $T_з$ до T_x; Γ – перепад температуры между пластом и забоем скважины; Γ – средний по разрезу скважины геотермический градиент, град/м; A – параметр эквивалентной работы скважины, равный A=1/427.

Распределение температуры газа в пласте и по стволу скважины зависит от конструкции горизонтальной скважины и наличия в разрезе многолетнемерзлых пород. Детальная информация об изменении температуры в зоне дренирования и по стволу скважины приведена в разделе по температурному технологическому режиму работы скважин. Поэтому ниже приведены только конечные расчетные формулы распределения температуры газа в зависимости от конструкции горизонтальных скважин и наличия или отсутствия в разрезе многолетнемерзлых зон.

По конструктивному признаку горизонтальные скважины условно разделены на два типа.

1. Скважины с большим и со средним радиусом кривизны.

2. Скважины с малым радиусом кривизны.

При отсутствии зоны многолетней мерзлоты в разрезе распределение температуры газа в горизонтальных скважинах с большим и со средним радиусом кривизны приближенно определяется формулами:

– распределение температуры газа в пласте, вскрытого горизонтальным стволом при постоянном забойном давлении по длине ствола, у начала горизонтального участка $T_{з.п}$ в пределах толщины пласта можно оценить по формуле:

$$T_{з.п} = T_{пл} - D_{i.ср.пл}(P_{пл} - P_{з.п})\frac{\ln[1+GC_р\tau/\pi hC_п R_c^2]}{\ln R_к / R_c}, \qquad (6.11)$$

где $R_к$ принят равным h/2.

Здесь и далее обозначение параметров, входящих в расчетные формулы, идентичны принятым в предыдущих разделах.

– на горизонтальном участке ствола:

$$T_{з.п} = T_{пл} - \Delta T \cdot e^{-\alpha x} - D_{i.ср.г}(P^2_{з.т} - P^2_{з.п})(1 - e^{-\alpha x}) / 2P_{ср}\alpha x\,, \qquad (6.12)$$

ΔT – разность температур на торце ствола $T_{з.т}$ и у перехода его от горизонтального направления к искривленному $T_{з.п}$. При практических расчетах из-за близости величин $T_{з.т}$ и $T_{з.п}$ распределение температуры на рассматриваемом участке можно определить по формуле:

$$T_{х} = T_{пл} - (T_{з.т} - T_{з.п})e^{-\alpha x}\,; \qquad (6.13)$$

– на искривленном участке ствола:

$$T_{х.иск} = T_{з.п} - \Gamma x_{иск} + \frac{1 - e^{-\alpha x_{иск}}}{\alpha}[\Gamma - D_{i.иск}\frac{P_{з.п} - P_{х.иск}}{x_{иск}} - \frac{A}{C_{р.иск}}]; \qquad (6.14)$$

– на вертикальном участке ствола:

$$T_{х.в} = T_{н.в} - \Gamma x_{в} + \frac{1 - e^{-\alpha x_{в}}}{\alpha}[\Gamma - D_{i.в}\frac{P_{н.в} - P_{х.в}}{x_{в}} - \frac{A}{C_{р.в}}]. \qquad (6.15)$$

При отсутствии зоны многолетней мерзлоты в разрезе и малом радиусе кривизны горизонтальной скважины $R_{км}$ распределение температуры газа может быть определено:

– на горизонтальном участке ствола формулами (6.12) или (6.13);

– на искривленном участке ствола в силу незначительности длины этой зоны (радиус кривизны при малом радиусе принимается $R_{км}$=4÷12 м) распределение температуры может быть определено, как на вертикальном участке. В данном случае длину искривленного участка следует добавить к длине вертикального участка, т.е. $H_{общ}=H_{в}+R_{км}$;

– на вертикальном участке ствола формулой (6.15).

При наличии в разрезе зоны многолетней мерзлоты распределение температуры газа в горизонтальной скважине с большим и со средним радиусами кривизны определяется:

– на горизонтальном участке ствола формулами (6.12) или (6.13);

– на искривленном участке формулой (6.14) до верхней границы этого участка.

– на вертикальном участке ствола до нижней границы зоны мерзлоты формулой (6.15), а в пределах зоны мерзлоты по формуле:

$$T_{х} = T_{ом} - \Gamma_{м} x_{м} + \frac{1 - e^{-\alpha_{м} x_{м}}}{\alpha_{м}}[\Gamma_{м} - D_{i.м}\frac{P_{ом} - P_{х.м}}{x_{м}} - \frac{A}{C_{р.м}}]. \qquad (6.16)$$

При наличии в разрезе зоны многолетней мерзлоты и малом радиусе кривизны горизонтальной скважины распределение температуры газа может быть определено:

– на горизонтальном участке ствола по формулам (6.12) или (6.13);
– на вертикальном участке ствола до нижней границы зоны мерзлоты по формуле (6.15);
– на вертикальном участке в пределах зоны мерзлоты распределение температуры определяется по формуле (6.16).

При наличии в разрезе зоны мерзлоты, как в искривленном, так и в вертикальном участках ствола горизонтальной скважины с большим и со средним радиусом кривизны:

– на горизонтальном участке ствола по формулам (6.12) или (6.13);
– на искривленном участке ствола до нижней границы мерзлоты по формуле (6.14);
– на искривленном участке в пределах зоны мерзлоты на нижней границе вертикального участка формулой (6.16)

$$T_{хм} = T_{ом.иск} - Г_м x_м + \frac{1-e^{-\alpha_м x_м}}{\alpha_м}[Г_м - D_{i.м.иск}\frac{P_{ом.иск} - P_{х.м}}{x_м} - \frac{A}{C_{р.м.иск}}]; \quad (6.17)$$

– на вертикальном участке ствола до нейтрального слоя по формуле (6.16).

Приведенные выше формулы и последовательности определения распределения температуры охватывают практически все встречаемые на практике случаи. При сравнительно небольших депрессиях на пласт, создаваемых в горизонтальных скважинах приведенные формулы для определения распределения температуры газа в большой степени пригодны исходя из характера изменения температурного поля вокруг горизонтального ствола.

6.1.1. Допущение, принятое по величине пластового давления при проектировании, и его влияние на достоверность прогнозируемых показателей разработки

Уравнение материального баланса, используемого для определения средневзвешенного пластового давления в зависимости от отбора, допускает, что отбор производится не из отдельных скважин, кустов и УКПГ, введенных в эксплуатацию в разное время и размещенных на разных участках залежи, а из всей газоносной площади равномерно в соответствии с распределением запасов газа. В естественных условиях обеспечить такое равномерно по площади газоносности падения пластового давления во времени практически невозможно, что связано прежде всего с целесообразностью соответствующего размещения скважин на структуре, одновременностью ввода в разработку скважин и наземных коммуникаций, а также однородностью газоносного пласта. Поэтому в зависимости от геологических и технических параметров залежи, скважин и технологических сооружений на разных газовых и газоконденсатных месторождениях неравномерность распределения пластового давления по площади и по толщине имеет свои особенности.

В принципе сравнительно равномерное падение пластового давления по всей площади может иметь место при условиях: если пласт однородный, скважины размещены равномерно и отбор по ним производится одновременно в соответствии с дренируемыми запасами газа.

Во всех остальных случаях разработка залежи без депрессионных воронок невозможна.

Последствие принятия равномерного падения средневзвешенного пластового давления по площади месторождения из-за неравномерности его распределения отражается на:

– точности определения дебита скважины во времени;

– неравномерности подъема газоводяного контакта в процессе разработки;

– опережающем вводе ДКС на отдельных участках залежи и т.д.

Поэтому при приближенном методе прогнозирования показателей разработки следует рассматривать возможные отклонения этих показателей в результате неравномерного распределения пластового давления по участкам залежи в зависимости от сроков ввода этих участков в разработку и темпа отбора газа по ним. Это означает, что по отдельным участкам залежи пластовые давления будут отличаться друг от друга и по тем участкам, где образовалась депрессионная воронка, в уравнении притока газа вместо $P_{пл} = \overline{P}(t)$ будет иметь место среднее пластовое давление ниже давления $\overline{P}_{вор}(t) < \overline{P}(t)$, определенного по материальному балансу с использованием формулы (6.1), что приведет для заданной величины ΔP к уменьшению дебита $Q(t)$.

Погрешности прогнозных показателей, определенных таким способом, должны быть скорректированы по результатам анализа разработки, если прогноз показателей произведен приближенным аналитическим методом.

6.1.2. Допущение, принятое по величине коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_{ср}$ и $b_{ср}$

Следует подчеркнуть, что приближенный прогноз показателей разработки аналитическим методом с использованием осредненных коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_{ср}$ и $b_{ср}$ производится только в странах СНГ. Роль этих коэффициентов при прогнозировании сводится к тому, что в уравнении притока газа к скважинам эти коэффициенты играют роль коэффициентов пропорциональности между разностью квадратов пластового и забойного давлений и скоростью (дебитом) фильтрации. В различных странах приняты различные уравнения, связывающие ΔP^2 с Q.

Для того чтобы определить либо забойное давление, либо дебит скважины во времени, в уравнении притока должны быть известны осредненные коэффициенты фильтрационного сопротивления (пропорциональности) $a_{ср}$ и $b_{ср}$ исходя из принятого вида притока газа к скважине (степенного; двучленного параболического или любого другого). Метод определения сред-

них коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_{ср}$ и $b_{ср}$ приведен в пункте 6.7. Тогда, при известных $\overline{P}(t)$ и $a_{ср}$ и $b_{ср}$, задаваясь одной из величин $P_з(t)$ или $Q(t)$, определяют проектный показатель. В частности, при заданном $\Delta P=const$, $P_з(t)=const$ или $P_у(t)=const$ и др. прогнозируют изменение дебитов проектных скважин во времени или же при заданном дебите $Q(t)$ прогнозируют изменение во времени забойного давления $P_з(t)$.

При численном прогнозировании показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений исключается необходимость определения коэффициентов a и b, а связь между дебитом и депрессией устанавливается через заложенные при моделировании залежи или ее фрагментов проницаемостью, пористостью, насыщенностью, коэффициентом продуктивности, толщиной и других параметров.

Вполне естественно, что при проектировании разработки средние значения коэффициентов фильтрационного сопротивления определяются по ограниченному числу исследований разведочных скважин и эти значения не могут быть достаточно точными. Как правило, к моменту составления проекта значительная часть залежи остается малоизученной и в большинстве случаев отличается своими емкостными и фильтрационными параметрами. Поэтому, после разбуривания залежи оказывается, что коэффициенты фильтрационного сопротивления не равны принятым при проектировании. Если новые коэффициенты, определяемые по данным и старых и новых скважин, оказываются меньшими, чем принятые при проектировании, то возможны два варианта: уменьшают депрессию на пласт, сохранив прежний проектный дебит; увеличивают депрессию на пласт для сохранения проектного дебита или, если этого не допускают другие обстоятельства, увеличивают число скважин.

Следует также подчеркнуть, что уравнение (6.2) является уравнением параболы с постоянными коэффициентами a и b. Однако на практике эти коэффициенты даже теоретически не могут быть постоянными, так как от режима к режиму изменяются свойства пористой среды и насыщающих ее флюидов, особенно при больших депрессиях на пласт, а также расстояния до границы зоны дренируемого при наличии соседних работающих скважин на различных режимах работы исследуемой скважины.

В реальных условиях, как правило, левая часть уравнения (6.2) оказывается не равной правой части, как это показано в работе [23]. Во избежание явных ошибок обычно при интерпретации результатов исследования и определении коэффициентов a и b прямую из уравнения $\left[P_{пл}^2 - P_з^2\right]/Q$ от Q проводят так, чтобы все точки между $\Delta P^2/Q$ от Q оказались примерно на одинаковом удалении от проводимой прямой, хотя это удается не всегда. Из сказанного следует, что в величинах a и b, определенных графически, имеется некоторая условность. Это означает, что проведение условной прямой между всеми точками приводит к искусственному увеличению или умень-

шению коэффициентов a и b. Если при интерпретации результатов исследования искусственно, из-за субъективного понимания исследователя, в полученной зависимости увеличена величина коэффициента a, то это означает, что при этом снижена величина коэффициента b.

Таким образом, технология определения коэффициентов a и b с учетом погрешностей, допускаемых при измерениях давления, дебита и температуры; изменения свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов от давления; загрязнения и очищения призабойной зоны при вскрытии пласта и эксплуатации скважин; несовершенства скважин по степени и характеру и многих других факторов, обуславливает неточность величин этих коэффициентов, и эта неточность в дальнейшем отражается на достоверности прогнозируемых показателей.

6.1.3. Допущение, принятое по величине забойного давления

Как правило, забойное давление в газовых и газоконденсатных скважинах определяется расчетным путем, исходя из известных величин устьевого давления $P_у(t)$, дебита скважины $Q(t)$, температур газа у устья скважины $T_у(t)$, диаметра и глубины спуска фонтанных труб и характеристик забойного оборудования: пакера, клапанов ингибирования, циркуляции, отсекателя и т.д., а также состава добываемой продукции – газа, конденсата, воды, примесей и т.д.

Наряду с перечисленными параметрами забойное давление зависит еще от длины ствола, т.е. от величины интервала перфорации. Как видно из формулы притока газа к забою скважины (6.2), для заданного режим работы скважины величина забойного давления $P_з(t)$ принимается постоянной по всей длине фильтра. Если длина интервала перфорации составляет всего несколько десятков метров, то такое допущение приемлемо. Но для горизонтальных скважин, имеющих существенную длину горизонтального ствола и дебиты, такое допущение не приемлемо. На большинстве месторождений, обеспечивающих основную добычу газа и освоенных вертикальными и наклонными скважинами – Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное и др., интервал перфорации составляет 50÷80 м и поэтому в таких скважинах величину $P_з(t)$ на глубине середины интервала перфорации можно принимать постоянной. В то же время на освоенном вертикальными скважинами Оренбургском месторождении с общей толщиной более 300 метров принятие величины забойного давления постоянной, в особенности на начальной стадии разработки, неоправданно не только теоретически, но и практически. При этом если фонтанные трубы спущены до нижней границы интервала перфорации, то происходит двойное искажение используемой формулы притока, так как с увеличением глубины в пределах интервала перфорации происходит увеличение пластового давления за счет гравитационных сил, а в то же время с увеличением глубины происходит снижение забойного давления, минимальное значение которого имеет место у башмака фонтанных труб.

Особое значение вопрос о постоянстве забойного давления в уравнении притока имеет для горизонтальных скважин, когда длина интервала перфорации измеряется, как правило, несколькими сотнями метров. Изменчивость забойных давлений в интервале вскрытия пласта горизонтальных скважин приводит к тому, что обработка индикаторных кривых по формуле притока с постоянным $P_з(L)$ не поддается интерпретации, т.е. по ним невозможно качественно определить коэффициенты фильтрационного сопротивления. Причем чем больше дебит скважины, тем сильнее изменяется забойное давление вдоль интервала вскрытия.

6.1.4. Допущение, принятое по величине температуры газа

Во временном регламенте по прогнозированию показателей разработки газоконденсатных месторождений вопрос об определении температуры газа в системе "внешняя граница зоны дренирования – устье скважины" во времени не рассматривается и не принимается во внимание. Температура газа как один из трех главных параметров газа (давление, дебит и температура) используется при термодинамических расчетах, связанных с притоком газа к забою и движением его от забоя до УКПГ, включая элементы установок по осушке газа: сепараторы, теплообменники, абсорберы, адсорберы, десорберы и т.д. Следует отметить, что при небольших глубинах залежи, депрессиях на пласт, отсутствии зоны мерзлоты и значительных дебитах скважин температура изменяется несущественно и поэтому при некоторых газодинамических расчетах не требуются точные изменения температуры газа в системе "пласт–УКПГ". Однако имеется ряд технологических процессов, требующих учет любых изменений температуры газа. Это прежде всего относится к исследованиям скважины при нестационарных режимах фильтрации, образованию гидратов (при больших длинах ствола горизонтальных скважин этот фактор становится существенным), охлаждению газа в теплообменниках и сужающих устройствах и т.д. Поэтому включение изменения температуры газа в процессе разработки в общую систему уравнений, совместное решение которых позволяет определить показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений, должно быть обязательным. Это особенно важно при существенных депрессиях на пласт, небольших дебитах газа и наличии в окружающей ствол скважины среде зоны многолетней мерзлоты с учетом отмеченных выше общих замечаний по исходным методическим основам приближенного прогнозирования показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

6.2. Приближенный метод прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при газовом режиме и естественном истощении

Теоретической основой методики приближенного прогнозирования основных показателей разработки является приведенная выше система уравнений (6.1)÷(6.15). Приближенность рассматриваемой аналитической методики заключается в допущениях о том, что:

- пластовое давление по месторождению определяется как среднее и не зависит от того, из какого участка залежи, в каком объеме производится отбор газа и что процесс происходит в пористой среде и только при высоких фильтрационных свойствах пористой среды и выравнивание давления происходит сравнительно быстро. Такое определение пластового давления может быть оправданным только при равномерном отборе газа по всей территории газоносной залежи;
- дебиты проектных скважин и их конструкции одинаковы по всей площади. Постоянство дебитов скважин при заданной депрессии может быть только при одинаковых емкостных и фильтрационных параметрах залежи по толщине и по площади. В реальных условиях эти параметры являются переменными, так как при прочих равных условиях газонасыщенная толщина непрерывно уменьшается к контуру газоносности;
- конструкции проектных скважин принимаются одинаковыми, хотя она должна быть увязана с производительностью скважин;
- темп продвижения воды в газовую залежь считается одинаковым по всей залежи из-за принятия средневзвешенного пластового давления по газоносному объему и постоянных емкостных и фильтрационных свойств залежи по ее периметру;
- устьевые давления проектных скважин принимаются одинаковыми и независимыми от содержания добываемой продукции, технических характеристик применяемого оборудования скважин, расположения скважин, вскрытия пласта и т.д.

Отмеченное в названии данного раздела словосочетание “основные показатели” подчеркивает, что этот способ прогнозирования позволяет определять не все показатели разработки залежи. Даже те основные показатели, которые определяются этим методом, дают только ориентацию по процессам и параметрам, прогнозируемым при проектировании. Более точный прогноз показателей разработки и более широкий перечень других не менее важных параметров, подлежащих прогнозу этим методом, невозможен.

Из приведенных выше уравнений, используемых при проектировании, видно, что по данному методу к прогнозируемым показателям разработки газовых и газоконденсатных месторождений на истощение относятся:

– среднее пластовое давление и его изменение во времени;
– средние проектные дебиты газа и конденсата и их изменение в процессе разработки;
– число скважин и принятый режим их эксплуатации: например, $\Delta P=const$;
– среднее устьевое (забойное) давление во времени;
– годовые отборы в процессе разработки;
– приближенный объем вторгшейся в залежь воды, учет которой должен быть осуществлен через текущий газонасыщенный объем залежи.

Для приближенного прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при газовом режиме истощения залежи задача проектировщика сводится к определению: $\overline{P}_{пл}(t)$, $Q(t)$, $Q_к(t)$, $P_з(t)$, $n(t)$, $Q_в(t)$, $Q_{год}(t)$, $T_у(t)$, а также накопленных объемов газа, конденсата и воды.

Последовательность расчета по прогнозированию основных показателей следующая.

1. По уравнению материального баланса (6.1) определяют средние пластовые давления во времени $\overline{P}(t)$. Для определения $\overline{P}(t)$ проектировщику должны быть известны:

– начальное средневзвешенное пластовое давление и температура пласта;
– по известным $\overline{P}_{пл.н}$ и $T_{пл}$ численно и графическим путем определяется величина коэффициента сверхсжимаемости газа $Z(P_{пл}, T_{пл})$;
– по известной $T_{пл}$ и заданным $P(t)$ строят зависимость $Z[P(t), T_{пл}]$ от $P(t)$. Из этой зависимости, используя метод итерации, находят $\overline{P}(t)$ при известных $Q_{доб}(t)$, начального и текущего газонасыщенных объемов залежи $V_н$ и $V(t)$. Так как в данном пункте рассматривается прогнозирование показателей разработки при газовом режиме, то естественно, что $V(t)=V_н=const$. Это означает, что при газовом режиме газонасыщенный объем залежи в процессе разработки считается неизменным;
– газонасыщенный объем залежи при газовом режиме определяется по известному запасу газа.

Величину запасов газа перед выполнением проекта представляют проектировщику в виде материалов по подсчету запасов объемным методом. Согласно этому методу:

$$V_н = \frac{Q_{зап} Z\left(\overline{P}_{пл.н} \cdot T_{пл}\right) P_{ат} T_{пл}}{\overline{P}_{пл.н} T_{ст}}, \qquad (6.18)$$

где $Q_{зап}$ – запасы газа; $Z(\overline{P}_{пл.н}, T_{пл})$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при $\overline{P}_{пл.н}$ и $T_{пл}$; $T_{пл}$ – пластовая температура; $T_{ст}$ – стандартная температура,

равная $T_{ст}$=293°K; $\overline{P}_{пл.н}$ – средневзвешенное по объему начальное пластовое давление; $P_{ат}$ – атмосферное давление, равное $P_{ат}$=0,1 МПа.

Добытое суммарное количество газа за период с продолжительностью t с начала разработки $Q_{сум}$ характеризуется кривой 1, показанной на **рисунке 6.2,** а годовая добыча газа – кривой 2. При прогнозировании средневзвешенного пластового давления по формуле (6.1) следует пользоваться значениями $Q_{сум}(t)$.

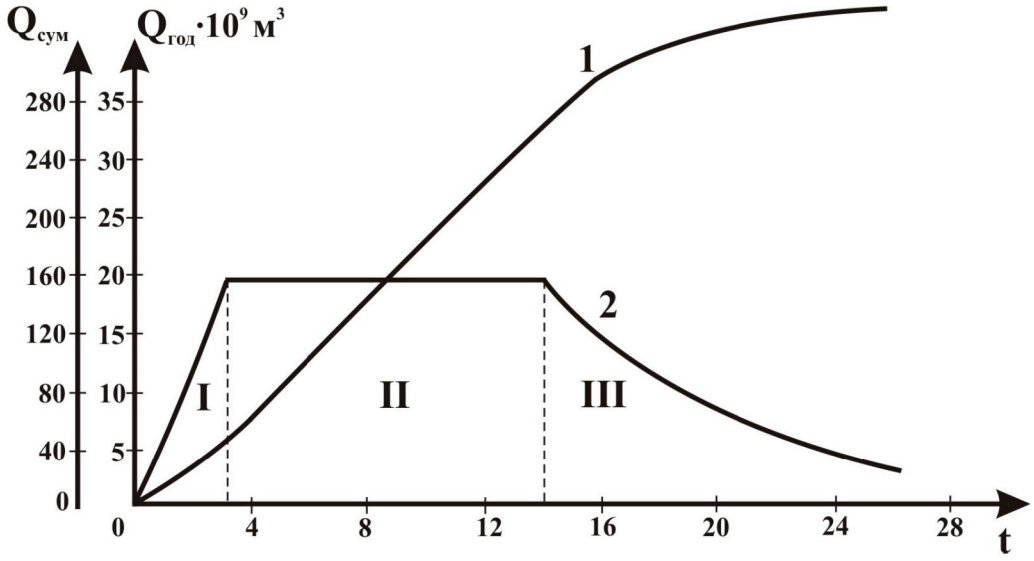

Рисунок 6.2 – Изменение суммарной добычи газа – (1) и годового отбора – (2) в процессе разработки месторождения

В принципе для определения текущего средневзвешенного пластового давления формулу (6.1) можно заменить уравнением, позволяющим использовать только значение годового отбора из месторождения. В этом случае формула (6.1) примет вид:

$$\frac{\overline{P}(t_2)}{Z\left[\overline{P}(t_2),T_{пл}\right]}=\frac{\overline{P}(t_1)}{Z\left[\overline{P}(t_1),T_{пл}\right]}-\frac{Q_{год}(t)P_{ат}T_{пл}}{T_{ст}V(t)}, \qquad (6.19)$$

где $\overline{P}(t_1),\overline{P}(t_2)$ – соответственно средневзвешенные пластовые давления в начале и в конце расчетного года; $Q_{год}(t)$ – отбор газа за расчетный год; остальные обозначения прежние.

Значение $Q_{год}(t)$, изменяющегося практически на всех месторождениях согласно зависимости показанной кривой 2 на **рисунке 6.2**, выбирается и обосновывается для каждого месторождения с учетом многочисленных факторов, влияющих на его величину.

Таким образом, средневзвешенное пластовое давление должно быть определено с использованием уравнения материального баланса (6.1).

2. По уравнению притока газа к скважине (2), как правило, определяют дебит проектной скважины Q(t) во времени.

В уравнение притока газа к скважине входят 5 параметров: текущее пластовое давление $P_{пл}(t)$, текущее забойное давление $P_з(t)$, средневзвешенные коэффициенты фильтрационного сопротивления $a_{ср}$ и $b_{ср}$, а также дебит проектной скважины Q(t).

В уравнении (6.2) согласно действующим временным регламентирующим документам коэффициенты $a_{ср}$ и $b_{ср}$ должны быть известными и на практике в большинстве случаев при прогнозировании показателей разработки их необоснованно принимают постоянными.

Известными могут быть только текущие значения этих коэффициентов на момент составления проекта разработки. Практически во всех действующих в настоящее время проектах, составленных отраслевыми институтами ОАО "Газпром", эти коэффициенты приняты постоянными в процессе разработки, что недопустимо как теоретически, так и практически. В разделе исследования скважин при стационарных режимах фильтрации, с целью получения исходных данных для проектирования разработки, изложены теоретически возможные изменения этих коэффициентов и технологические факторы, связанные с поведением *a* и *b* в процессе разработки (см. рисунок 3.3).

Таким образом, в уравнении (6.2) коэффициенты фильтрационного сопротивления считаются известными, но не должны быть постоянными во времени и проектировщик обязан при прогнозировании показателей разработки использовать хотя бы теоретически ожидаемые значения этих коэффициентов во времени.

Теоретически возможные изменения этих коэффициентов происходят главным образом из-за изменения:

- свойств газа и газоконденсатной смеси от давления. Эти изменения особенно заметны при значительном содержании в газе конденсата, в результате выпадения которого в процессе разработки изменяются свойства газа и при больших начальных пластовых давлениях, в результате снижения которого происходит снижение коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа;
- газонасыщенной толщины залежи в результате вторжения воды в газовую залежь и подъема газоводяного контакта;
- фильтрационных свойств k и *l*, т.е. коэффициентов проницаемости и макрошероховатости по мере снижения пластового давления, деформации коллекторов и т.д.

Поэтому при прогнозировании дебитов проектных вертикальных и горизонтальных скважин необходимо оценить значения $a_{ср}$ и $b_{ср}$ по формулам, учитывающим изменения перечисленных выше параметров от давления и во времени, т.е. μ(P), Z(P), k(P), *l*(P) и h(t)

$$a_{ср.в}(t)=\frac{\mu(P)Z(P)T_{пл}P_{ат}}{\pi k(P)h(t)T_{ст}}\ln R_к/R_с\,,\ a_{ср}(t)=\frac{\sum a_i(t)Q_i(t)}{\sum Q_i(t)}, \qquad (6.20)$$

$$b_{ср.в}(t)=\frac{\bar{\rho}_{ат}P_{ат}Z(P)T_{пл}}{2\pi^2\ell(P)h^2(t)T_{ст}}\left(\frac{1}{R_с}-\frac{1}{R_к}\right),\ b_{ср}(t)=\frac{\sum b_i(t)Q_i^2(t)}{\sum Q_i^2(t)}. \qquad (6.21)$$

Значения коэффициентов фильтрационного сопротивления для горизонтальных скважин могут быть одним из двух в одинаковой степени пригодных методов, предложенных З.С. Алиевым в [12], зависящих только от принятых схематизаций притока газа к горизонтальному стволу. Для симметричного расположения горизонтального ствола в однородном пласте при:

– ***параболическом характере изменения*** **h(R)** ***в призабойной зоне*** формулы для определения $a_{ср}$ и $b_{ср}$ изотропного пласта будут иметь вид:

$$a_{ср}(t)=\frac{\mu(P)Z(P)T_{пл}P_{ат}}{2Lk(P)T_{ст}}\left\{\frac{2}{h_1(t)}\left[h_1(t)+R_с\ln\frac{R_с}{R_с+h_1(t)}\right]+\frac{R_к-h_1(t)}{R_с+h_1(t)}\right\},$$

$$b_{ср}(t)=\frac{\rho_{ст}Z(P)T_{пл}P_{ат}}{8L^2l(P)T_{ст}}\left\{\frac{2}{h_1(t)}\left[\ln\frac{R_с+h_1(t)}{R_с}-\frac{h_1(t)}{R_с+h_1(t)}\right]+\frac{R_к-h_1(t)}{[R_с+h_1(t)]^2}\right\}; \qquad (6.22)$$

– ***гиперболическом характере изменения*** **h(R)** в зоне $R_с \le R \le R_к$ эти коэффициенты определяются по формулам, имеющим вид:

$$a_{ср}(t)=\frac{\mu(P)Z(P)T_{пл}P_{ат}}{2Lk(P)T_{ст}}\left[\frac{R_к}{\alpha_1(t)}+\frac{\beta_1(t)}{\alpha_1^2(t)}\ln\frac{R_к+2R_с-\beta_1(t)/\alpha_1(t)}{2R_с-\beta_1(t)/\alpha_1(t)}\right],$$

$$b_{ср}(t)=\frac{\rho_{ст}Z(P)T_{пл}P_{ат}}{8L^2l(P)T_{ст}}\left\{\frac{R_к}{\alpha_1^2(t)}+\frac{2\beta_1(t)}{\alpha_1^3(t)}\ln\frac{R_к+2R_с-\beta_1(t)/\alpha_1(t)+h_1(t)}{2R_с-\beta_1(t)/\alpha_1(t)}+\frac{\beta_1^2(t)}{\alpha_1^4(t)}\times\right.$$
$$\left.\times\left[\frac{1}{2R_с-\beta_1(t)/\alpha_1(t)}-\frac{1}{R_к+2R_к-\beta_1(t)/\alpha_1(t)}\right]\right\}, \qquad (6.23)$$

где $$h_1(t)=h(t)/2-R_с;\ \alpha_1(t)=R_с+æα(t);\ \beta_1(t)=æβ(t), \qquad (6.24)$$

$$\alpha(t)=\frac{[h(t)-2R_с](R_к+2R_с)}{2R_к};\ \beta(t)=\alpha(t)2R_с\,, \qquad (6.25)$$

æ – параметр анизотропии, определяемый по формуле $æ=[k_в/k_г]^{0,5}$.

Для анизотропного пласта формулы (6.22) примут вид:

$$a_{ср}(t)=\frac{\mu(P)Z(P)T_{пл}P_{ат}}{2Lk(P)T_{ст}}\left\{\frac{2}{æh_1(t)}\left[æh_1(t)+R_с\ln\frac{R_с}{R_с+æh_1(t)}\right]+\frac{R_к-æh_1(t)}{R_с+æh_1(t)}\right\},$$

$$b_{ср}(t)=\frac{\rho_{ст}Z(P)T_{пл}P_{ат}}{8L^2l(P)T_{ст}}\left\{\frac{2}{æh_1(t)}\left[\ln\frac{R_c+æh_1(t)}{R_c}-\frac{æh_1(t)}{R_c+æh_1(t)}\right]+\frac{R_к-æh_1(t)}{[R_c+æh_1(t)]^2}\right\} \quad (6.26)$$

Осреднение коэффициентов фильтрационного сопротивления производится по дебиту, используя формулы (6.20) и (6.21).

Прогноз изменения $a_{ср}(t)$ и $b_{ср}(t)$ должен быть выполнен для различных значений ожидаемого пластового давления в процессе разработки. Изменение газонасыщенной толщины необходимо рассчитать исходя из объема вторжения подошвенной или краевой вод в газовую залежь по известным параметрам водоносного бассейна, проницаемости газоносной зоны и темпа отбора газа из месторождения. Принятые при проектировании разработки средневзвешенные значения коэффициентов $a_{ср}$ и $b_{ср}$ должны быть скорректированы по результатам, полученным по мере ввода новых проектных скважин. Эти коррективы должны быть учтены при определении нового $Q(t)$, по новым коэффициентам $a_{ср}(t)$ и $b_{ср}(t)$.

В уравнении (6.2) в качестве $P_{пл}$ используется значение средневзвешенного пластового давления, определенного с помощью уравнения материального баланса (6.1). Как правило, при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в разбуренном и уже освоенном участке залежи образуется депрессионная воронка и поэтому пластовое давление этого участка ниже средневзвешенного, определяемого по формуле (6.1). Как видно из формулы притока (6.2), величина проектного дебита $Q(t)$ при заданной депрессии на пласт и постоянных значениях $a_{ср}(t)$ и $b_{ср}(t)$ зависит только от величины пластового давления. Поэтому на разбуренной части месторождения на начальной стадии разработки из-за депрессионной воронки $Q_{фак}(t)$ оказывается ниже теоретического $Q(t)$. Естественной компенсации нехватающего отбора не происходит, так как за пределами депрессионной воронки еще не введены новые скважины.

Из изложенного выше следует, что в уравнении притока газа к проектной скважине вместо $P_{пл}^2$ используют средневзвешенное по залежи давление, определяемое из уравнения материального баланса, т.е.

$$\overline{P}(t)\approx P_{пл}, \quad (6.27)$$

и так как в зоне депрессионной воронки фактическое пластовое давление $\overline{P}_{фак}(t)$ меньше теоретической, т.е.

$$\overline{P}_{фак}(t)<\overline{P}_{теор}(t), \quad (6.28)$$

то фактический дебит $Q_{фак}(t)$ будет меньше теоретического $Q_{теор}(t)$, определяемого по уравнению (6.2).

Таким образом, при прогнозировании дебита проектной скважины допускаются минимум две погрешности, связанные с точностью используемо-

го пластового давления и определения и изменения во времени коэффициентов $a_{ср}$ и $b_{ср}$.

Из изложенного выше следует, что в любом случае при использовании уравнения (6.2) должны быть известны $\overline{P}(t), a_{ср}(t)$ и $b_{ср}(t)$.

Для использования уравнения (6.2) возможны минимум два случая:

– задается депрессия на пласт, т.е. $\Delta P = P_{пл} - P_{з} = const$, и это равносильно тому, что в процессе разработки известно значение забойного давления, так как:

$$P_{з}(t) = P_{пл}(t) - \Delta P, \tag{6.29}$$

и тогда уравнение притока примет вид:

$$\overline{P}^2_{пл}(t) - \left[\overline{P}_{пл}(t) - \Delta P\right]^2 = a_{ср} Q(t) + b_{ср} Q^2(t). \tag{6.30}$$

Решая уравнение (6.30) относительно Q(t), получим:

$$Q(t) = \frac{-a_{ср} + \sqrt{a^2_{ср} + 4b_{ср}\left[\overline{P}^2_{пл}(t) - \left[\overline{P}_{пл}(t) - \Delta P\right]^2\right]}}{2b_{ср}}; \tag{6.31}$$

– задается постоянный дебит скважины $Q(t) = const$ на некоторый отрезок времени разработки залежи и необходимо определить изменение забойного давления $P_{з}(t)$ во времени, что будет соответствовать непрерывному увеличению депрессии на пласт:

$$P_{з}(t) = \left[\overline{P}^2_{пл}(t) - a_{ср} Q(t) - b_{ср} Q^2(t)\right]^{0,5}. \tag{6.32}$$

Таким образом, уравнение притока газа было использовано для определения одного из двух прогнозируемых показателей разработки Q(t) или $P_{з}(t)$, что соответствовали критериям технологических режимов [см. уравнения (6.3)]: $\Delta P = const$ или $Q(t) = const$.

Для других критериев, при которых замыкающие соотношения (6.3) будут использованы при решении уравнения притока газа к скважине (6.2) для определения дебита проектных скважин в процессе разработки Q(t), последовательность расчета изложена ниже.

1. Случай, когда $P_{з} = const$.

В этом случае на период, в течение которого забойное давление сохраняется постоянным, прогнозируется величина дебита проектных скважин Q(t). В рассматриваемом случае известны коэффициенты фильтрационного сопротивления $a_{ср}$ и $b_{ср}$, средневзвешенное пластовое давление во времени и заданное значение $P_{з} = const$, а прогнозируется дебит во времени Q(t) по формуле (6.2). Использование критерия $P_{з} = const$ *приводит к интенсивному снижению в процессе разработки депрессии на пласт и, следовательно, деби-*

та проектных скважин. Однако в ряде случаев такой режим работы становится целесообразным. В частности, если газоконденсатная смесь в пластовых условиях недонасыщена высококипящими углеводородами – C_{5+B}, как на Астраханском газоконденсатном месторождении, то на начальной стадии разработки месторождения по мере снижения пластового давления до величины $P_{нас}=P_з$ выделения тяжелых компонентов в пласте, включая и призабойную зону, не происходит. В таких случаях целесообразно использовать режим эксплуатации скважин при $P_з \geq P_{нас}$, где $P_{нас}$ – давление насыщения газа тяжелыми компонентами углеводородов. Но для заданного годового отбора интенсивное снижение Q(t) приводит к вводу в разработку новых проектных скважин с более высоким темпом, чем это имеет место при ΔP=const.

Для рассматриваемого критерия технологического режима работы скважины порядок расчета показателей остается, как и для критериев в ΔP=const и Q(t)=const.

2. Случай $P_у$=const. Вертикальная скважина.

В этом случае последовательность расчета показателей разработки приближенным аналитическим методом следующая:

– если залежь осваивается вертикальными скважинами, используя формулы (6.2) и (6.4), необходимо определить связь между устьевым давлением $P_у(t)$ и дебитом Q(t), исключив при этом из этих уравнений $P_з(t)$. Для этого формулы (6.2) и (6.4) следует представить в виде:

$$Q(t)=\frac{-a_{ср}+\left\{a_{ср}^2+4\left[b_{ср}+\theta\left(P_{пл}^2(t)-P_у^2(t)e^{2S}\right)\right]\right\}^{0,5}}{2(b_{ср}+\theta)} \qquad (6.33)$$

Значения S и θ в формуле (6.33) определяются по формулам, приведенным в разделе по определению забойного давления в вертикальных скважинах;

– далее, зная изменения дебита скважины Q(t), вычисляют значение забойного давления $P_з(t)$ из уравнения притока газа к скважине:

$$P_з^2(t)=P_{пл}^2(t)-\left[a_{ср}Q(t)-b_{ср}Q^2(t)\right] \qquad (6.34)$$

или из уравнения движения газа по стволу:

$$P_з^2(t)=P_у^2(t)e^{2S}+\theta Q^2(t); \qquad (6.35)$$

– после определения $P_з(t)$ показатели разработки рассчитываются аналогично случаям P=const; Q(t)=const и $P_з(t)$=const. Рассматриваемый случай $P_у(t)$=const обычно используют, когда дальнейшее снижение устьевого давления недопустимо из-за технологических условий промысловой подготовки и транспорта газа. Поддержание постоянного устьевого давления, так же как и $P_з(t)$=const, приводит к интенсивному снижению депрессии на пласт и дебита скважины в процессе разра-

ботки. Как правило, критерий $P_у(t)=const$ используют перед вводом ДКС, если дожимная компрессорная станция по различным причинам не вводится своевременно.

3. Случай $P_у=const$. Горизонтальная скважина.

В этом случае последовательность расчета показателей разработки приближенным аналитическим методом зависит от конструкции горизонтальной скважины. Расчеты забойного давления при известном $P_у$ и Q зависят от конструкции ствола. При этом имеется в виду, что конструкции горизонтальных скважин отличаются по величине радиуса кривизны и наличием фонтанных труб, их длины и диаметра на вертикальном, искривленном и горизонтальном участках, профиля горизонтального ствола. В общем виде связь между устьевым и забойным давлениями, дебитом и конструкцией скважины может быть представлена в виде (6.6). Используя уравнения (6.2) и (6.6), в случае отсутствия и наличия фонтанных труб на горизонтальном участке ствола связь между устьевым давлением и дебитом скважины будет иметь вид:

$$Q(t)=\frac{-a_{ср}+\left\{a_{ср}^2+4\left[b_{ср}+\theta_в+\theta_{иск}+\theta_г\right]\left[P_{пл}^2(t)-P_у^2(t)e^{2\left(S_в+S_{иск}\pm S_{h_i}\right)}\right]\right\}^{0,5}}{2\left[b_{ср}+\theta_в+\theta_{иск}+\theta_г\right]}, \quad (6.36)$$

где $\theta_в$, $\theta_{иск}$, $\theta_г$ – коэффициенты, связанные комплексом параметров газа, скважины и коэффициента гидравлического сопротивления труб.

При наличии на горизонтальном участке фонтанных труб дебит, определенный по формуле (6.36), при известном устьевом давлении является суммой дебитов из зон горизонтального участка, оборудованного фонтанными трубами и без них, т.е. из зоны от башмака этих труб до торца горизонтального ствола.

Найденное при известном $P_у$ значение дебита используется для определения забойного давления.

В частности, в горизонтальных скважинах с большим и со средним радиусами кривизны забойное давление следует определить по формуле:

$$P_з^2(t)=P_у^2(t)e^{2\left(S_в+S_{иск}\pm S_{h_i}\right)}+\left[\theta_в+\theta_{иск}+\theta_г\right]Q^2(t). \quad (6.37)$$

Если скважина вскрывает пласт с малым радиусом кривизны, то формулу (6.37) для определения забойного давления с приемлемой точностью можно представить в виде:

$$P_з^2(t)=P_у^2(t)e^{2\left(S_в'\pm S_{h_i}\right)}+\left[\theta_в+\theta_г\right]Q^2(t), \quad (6.38)$$

где

$$S_в'=0{,}03415\overline{\rho}\left(H_в+R_{кр.м}\right)\Big/\left(Z_{ср.в}T_{ср.в}\right), \quad (6.39)$$

добавив при этом небольшую длину искривленного участка в виде $R_{кр.м}$ на длину вертикального.

Наличие и отсутствие фонтанных труб на горизонтальном участке ствола изложено в [12]. Входящие в формулы (6.36)ч(6.38) коэффициенты $\theta_в$, $\theta_{иск}$ и $\theta_г$ расшифрованы выше, где $\theta_в$ и $\theta_{иск}$ – размерные коэффициенты на вертикальном и искривленном участках ствола, определяемые по формулам:

$$\theta_в = 1{,}377\lambda_в Z^2_{ср.в}(t)T^2_{ср.в}(t)(e^{2S_в} - 1)/d^5_в, \qquad (6.40)$$

$$\theta_{иск} = 1{,}377\lambda_{иск} Z^2_{ср.иск}(t)T^2_{ср.иск}(t)(e^{2S_{иск}} - 1)/d^5_{иск}. \qquad (6.41)$$

Значения $S_в$ и $S_{иск}$ определяются из выражений:

$$S_в = 0{,}03415\overline{\rho}H_в / Z_{ср.в}T_{ср.в} \text{ и } S_{иск} = 0{,}03415\overline{\rho}H_{иск} / Z_{ср.иск}T_{ср.иск}, \qquad (6.42)$$

где $H_в$ и $H_{иск}$ – длины вертикального и наклонного участков ствола; $Z_{ср.в}$ и $Z_{ср.иск}$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа на указанных выше участках; $T_{ср.в}$ и $T_{ср.иск}$ – среднеарифметические значения температуры газа на вертикальном и наклонном участках ствола.

Коэффициент $\theta_г$ в формуле (6.36) определяется по формуле:

$$\theta_г = 0{,}094\overline{\rho}\lambda_г Z_{ср.г}(t)T_{ср.г}(t)L_г / \rho d^5_г, \qquad (6.43)$$

где $\overline{\rho}$ – параметр, связанный с истинным газосодержанием потока в рассматриваемом сечении. По длине ствола значение ρ изменяется, что связано с изменением давления и температуры по длине горизонтального ствола. При отсутствии жидкой фазы в потоке газосодержание ρ становится равным ρ=1.

Необходимо подчеркнуть, что величина устьевого давления в горизонтальных скважинах существенно зависит не только от наличия и отсутствия фонтанных труб в горизонтальном участке ствола, их длины и диаметра на этом участке, но и от диаметров обсадных колонн и фонтанных труб на вертикальном и искривленном участках, а также их длины. Эти параметры должны быть обоснованы в проекте разработки.

4. Критерий dP/dR=const.

Прогноз показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при критерии технологического режима, обусловленного постоянством градиента давления, как правило, всеми проектировщиками заменяется прогнозом при критерии с постоянной депрессией на пласт, т.е. вместо dP/dR=const показатели прогнозируются при ΔP=const. Это отчасти вызвано тем, что большинство проектировщиков не видят разницу между критериями с постоянным градиентом и депрессией на пласт. Прежде всего следует учитывать, что при одинаковых депрессиях на пласт градиенты давления в пласте, в особенности в призабойной зоне, будут разными и зависеть от фильтрационных свойств пласта (см. **рисунок 6.3**). Следует также исхо-

дить из того, что в качестве критерия градиент давления обычно используется только при возможности разрушения призабойной зоны, если скважина вскрывает неустойчивые или слабоустойчивые пласты. Приведенные выше комментарии относятся к исполнителям проекта разработки, выбирающим критерии технологического режима исходя из геологических особенностей газоносных пластов.

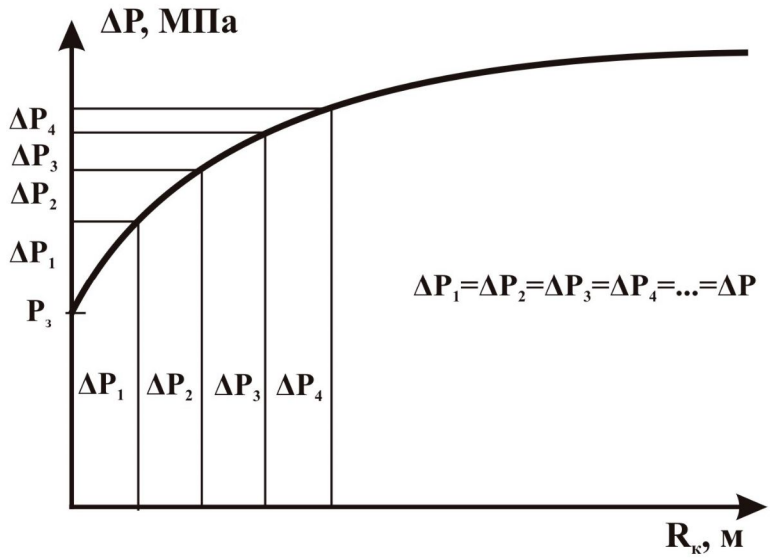

Рисунок 6.3 – Изменение градиента давления по радиусу зоны, дренируемой скважиной

Значение критерия dP/dR, принимаемое как постоянная величина, должно быть найдено исходя из:

- распределения давления в пласте в зоне дренирования $R_c \le R \le R_к$ с учетом свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов;
- устойчивости к разрушению пропластков в интервале вскрываемого скважиной продуктивного пласта.

Для определения распределения давления должны быть известны $P_{пл}(t)$, $\boldsymbol{a}_{ср}$, $\boldsymbol{b}_{ср}$ и Q(t). Как видно из **рисунка 6.3**, наиболее существенно значение градиент приобретает в призабойной зоне у стенки скважин. Поэтому исходя из известных параметров пласта, свойств флюидов и допустимых величин устойчивости пласта к разрушению следует выбрать значение dP/dR=const. Если пласт состоит из неустойчивых пород, то допустимая величина градиента давления у стенки скважин должна быть обоснована в зависимости от количества выносимых из скважины примесей при различных градиентах на пласт и соответственно дебитах скважины с учетом экономических показателей разработки залежи, путем сравнения числа скважин или их межремонтного периода, связанного с количеством примесей в продукции скважины, и износа скважинного оборудования.

Выбираемая по результатам расчетов величина градиента в дальнейшем может быть преобразована в перепад давления в зоне дренирования скважиной $R_c \leq R \leq R_к$ и прогнозируемые показатели определены аналогично случаю, когда задаются $\Delta P = const$ или $Q(t) = const$.

Ограничение дебита проектных скважин, связанное с величиной градиента при вскрытии неустойчивых и слабоустойчивых коллекторов, может быть снято путем оборудования ствола в продуктивном интервале фильтрами, предотвращающими разрушение призабойной зоны.

5. Критерий V=const.

Такой вариант определения показателей разработки газовых месторождений был использован на месторождениях Краснодарского края, в составе газов которых имеется углекислый газ. Эксперименты, проведенные с целью изучения интенсивности коррозии от скорости движения газа, содержащего углекислый газ, показали, что коррозия оборудования существенно увеличивается при превышении скорости потока в стволе V=11,0 м/с. Поэтому при обосновании технологического режима работы скважин в условиях коррозии наряду с использованием коррозионно-стойких труб и других забойных и устьевых оборудований необходимо выбрать такую конструкцию скважин и дебита, при которых скорость движения газа по стволу будет $V \leq 11{,}0$ м/с.

Необходимость соблюдения ограниченной скорости по стволу является практически единственным способом борьбы с интенсивностью коррозии, если в составе добываемого газа имеется атомарная ртуть. Наличие ртути в газе было обнаружено на месторождениях Гронинген и Зальцведель-Пекензен. Интенсивность ртутной коррозии на месторождении Зальцведель-Пекензен показана на **рисунке 6.4**.

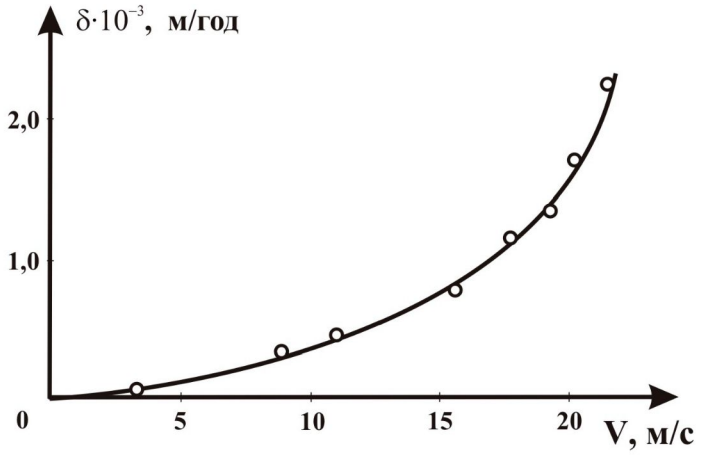

Рисунок 6.4 – Зависимость интенсивности коррозии фонтанных труб δ от скорости потока газа по стволу скважины

При проектировании разработки месторождения Зальцведель-Пекензен З.С. Алиевым был применен критерий V≤11,0 м/с, установленный опытами в Немецком институте горючих газов в г. Лейпциг по интенсивности коррозии атомарной ртутью. Технология проектирования приближенным методом при V=const заключается в следующем:

– по принятой величине скорости $V_{кр}(t)=10\div12$ м/с, используя формулу, приведенную ниже, определяют дебит скважины:

$$Q_{кр}=V_{кр}d^2P_у/0{,}52\cdot T_у\cdot Z_у; \tag{6.44}$$

– значение $Q_{кр}$ используют в уравнении притока газа к скважине

$$P^2_{пл}(t)-P^2_з(t)=a_{ср}Q_{кр}(t)+b_{ср}Q^2_{кр}(t). \tag{6.45}$$

Согласно уравнению движения газа по стволу вертикальных скважин при дебите $Q_{кр}$ забойное давление определяется по формуле:

$$P^2_з(t)=P^2_у(t)e^{2s}+\theta Q^2_{кр}(t). \tag{6.46}$$

Значения θ и S определяются по формулам:

$$S=0{,}03415\overline{\rho}H/Z_{ср}T_{ср} \text{ и } \theta=1{,}377\lambda Z^2_{ср}T^2_{ср}(e^{2S}-1)/d^5. \tag{6.47}$$

При использовании для освоения месторождения горизонтальных скважин без фонтанных труб в горизонтальном участке ствола и учета профиля уравнение движения газа по стволу будет иметь вид:

$$P_у(t)=\frac{-a_{ср.г}\alpha V_{кр}+\sqrt{(a_{ср}\alpha V_{кр})^2+4\left[e^{2S_i}+(\theta_в+\theta_{иск}+\theta_г+b_{ср.г})\alpha^2V^2_{кр}\right]P^2_{пл}(t)}}{2\left[e^{2S_i}+\left(b_{ср.г}+\theta_в+\theta_{иск}+\theta_г\right)\alpha^2V^2_{кр}\right]}, \tag{6.48}$$

где S_i – безразмерный параметр, определяемый для вертикального, искривленного и горизонтального участков стволов с нисходящим или восходящим профилями по формулам:

$$S_в=0{,}03415\overline{\rho}H_в/Z_{ср.в}T_{ср.в};\ S_{иск}=0{,}03415\overline{\rho}H_{иск}/Z_{ср.иск}T_{ср.иск};$$

$$S_г=0{,}03415\overline{\rho}h_i/Z_{ср.г}T_{ср.г}, \tag{6.49}$$

$\theta_в$, $\theta_{иск}$, $\theta_г$ – размерный параметр, определяемый по формулам (6.40), (6.41) и (6.42).

Обозначим через α:

$$\alpha=d^2/0{,}52\ T_у Z_у. \tag{6.50}$$

Тогда с учетом (6.44)÷(6.50) определяют изменение устьевого давления во времени:

$$P_y(t)=\frac{-a_{ср}\alpha V_{кр}+\sqrt{\left(a_{ср}\alpha V_{кр}\right)^2+4\left[e^{2S}+\left(\theta+b_{ср}\right)\alpha^2V_{кр}^2\right]P_{пл}^2(t)}}{2\left[e^{2S}+\left(\theta+b_{ср}\right)\alpha^2V_{кр}^2\right]}, \qquad (6.51)$$

где Z_y – коэффициент сверхсжимаемости при P_y, T_y. Используя (6.45) и (6.46), следует вычислить изменение дебита проектной скважины $Q_{кр}(t)$ согласно формуле (6.36). Затем по известному $Q_{кр}(t)$ прогнозируют изменение забойного давления в процессе разработки либо по формуле (6.46), либо по формуле (6.37). Последовательность расчетов по прогнозированию остальных параметров проекта аналогична расчетам, проводимым при других критериях технологических режимов, например как при $\Delta P=const$.

Из изложенных выше положений, охватывающих уравнения материального баланса притока газа к вертикальной, наклонной или горизонтальной скважине и его движения по ее стволу, числа скважин в зависимости от годового отбора и прогнозируемого дебита газа с привлечением замыкающих соотношений, т.е. критериев технологических режимов, были определены: средневзвешенные текущие пластовые давления, дебит проектной скважины, забойное и устьевое давления в процессе разработки. Как было отмечено выше, число проектных скважин, определяемое по формуле (6.8) из системы уравнений (6.1)÷(6.8), связано с годовыми отборами газа в процессе разработки $Q_{год}(t)$ и дебитами проектных скважин $Q(t)$. Поэтому для определения числа проектных скважин $n(t)$ необходимо определить величину $Q_{год}(t)$.

6.3. Обоснование годового отбора газа $Q_{год}(t)$ из месторождения

На ранней стадии развития газовой промышленности объемы добычи углеводородов по годам определялись в целом по отрасли Госпланом СССР, а по отдельным месторождениям Министерством газовой промышленности исходя из запасов месторождений и его геолого-геофизических характеристик.

Определение оптимальных темпов отбора газа при наличии потребителя не является заказной величиной и должна быть установлена проектом разработки и ее следует определять на основе технико-экономического анализа, учитывающего весь комплекс факторов, влияющих на рентабельность разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

В ранних проектах допускалось, что себестоимость добычи газа незначительно меняется от величины годового отбора.

Основой для определения годового отбора являлись: плановые размеры добычи по отдельным месторождениям и по газоносным районам в целом, исходя из общих разведанных запасов газа, перспектив прироста запасов, потребности в газе в данном регионе и эксплуатационной характеристики отдельных месторождений.

Следует подчеркнуть, что использование газа в химическом производстве является наиболее прибыльным. Однако объем используемого при этом газа намного меньше (в несколько раз), чем на бытовые и отопительные нужды. Только химическое использование добываемого газа с учетом продолжительности разработки может привести к весьма значительному доходу. К определяющим факторам, влияющим на величину отбора из месторождения, относится расстояние от источника добычи газа до потребителя.

Отсутствие достаточно обоснованных величин годового отбора привело к тому, что для крупных месторождений максимальный годовой отбор в период постоянной добычи газа был ограничен в размере 5% от балансовых запасов газа. Допускалось увеличить проектную величину отбора до 10% в год от запасов, если имелись геологические данные, позволяющие увеличить годовой отбор, и информация о наличии других месторождений.

Любой промышленный объект, в том числе месторождение углеводородов, в рыночных условиях должен работать рентабельно. Даже при рыночных отношениях могут существовать отдельные элементы производства, являющиеся нерентабельными и субсидируемые из средств других объектов, без которых отрасль не может обойтись.

Отличительной чертой новой системы освоения газовых месторождений является частичная самостоятельность ОАО "Газпром" и полная самостоятельность отдельных компаний, получивших право на разработку небольших по запасам газа месторождений, при определении объема добычи газа и других компонентов.

Определение оптимального объема добычи газа из месторождения при этом должен установить проектировщик. Главная задача проектировщика состоит в поиске наиболее эффективного варианта разработки с использованием современной техники и технологии бурения скважин, обустройства промысла, учитывая внутренние и внешние цены на оборудования, на технологии позволяющие повысить производительность скважин, и извлечения наиболее ценных компонентов из газа, этана, гелия, конденсата и др. ***Наилучшим способом поиска высокорентабельного проекта разработки является объявление конкурса на проектирование, если даже при этом потребуются дополнительные расходы на проектные работы.*** Эти расходы могут окупиться в случае, если на одном из проектов будет предложено число скважин на одну единицу меньше, чем в других проектах, или коэффициент извлечения углеводородов будет на десятые доли процента выше, чем в других проектах при прочих одинаковых условиях.

Величина годового отбора $Q_{год}(t)$ является определяющей для прогнозирования средневзвешенного пластового давления $\overline{P}_{пл}(t)$ и числа проектных скважин $n(t)$. Причем величина $Q_{год}(t)$ участвует в прогнозных расчетах как величина, известная при прогнозировании $\overline{P}_{пл}(t)$ и $n(t)$ по формулам (6.1) и (6.8). В формуле (6.1) $Q_{доб}(t)$ выражен через $Q_{доб}(t)$, определяемый по формуле:

$$Q_{доб}(t) = \sum_{1}^{n} Q_{год}(t). \qquad (6.52)$$

Если при прогнозировании проектировщик использует формулу (6.19), то необходимость в определении $Q_{доб}(t)$ по формуле (6.52) отпадет.

Величина годового отбора из месторождения, как это видно из **рисунка 6.2**, зависит от этапа разработки: нарастающий, постоянный или падающий. На каждом этапе разработки величина $Q_{доб}(t)$ зависит от различных факторов, в частности, от:

- числа буровых станков и бригад, особенно в период нарастающей добычи газа;
- готовности промысловых газосборных сетей и установок по подготовке газа;
- наличия транспортных систем и потребителя;
- продуктивности газоносных пластов;
- свойства и состава газа и газоконденсатной смеси;
- запасов газа и конденсата;
- технико-экономических показателей разработки залежи и др.

Поэтому одной из основных задач проектировщика, если ему заказчик не навязывает свои объемы годовых отборов, является обоснование годового отбора с учетом перечисленных выше и других факторов. При этом проектировщик должен исходить из того, что опытом разработки газовых и газоконденсатных месторождений установлено, что нецелесообразно:

- непрерывно наращивать годовые отборы и затем без поддержания некоторое время постоянного уровня снижать добычу (не по собственному желанию, а из-за невозможности сохранить такой уровень добычу). Если не выполнить это условие, то значительные мощности промысловых коммуникаций, на строительство которых расходуются огромные средства, окажутся в дальнейшем невостребованными;
- ограничить годовые отборы, так как при этом процесс разработки продлится дольше, поэтому большинство объектов месторождения: скважины, газосборные сети, установки по подготовке газа и т.д. станут непригодными и опасными для дальнейшей эксплуатации.

До настоящего времени считается целесообразным годовой отбор газа из газовых месторождений в период постоянной добычи газа установить около 5% от начальных запасов газа, а также закончить период постоянного годового отбора из месторождения после извлечения около 50% запасов газа. Эти величины целесообразно соблюдать в том случае, если нет других определяющих величину годового отбора факторов. В 1999 г. была опубликована работа [3] о необходимости создания новых концепций освоения газовых и газоконденсатных месторождений с использованием высокодебитных горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин, позволяющих рентабельно увеличить величину годового отбора до 8% от запасов газа и про-

длить период постоянной добычи газа до извлечения 70% запасов газа в период постоянной добычи.

Величина годового отбора из месторождения может быть установлена в зависимости от состава газа и потребности рынка на отдельные компоненты добываемого газа. В частности, годовые отборы газа из Оренбургского и Астраханского месторождений были установлены проектом отчасти исходя не от начальных запасов газа на этих месторождениях, а от потребности страны на гелий, серу, а также возможности строительства газоперерабатывающих заводов и т.д.

На величину годовых отборов газа существенно влияет наличие нефтяной оторочки газонефтяных месторождений. При этом величина годового отбора газа или газоконденсатной смеси зависит прежде всего от системы разработки таких месторождений. Если нефтяная оторочка разрабатывается в первую очередь и поддержание пластового давления осуществляется путем обратной закачки отсепарированного газа, то годовые отборы газа устанавливаются соответственно с годовыми отборами нефти и объем добываемой нефти должен быть компенсирован объемом обратно закачиваемого газа в пластовых условиях. Если происходит одновременный отбор газа и нефти из оторочки, то объемы годового отбора должны быть обоснованы технико-экономическими расчетами с учетом геологических характеристик газонефтенасыщенных зон и возможных потерь нефти и конденсата в результате истощения газоносной зоны в процессе разработки.

В Российской Федерации, как правило, устанавливаются заказные объемы годового отбора, хотя одна из задач проекта заключается в определении оптимального объема отбора газа. На годовой объем добычи газа из конкретного месторождения могут временно повлиять отборы газа из других месторождений, степень готовности этих месторождений и другие факторы.

На этапе нарастающей добычи газа из месторождения объемы годового отбора устанавливаются в зависимости от:

- заданного (заказного) темпа наращивания добычи газа заказчиком. Это означает, что проектировщик должен установить не объемы добычи газа в этом периоде, а установить количество скважин соответственно буровых станков, бригад, работы по сбору газа и ее подготовки на промысле на заданную величину отбора;
- возможности освоения залежи с учетом геологической характеристики залежи, наличия транспортных систем, технической возможности разбуривания залежи и т.д.

Для определения объема $Q_{год}(t)$ проектировщику должна быть представлена информация не только о запасах газа и конденсата и других компонентов газа, но и о продуктивности газонасыщенных пропластков, наличии дорог, географических и метеорологических условиях района, глубине залежи, наличии соседних залежей в регионе, технических возможностях интенсивного разбуривания залежи и обустройства промысла, продолжительности

проходки скважин и многих других данных, влияющих на вывод газодобывающего предприятия на проектную мощность. На базе этой информации должны быть обоснованы годовые отборы из месторождения. Величина годового отбора из месторождения для проектировщика является не как заданный параметр, используемый при расчетах $\overline{P}_{пл}(t)$ и $n(t)$, а как творчески определяемый проектный параметр.

Обоснованная с учетом перечисленных выше факторов величина годового отбора пригодна только в периоды нарастающей и постоянной добычи газа.

В период падающей добычи газа $Q_{год}(t)$ или $Q_{доб}(t)$, используемый при определении $\overline{P}_{пл}(t)$, неизвестен. Поэтому прогнозирование основных показателей разработки в период падающей добычи будет рассмотрен отдельно.

В данном пункте рассматривается методика определения основных показателей разработки при газовом режиме в периоды нарастающей и постоянной добычи газа. Исходя из уравнения (6.8) системы (6.1)÷(6.10) для определения числа скважин $n(t)$ кроме значений $Q_{год}(t)$ и $Q(t)$ необходимо выбрать соответствующие величины еще двух коэффициентов: $K_р$ и $K_э$, т.е. коэффициентов резерва $K_р$ и эксплуатации $K_э$ скважин.

Коэффициент резерва классический параметр и был введен на ранней стадии развития газовой промышленности и связан с надежностью газоснабжения из данного месторождения и возможными отклонениями фактических данных от принятых в проекте разработки из-за неоднородности залежи по площади, ограниченного объема информации при проектировании по емкостным и фильтрационным параметрам газоносных пластов. Величина коэффициента резервного числа скважин была установлена в зависимости от степени неоднородности залежи, диапазона ожидаемого изменения отборов из месторождения, своевременности ввода отдельных объектов промысла, в том числе и проектных скважин в эксплуатацию, и других факторов. Следует подчеркнуть, что обычно при проектировании обустройства газовых и газоконденсатных месторождений максимальное значение коэффициента резерва принималось не более 30% от номинальной проектной мощности технологических установок по подготовке газа. Ранее разрешалась в зависимости от неоднородности залежи величина коэффициента резерва скважин в сумме по суточному отбору до 30%. В реальных старых разрабатываемых месторождениях величина коэффициента резерва $K_р$ изменялась в диапазоне $0{,}17 \le K_р \le 0{,}30$. Только в редких случаях и к тому же временно величина этого коэффициента выходила за рамки этого диапазона.

Коэффициент эксплуатации скважин $K_э$ в проектах выражается через число рабочих дней эксплуатационных скважин. Считается, что скважина максимально в году может эксплуатироваться 365 дней и тогда величина $K_э$ будет равна единице, т.е. $K_э=1$. Как правило, в каждой эксплуатационной скважине проводятся в плановом порядке или незапланирован-

ные работы, требующие остановки или временного отключения из общей системы добычи газа. К таким плановым работам прежде всего относятся исследовательские работы, предусмотренные проектом по контролю за разработкой месторождения, согласно правилам разработки газовых и газоконденсатных месторождений. К плановым мероприятиям, проводимым в эксплуатационных скважинах, относится и проведение ремонтно-профилактических и интенсификационных работ. Временами на отдельных скважинах проводятся работы по смене фонтанных труб, очищение забоя от песчано-жидкостных пробок и т.д. Поэтому сокращение числа рабочих дней каждой скважины от числа календарных дней года является обязательным и оправданным.

Величина коэффициента эксплуатации на разных месторождениях должна быть различной в зависимости от:

– геологических особенностей залежи; устойчивости пород, их состава;
– состава газа;
– стадии освоенности залежи;
– продолжительности процессов восстановления и стабилизации давления, дебита и температуры газа;
– характера и темпа вторжения воды в газовую залежь и т.д.

Наиболее часто величину коэффициента эксплуатации принимают: $K_э = \frac{N_р}{N_к} = 330/365 = 0,9$; менее часто $K_э$=300/365=0,82 и весьма редко $K_э$=270/365=0,74. При обосновании коэффициента эксплуатации скважины проектировщик обязан исходить из того, как часто скважины будут исследованы, сколько времени необходимо для исследования скважины при стационарных и нестационарных режимах фильтрации, как можно сократить продолжительность исследований, сохранив при этом объем и качество получаемой информации неизменными, как часто на данном месторождении придется останавливать скважину для проведения работ по интенсификации притока газа, очищать забой от песчано-глинистых пробок, заменять отдельные детали арматуры, забойного оборудования и т.д.

В целом наиболее разумным и практически максимальным можно считать коэффициент эксплуатации равным $K_э$=0,9 для скважин, вскрывших сеноманскую залежь месторождений Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и т.д., за исключением последней, поздней стадии разработки этих месторождений, когда ожидается обводнение значительного числа скважин.

Таким образом, обосновав величины $Q_{год}(t)$, $K_р$, $K_э$, нетрудно прогнозировать изменение числа эксплуатационных скважин во времени.

Последними из 6-ти уравнений, позволяющих прогнозировать главные показатели разработки, являются уравнения распределения температуры, полученные для различных конструкций горизонтальных скважин с учетом наличия или отсутствия зоны мерзлоты для прогнозирования температуры газа у устья скважины. Детальная технология расчета температуры га-

за в горизонтальных газовых скважинах приведена в разделе по обоснованию температурного технологического режима работы таких скважин.

Следует подчеркнуть, что величину $T_у(t)$ следует прогнозировать для различных дебитов скважин и этапов разработки месторождения или момента времени, так как в реальных условиях в зависимости от расположения скважин, вскрытия ими пласта, создаваемых в них депрессий на пласт и т.д. к одному и тому же моменту времени будут соответствовать различные дебиты скважин.

При наличии мерзлоты изменение температуры газа на устье проектных скважин во времени следует определять по формуле (6.16). При наличии в окружающей ствол среде зоны многолетней мерзлоты изменение температуры на устье скважин определяется:

– сначала на нижней границе зоны мерзлоты $T_{нм}(t)$ согласно формуле (6.16), заменив в этой формуле глубину L на $L_{нм}$, т.е. на расстоянии от середины интервала перфорации до нижней границы мерзлоты, а также значений $P_у(t)$ на $P_{нм}(t)$; $D_{ст}$ и $C_р(t)$ на соответствующие коэффициенты Джоуля–Томсона и теплоемкости для средних значений давления и температуры в интервале от середины зоны вскрытия до нижней границы мерзлоты, т.е.

$$P_{ср}(t)=[P_з(t)+P_{нм}(t)]/2 \text{ и } T_{ср}(t)=[T_з(t)+T_{нм}(t)]/2; \qquad (6.53)$$

– далее от нижней границы до устья скважины для определения $T_у(t)$ используется формула (6.17), но при этом значения $D_{ст\,м}$ и $C_{рм}(t)$ должны быть вычислены для новых $P_{ср}(t)$ и $T_{ср}(t)$, определяемых из выражений:

$$P_{ср\,м}(t) = [P_{нм}(t) + P_{хм}(t)]/2 \text{ и } T_{ср\,м}(t) = [T_{нм}(t) + T_{хм}(t)]/2, \qquad (6.54)$$

где $P_{хм}(t)$ и $T_{хм}(t)$ – давление и температура на расстоянии x, начиная от нижней границы мерзлоты по направлению к устью скважины. Значения $P_{хм}(t)$ и $T_{хм}(t)$ должны быть найдены из графической зависимости или из таблиц, предварительно рассчитанных для различных дебитов и депрессий на пласт или измеренных глубинными приборами по стволу скважины.

Приведенный выше порядок определения “основных показателей” разработки: $P_{пл}(t)$, $P_з(t)$, $P_у(t)$, $Q(t)$, $Q_{год}(t)$ и $T_у(t)$ справедлив только первые два периода разработки залежи: нарастающей и постоянной добычи газа по годам. В период падающей добычи эта система не решается изложенной выше последовательностью из-за неизвестности $Q_{год}(t)$, входящего в формулу (6.1), и поэтому рассматривается отдельно.

6.4. Приближенный метод прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при газовом режиме в период падающей добычи газа

При прогнозировании основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при газовом режиме в периоды нарастающей и постоянной добычи газа значения величин $Q_{доб}(t)$ в уравнении материального баланса (6.1) и $Q_{год}(t)$ в формуле для определения числа скважин (6.8) считаются известными, хотя и в проекте разработки они, точнее $Q_{год}(t)$, должны быть обоснованы.

Попытка дальнейшего поддержания постоянного годового отбора приводит к резкому росту числа скважин (см. **рисунок 6.5**) и значительному ухудшению экономических показателей добычи газа. При дальнейшем сохранении годового отбора газа постоянным на следующие 2÷3 года требуется число скважин увеличить примерно в 2 раза. Этим вызвано ухудшение экономических показателей разработки месторождения. Поэтому снижение уровня годового отбора становится неизбежным. Так как в период падающей добычи величина $Q_{год}(t)$, следовательно и $Q_{доб}(t)$, неизвестны, то определение средневзвешенного пластового давления из уравнения материального баланса (6.1) становится невозможным. При неизвестном $\overline{P}_{пл}(t)$ независимо от выбранного для данного месторождения критерия (6.3) в уравнении притока газа (6.2) оказываются две неизвестные величины $P_{пл}(t)$ и $P_з(t)$ или $Q(t)$, и при этом уравнение не решается.

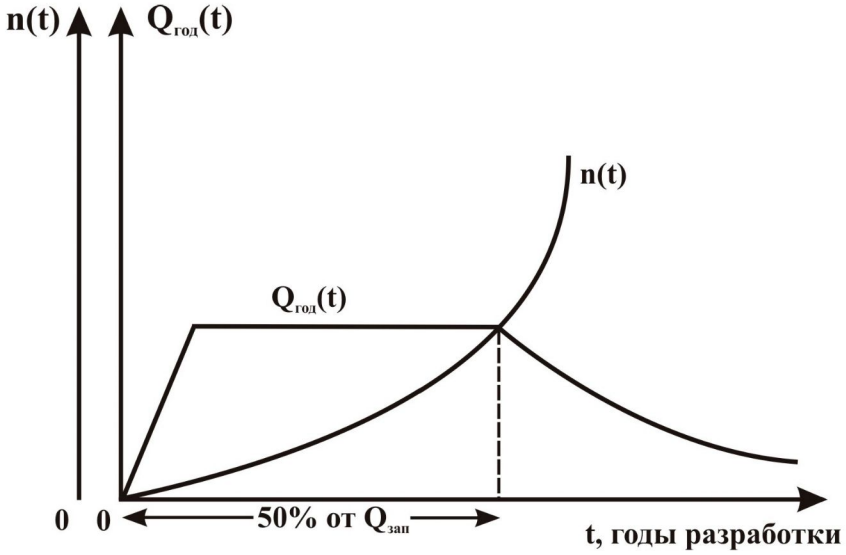

Рисунок 6.5 – Изменение годового отбора газа из месторождения $Q_{год}(t)$ и числа скважин n(t)

Новым условием для периода падающей добычи является известность числа скважины n(t).

При газовом режиме залежи в период падающей добычи число скважин n(t) становится постоянным, т.е. n(t)=Const. Это условие может быть использовано для решения системы (6.1)÷(6.13). Решение этой системы в период падающей добычи в различных работах представлено по-разному, хотя конечные результаты этих решений идентичны. Поэтому в работе [7] предложено одно из этих решений, не представляющих особых трудностей при прогнозировании показателей разработки.

Представим формулу (6.8) в виде:

$$Q_{доб}(t)=n(t)Q(t)K_э/K_р. \tag{6.55}$$

С другой стороны, из уравнения материального баланса имеем:

$$Q_{доб}(t) = \frac{V_н T_{ст}}{P_{ат} T_{пл}} \cdot \frac{d\overline{P}(t)}{dt}, \tag{6.56}$$

где $d\overline{P}(t)=P_{ср}(t)/Z[P_{ср}(t),T_{пл}]$ – приведенное средневзвешенное давление. Из уравнения (6.55) и (6.56) следует:

$$n(t)P_{ат}T_{пл}Q(t)K_э dt/V_н T_{ст}K_р = -d\overline{P}(t). \tag{6.57}$$

Из уравнения притока газа к скважине (6.2) следует:

$$\Delta P\left[2P_{пл}(t)-\Delta P\right]=a_{ср}Q(t)+b_{ср}Q^2(t). \tag{6.58}$$

Откуда:

$$P_{пл}(t)=\frac{a_{ср}Q(t)}{2\Delta P}+\frac{b_{ср}Q^2(t)}{2\Delta P}+\frac{\Delta P}{2}. \tag{6.59}$$

С учетом (6.59) вместо (6.56) получим:

$$-\frac{n(t)P_{ат}T_{пл}K_э}{V_н T_{ст}K_р}dt=\frac{a_{ср}}{2\Delta P}\frac{dQ(t)}{Q(t)}+\frac{b_{ср}}{\Delta P}dQ(t). \tag{6.60}$$

При интегрировании (6.60) от $t_к$ до t и от $Q(t_к)$ до Q(t) получим:

$$t-t_к=\frac{a_{ср}V_н T_{ст}K_р}{2n(t)\Delta P T_{пл}K_э P_{ат}}\ln\frac{dQ(t)}{Q(t)}+\frac{b_{ср}V_н T_{ст}K_р}{n(t)P_{ат}T_{пл}\Delta P K_э}\left[Q(t_к)-Q(t)\right], \tag{6.61}$$

где $t_к$ – время, соответствующее к концу периода постоянной добычи газа; $Q(t_к)$ – дебит проектной скважины в конце постоянной добычи газа при величине депрессии на пласт, равной $\Delta P=P_{пл}(t_к)-P_з(t_к)$; Q(t) – текущий дебит скважины в момент времени t – отсчитываемое от начала разработки залежи.

Уравнение (6.61) относительно величины Q(t) в процессе падающей добычи является трансцендентным. Поэтому для определения изменения во

времени в период падающей добычи Q(t) оно решается путем задания нескольких его значений. Первое задаваемое значение Q(t) должно быть меньше $Q(t_k)$, величина которого известна. Следующие значения, задаваемые для определения времени к которым будут они соответствовать должны удовлетворять условию:

$$Q_1(t)>Q_2(t)>Q_3(t)...>Q_{i+1}(t) \text{ и } Q_1(t)<Q(t_k), \quad (6.62)$$

при этом из уравнения (6.61) получим:

$$t_1<t_2<t_3...<t_{i+1} \text{ и } t_1>t_k. \quad (6.63)$$

Далее зная значения $Q_1(t)$, $Q_2(t)$, $Q_3(t)$ и т.д., а также число скважин n(t)=const вычисляют $Q_{доб}(t)$ по формуле (6.55).

По известному $Q_{доб}(t)$ из уравнения материального баланса находят средневзвешенное пластовое давление $P_{пл}(t)$. Зная $P_{пл}(t)$ и ΔP, вычисляют забойное давление, а затем по известным $P_з(t)$ и Q(t) определяют устьевое давление $P_у(t)$ во времени. При известных $P_{пл}(t)$, $P_з(t)$, $P_у(t)$ и Q(t) определение изменения температуры газа на устье скважин $T_у(t)$ во времени не вызывает каких-либо трудностей.

Таким образом, определяются основные показатели разработки газовых месторождений при газовом режиме залежи в период падающей добычи газа.

В целом прогнозируемые показатели разработки приближенным методом должны быть представлены в виде таблиц и графиков, показанных на **рисунке 6.6**. Все остальные не менее важные показатели, прогнозируемые в проекте, должны быть доходчиво изложены в соответствующих разделах проекта.

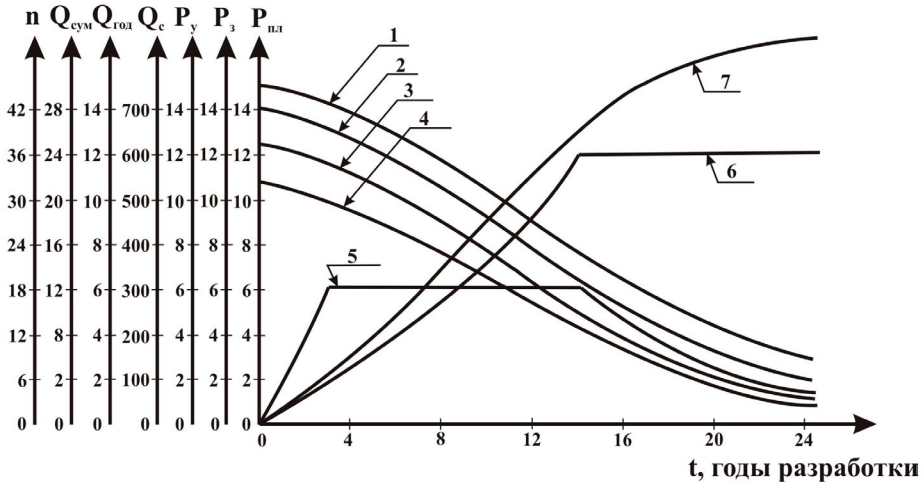

Рисунок 6.6 – Изменение основных показателей разработки газовых месторождений во времени, прогнозируемых приближенным методом:

1÷3 – соответственно пластового, забойного и устьевого давлений; 4 – дебита проектных скважин; 5 – годового отбора; 6 – числа скважин; 7 – суммарного дебита газа

6.5. Приближенный метод прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при упруговодонапорном режиме залежи в периоды нарастающей и постоянной добычи газа

Приближенное прогнозирование основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при упруговодонапорном режиме залежи в периоды нарастающей и постоянной добычи газа отличается от аналогичного процесса прежде всего тем, что первое из системы уравнений (6.1)÷(6.8), т.е. уравнение материального баланса, записывается в виде:

$$\frac{\overline{P}(t)}{Z\left[\overline{P}(t),T_{пл}\right]}=\frac{\overline{P}_{н}V_{н}}{Z\left(\overline{P}_{н},T_{пл}\right)V(t)}-\frac{Q_{доб}(t)P_{ат}T_{пл}}{V(t)T_{ст}}, \qquad (6.64)$$

где $V(t)$, $V_{н}$ – текущий и начальный газонасыщенные объемы залежи; естественно, что при упруговодонапорном режиме залежи:

$$V(t)<V_{н}. \qquad (6.65)$$

Уменьшение газонасыщенного объема в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений происходит в результате продвижения подошвенной или контурной вод в газовую залежь, что приводит к замедлению темпа падения пластового давления.

Остальные уравнения системы, совместное решение которых позволяет прогнозировать показатели разработки залежи при упруговодонапорном режиме, остаются неизменными и идентичными уравнениям используемых при газовом режиме залежи. В частности:

1. Уравнение притока газа к скважине имеет вид:

$$P^{2}_{пл}(t)-P^{2}_{з}(t)=a_{ср}Q(t)+b_{ср}Q^{2}(t). \qquad (6.66)$$

2. Замыкающие соотношения, связанные критериями технологических режимов, выражены равенствами:

$$dP/dR=const;\ \Delta P=P_{пл}(t)-P_{з}(t)=const;\ Q(t)=const;$$

$$P_{з}(t)=const;\ P_{у}(t)=const,\ \upsilon(t)=const$$

и в условиях образования гидратов $P_{р}<P$ и $T_{р}>T$. (6.67)

3. Уравнение движения газа по стволу при использовании:

– вертикальных скважин имеет вид:

$$P^{2}_{у}(t)=\left[P^{2}_{з}(t)-\theta_{в}Q^{2}(t)\right]/e^{2S}, \qquad (6.68)$$

– для наклонных скважин с единым наклоном:

$$P^{2}_{у}(t)=\left[P^{2}_{знак}(t)-\theta_{нак}Q^{2}(t)\right]/e^{2S_{н}}. \qquad (6.69)$$

Если конструкция наклонной скважины состоит из двух участков (см. **рисунок 6.1**): вертикальной с глубиной $H_в$ и наклонной с вертикальной глубиной $H_{нак}$ и длиной $L_{нак}$, то формула (6.69) примет вид:

$$P_у^2 = \left[P_{з.нак}^2 - (\theta_в + \theta_{нак})Q^2(t)\right] \Big/ e^{2(S_в + S_{нак})} \qquad (6.70)$$

и горизонтальных скважин, в которых фонтанные трубы спущены до начала горизонтального участка ствола:

$$P_у^2(t) = \left[P_{зд}^2(t) - (\theta_в + \theta_{нак} + \theta_г)Q^2(t)\right] \Big/ e^{2(S_в + S_{иск} \pm S_{h_1})}, \qquad (6.71)$$

– горизонтальной скважины, в которой фонтанные трубы длиной L_1 спущены и в горизонтальную часть ствола:

$$P_у^2(t) = \left[P_{зб}^2(t) - (\theta_в + \theta_н + \theta_б)Q^2(t)\right] \Big/ e^{2(S_в + S_{иск} \pm S_{h_1})}. \qquad (6.72)$$

4. Уравнение, связывающее годовые отборы, дебит проектной скважины и коэффициенты эксплуатации и резерва с числом проектных скважин, имеет вид:

$$n(t) = K_р Q_{год}(t) / K_э Q(t). \qquad (6.73)$$

Кроме того, уравнения, связывающие изменение температуры газа на устье с депрессией на пласт ΔP, потерями давления по стволу и дебитом скважины, приведенными в предыдущем параграфе, для случаев наличия и отсутствия зоны многолетней мерзлоты (6.11) и (6.17).

Последовательность расчетов по прогнозированию основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений при упруговодонапорном режиме залежи приведена ниже.

Для определения средневзвешенного пластового давления в газонасыщенной зоне по формуле (6.64) необходимо установить изменение газонасыщенного объема $V(t)$ в процессе разработки. Величина $V(t)$ в процессе разработки месторождения определяется по формуле:

$$V(t) = V_н - Q_в(t), \qquad (6.74)$$

где $Q_в(t)$ – суммарный объем вторгшейся воды в газовую залежь.

Величина $Q_в(t)$ зависит от многих факторов, в частности, от:

- фильтрационных параметров газоносной зоны и ее формы;
- темпа отбора газа;
- размеров водоносного бассейна и запасов упругой энергии водоносной зоны;
- изменения фильтрационных параметров газоносной зоны по контуру газоносности;
- параметра анизотропии газоносных пластов;
- применяемой системы разработки, вскрытия пластов и размещения эксплуатационных скважин;

– последовательности ввода в разработку высоко- и низкопроницаемых участков залежи и т.д.

Величина $Q_в(t)$ определяется приближенно и сравнительно точно путем использования численных методов путем создания геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов. Ниже приведены наиболее часто используемые методы приближенного определения $Q_в(t)$ для кругового и полосообразного пластов.

6.5.1. Определение $Q_в(t)$ при круговой форме залежи

Следует подчеркнуть, что в природе практически отсутствуют залежи круговой формы. Однако в большинстве случаев месторождения, имеющие овальную форму, условно заменяют круговой, как это показано на **рисунке 6.7**. При этом площадь залежи эллиптической формы $F_э$ приравнивается площади залежи круговой формы $F_к$, имеющей эквивалентный радиус $R_э$, т.е. величина $R_э$ является радиусом круга с площадью:

$$F_к = F_э = \pi R_э^2. \qquad (6.75)$$

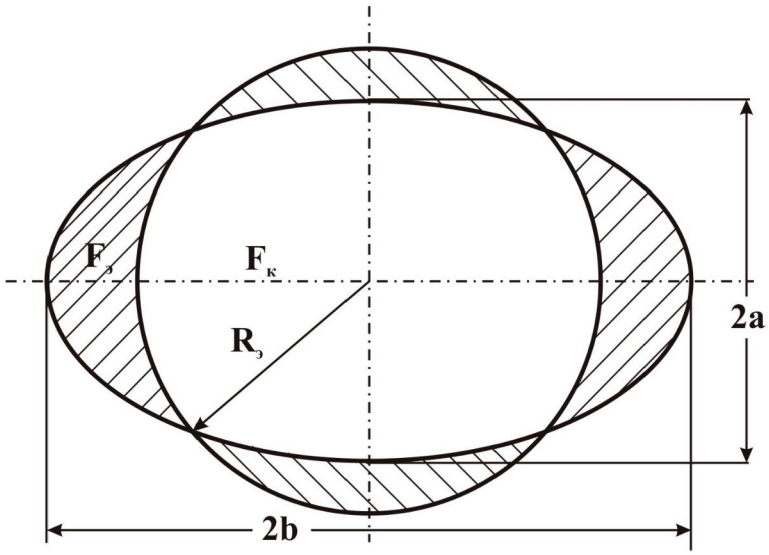

Рисунок 6.7 – Схема замены эллиптической формы газового месторождения эквивалентным кругом

Замена площади газоносности произвольной формы кругом вызвана необходимостью решения задачи о вторжении контурных вод в круговую залежь. Если форма газовой залежи отличается от формы круга, то получение простых расчетных формул для определения $Q_в(t)$ сопряжено с математическими сложностями. Кроме замены некруговой формы газовой залежи на круговую, необходимо предположить, что форма водоносного бассейна тоже круговая. Причем для получения расчетной формулы, позволяющей опре-

делить величину $Q_в(t)$ во времени, допускается, что проницаемость газоносной зоны по периметру залежи и толщина пласта постоянные. Допускается также, что пласт однородный по толщине. Следует также подчеркнуть, что замена залежи овальной формы круговой допускается, если продольная ось залежи 2b (см. **рисунок 6.7**) не превышает поперечную $2R_э$=2a более чем в 2 раза, т.е. заменить площадь газоносности кругом можно только тогда, когда **b≤2a**.

Для принятой схематизации, позволяющей газоносное произвольной формы месторождение заменить залежью круговой формы с радиусом $R_э$ считается, что это не залежь, а укрупненная скважина, к которой притекает вода. В качестве забойного давления "водяной скважины" принимается средневзвешенное пластовое давление газовой залежи, т.е. $P_{заб.в}=P_{пл.ср.г}$, изменяющегося в процессе разработки из-за отбора газа из газовой зоны. В общем виде количество воды, притекающей к этой укрупненной скважине, можно представить в виде:

$$Q_{в.сум}(t)=2\pi k_в h R_э^2 \Delta P \overline{Q}(f_0)/\mu_в \chi_в , \qquad (6.76)$$

где $k_в$ – средняя для воды проницаемость водоносного пласта; h – толщина водоносного (газоносного пласта) у стенки укрупненной скважины; $\mu_в$ – динамическая вязкость воды; $\chi_в$ – средневзвешенный коэффициент пьезопроводности, определяемый по формуле:

$$\chi_в=k_в/m\mu_в\beta, \qquad (6.77)$$

m – пористость; β – коэффициент объемной упругости, определяемый по формуле:

$$\beta=\beta_в+\beta_п/m, \qquad (6.78)$$

$\beta_в$, $\beta_п$ – коэффициенты объемной упругости воды и пласта, $\overline{Q}(f_o)$ – безразмерная функция, зависящая от параметра Фурье f_o, определяемого по формуле:

$$f_o=\chi \cdot t/R_э^2. \qquad (6.79)$$

Значения функции $\overline{Q}(f_o)$ определяются по известным величинам f_o, рассчитанным по формуле (6.79) для различных t, в процессе разработки из **таблицы 6.1**. При получении формулы (6.76) допускается, что для рассматриваемого отрезка времени величина депрессии на водоносный пласт, определяется по формуле:

$$P_{пл.вод}-P_{пл.газ}=\text{const}. \qquad (6.80)$$

В реальных условиях по мере отбора газа из месторождения величина средневзвешенного пластового давления газоносной зоны $\overline{P}_{пл}(t)$ изменяется. Поэтому для определения $Q_в(t)$ целесообразно задаваться характером изменения давления у стенки укрупненной скважины, т.е. характером изме-

нения $\overline{P}_{пл}(t)-\overline{P}_{пл.газ}$. С учетом вторжения воды в газовую залежь задаваться точным характером изменения $\overline{P}_{пл}(t)$ у стенки скважины невозможно. Поэтому вычисления объема вторгшейся в газовую залежь воды осуществляется методом последовательных приближений.

Таблица 6.1

№№ п.п.	Значения функции $\overline{Q}(f_0)$ и f_0											
	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$	f_0	$\overline{Q}(f_0)$
1	0,01	0,112	10	7,417	700	216,0	$70\cdot10^3$	$12,7\cdot10^3$	$6000\cdot10^3$	$776\cdot10^3$	$1000\cdot10^6$	$972\cdot10^5$
2	0,10	0,404	20	12,29	1000	293,1	$100\cdot10^3$	$17,6\cdot10^3$	$7000\cdot10^3$	$896\cdot10^3$	$3\cdot10^9$	$277\cdot10^6$
3	0,20	0,606	30	16,81	2000	532,0	$200\cdot10^3$	$33,1\cdot10^3$	$10\cdot10^6$	$125\cdot10^4$	$5\cdot10^9$	$451\cdot10^6$
4	0,30	0,758	50	24,82	3000	759,0	$300\cdot10^3$	$48,2\cdot10^3$	$20\cdot10^6$	$239\cdot10^4$	$10\cdot10^9$	$875\cdot10^6$
5	0,50	1,020	70	32,28	5000	1190	$500\cdot10^3$	$76,9\cdot10^3$	$30\cdot10^6$	$352\cdot10^4$	$50\cdot10^9$	$409\cdot10^7$
6	1,00	1,570	100	43,01	7000	1600	$700\cdot10^3$	$103\cdot10^3$	$50\cdot10^6$	$560\cdot10^4$	$100\cdot10^9$	$795\cdot10^7$
7	2,00	2,442	200	75,86	$10\cdot10^3$	2190	$1000\cdot10^3$	$146\cdot10^3$	$70\cdot10^6$	$782\cdot10^4$	$500\cdot10^9$	$375\cdot10^8$
8	3,00	3,209	300	105,8	$20\cdot10^3$	4080	$2000\cdot10^3$	$278\cdot10^3$	$100\cdot10^6$	$109\cdot10^5$	$1000\cdot10^9$	$728\cdot10^8$
9	5,00	4,541	500	162,4	$30\cdot10^3$	5890	$3000\cdot10^3$	$406\cdot10^3$	$300\cdot10^6$	$310\cdot10^5$	$2000\cdot10^9$	$142\cdot10^9$
10	7,00	5,749	600	189,7	$50\cdot10^3$	9340	$5000\cdot10^3$	$654\cdot10^3$	$500\cdot10^6$	$503\cdot10^5$		

В первом приближении считается, что давление на стенке укрупненной скважины снижается по газовому режиму, т.е. так, как будто бы вода в газовую залежь не поступает. Такой характер изменения средневзвешенного пластового давления при газовом режиме (давления на стенке укрупненной скважины) следует определить, используя уравнение материального баланса для случая, когда объем залежи $V_н$ постоянен в процессе разработки, т.е. по формуле:

$$\overline{P}_{пл}(t)=\frac{\overline{P}_н Z\left[\overline{P}_{пл}(t),T_{пл}\right]}{Z\left(\overline{P}_н(t),T_{пл}\right)}-\frac{Q_{доб}(t)P_{ат}T_{пл}Z\left[\overline{P}_{пл}(t),T_{пл}\right]}{V_н T_{ст}}. \qquad (6.81)$$

Полученное по этой формуле значение текущего средневзвешенного пластового давления в газовой залежи $\overline{P}_{пл}(t)$, принимаемого за давление у стенки укрупненной водяной скважины как забойное, целесообразно представить в виде зависимости $\overline{P}_{пл}(t)$ от t, а не от $Q_{доб}(t)$. Поэтому используе-

мые различные значения $Q_{доб}(t)$ следует представить в виде $Q_{доб}(t)$ от t. Затем эти значения времени t использовать для построения зависимости $\overline{P}_{пл}(t)$ от t, как это показано на **рисунке 6.8**. Далее эта зависимость разбивается на одинаковые интервалы с продолжительностью 0,5÷1,0 год и для этих отрезков времени находят значения ΔP_1, ΔP_2, ΔP_3 и т.д. (см. **рисунок 6.8**). Затем, используя метод суперпозиции, суммарное количество вторгшейся воды следует определить по формуле:

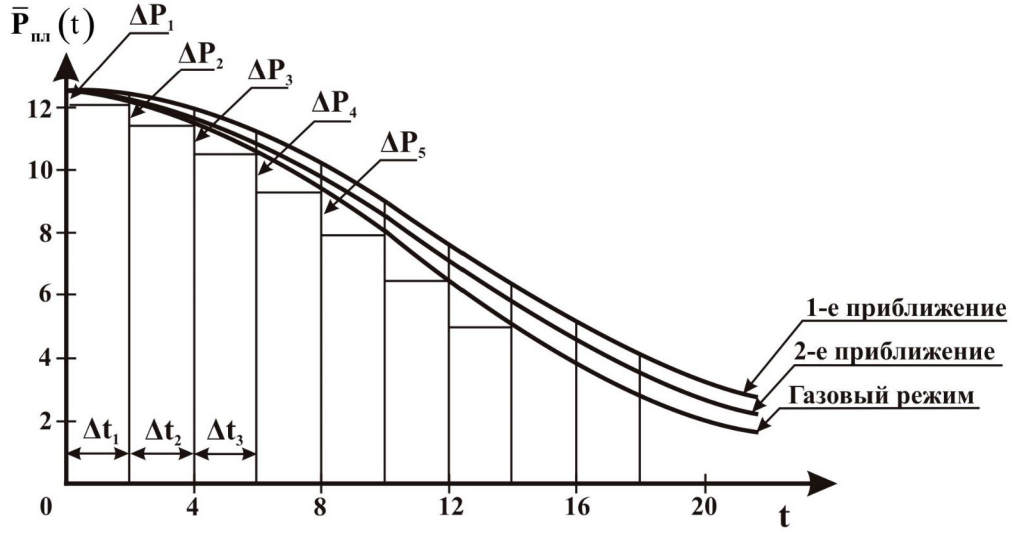

Рисунок 6.8 – Изменение средневзвешенного по залежи давления в процессе разработки при газовом режиме и упруговодонапорном режиме после 1-го и 2-го приближений

$$Q_{в.сум}(t)=\frac{2\pi k_в h R_э^2}{\mu_в \chi_в}\begin{bmatrix}\Delta P_0\overline{Q}(f_0)+\Delta P_1\overline{Q}(f_0-f_{01})+\Delta P_2\overline{Q}(f_0-f_{02})+...\\ +\Delta P_{п-1}\overline{Q}(f_0-f_{0п-1})\end{bmatrix}. \quad (6.82)$$

При этом перепады давлений ΔP_o, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. становятся определяющими для вычисления количества притекающей к укрупненной скважине воды, т.е. в газовую залежь за отрезки времени t, $t-t_1$, $t-t_2$ и т.д. Значения функций Фурье за эти отрезки времени вычисляются по формулам:

$$f_o=\chi t/R_э^2;\ f_o-f_{o1}=\chi(t-t_1)/R_э^2;\ f_o-f_{o2}=\chi(t-t_2)/R_э^2;$$

$$f_o-f_{оп-1}=\chi(t-t_{п-1})/R_э^2=\chi\times\Delta t/R_э^2 \quad (6.83)$$

По известным значениям ΔP_o, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. и исходя из величин t, $t-t_1$, $t-t_2$ и т.д. по известным f_o, f_o-f_{o1}, f_o-f_{o2} и т.д. находят из **таблицы 6.1** безразмерные $\overline{Q}(f_o)$,$\overline{Q}(f_o-f_{o1})$, $\overline{Q}(f_o-f_{o2})$ и т.д., используя формулу (6.82), вычисляют $Q_{в.сум}(t)$ для залежи круговой формы.

Полученный объем воды $Q_{в\ сум}(t)$ будет максимальным, так как характер изменения средневзвешенного пластового давления $\overline{P}_{пл}(t)$ во времени был установлен в первом приближении исходя из газового режима. Это означает, что определенные из **рисунка 6.8** величины ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. завышены, так как при газовом режиме не учитывается уменьшение объема газонасыщенной залежи по мере вторжения воды в газовую залежь. Вторжение воды в залежь, начиная с пуска месторождения в разработку, приводит к уменьшению объема залежи $V(t)<V_н$ и поэтому темп падения средневзвешенного давления в залежи будет более медленный, чем при газовом режиме.

Для уточнения объема воды, вторгшейся в залежь, результаты расчетов $Q_{в.сум}(t)$ полученных в первом приближении, для значений ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. при предположении газового режима используются в уравнениях (6.74) и (6.64) для определения $\overline{P}(t)$. Это означает, что использованы завышенные $Q_{в.сум}(t)$ из-за величин ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2, вычисленных из кривой, полученной для газового режима, при котором их значения превышают истинные из-за более медленного снижения пластового давления при вторжении воды в залежь. Поэтому найденные для различных отрезков времени значения $\overline{P}(t)$ будут больше, чем их истинные значения. Для уточнения величин $\overline{P}(t)$ во времени следует на **рисунке 6.8** построить новую зависимость $\overline{P}(t)$ от t, полученной по результатам первого приближения, т.е. по результатам $Q_{в.сум}(t)$, вычисленных при ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. из кривой 1, построенной для газового режима. Эта зависимость показана кривой 2 на этом же рисунке. Новые ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2 для тех же отрезков времени будут несколько меньшими, чем ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2, полученные из первой кривой.

Используя формулу (6.74) по новым ΔP_0, ΔP_1, ΔP_2 и т.д. определенным из кривой 2 вычисляем новые $Q_{в.сум}(t)$, которые будут меньшими, чем $Q_{в.сум}(t)$ вычисленные по депрессиям, снятым из первой кривой. По полученным новым $Q_{в.сум}(t)$ по формуле (6.64) снова находим средневзвешенные пластовые давления газовой залежи $\overline{P}(t)$. Эти давления будут меньшими, чем $\overline{P}(t)$ рассчитанные по первым $Q_{в.сум}(t)$, и графически будут находиться между 1-й и 2-й кривой $\overline{P}(t)$ от t. Результаты расчетов $\overline{P}(t)$ второго приближения показаны как 2-е приближение на **рисунке 6.8**.

Новый расчет определения $Q_{в.сум}(t)$ должен быть произведен по депрессиям ΔP_i, определенным из зависимости $\overline{P}(t)$ от t с использованием 2-го приближения. Эти суммарные дебиты воды $Q_{в.сум}(t)$ во времени будут наиболее близки к объему вторгшейся воды в газовую залежь. Результаты таких расчетов для круговой залежи показаны на **рисунке 6.9**.

Предлагаемая методика расчета суммарного объема вторгшейся в газовую залежь воды является приближенной даже для идеально однородного

пласта, что связано со схематизацией задачи. Для многослойных неоднородных залежей эта методика не применима. Оценка величины $Q_{сум}(t)$ по каждому пропластку возможна при отсутствии взаимодействий пропластков, т.е. при параметре анизотропии æ=0 и неизменных во времени параметрах водоносной зоны, т.е. в случае, когда продвижение воды в газовые пропластки с различными объемами и проницаемостями не отражается на параметрах водоносной зоны.

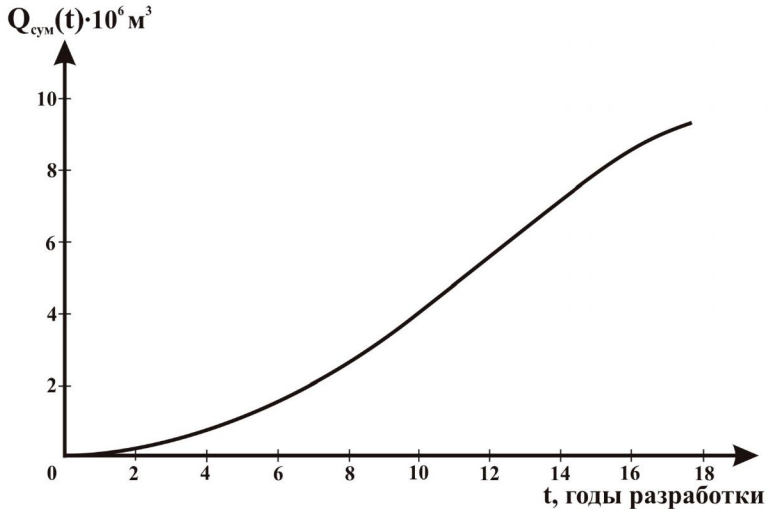

Рисунок 6.9 – Изменение суммарного объема вторгшейся в газовую залежь воды в процессе разработки

6.5.2. Определение $Q_в(t)$ при полосообразной форме залежи

В предыдущем пункте было отмечено, что залежь овальной эллиптической формы может быть заменена круговой формой, если продольная ось эллипса меньше или равна двум поперечным. В противном случае объем вторгающейся в залежь воды будет определен с большой погрешностью. В реальных условиях часто это условие не выполняется. Если даже это условие выполняется на конкретном месторождении в целом, то в зависимости от времени ввода в разработку отдельных участков залежи возникает ситуация, когда замена овальной формы на круговую недопустима. На реальных месторождениях (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Оренбургское) в зависимости от ввода в разработку отдельных участков этих месторождений вторжения воды в газовую залежь происходит не как к круговой залежи, а как в залежь полосообразной формы, как это показано на **рисунке 6.10**. В каждом из отмеченных номерами участков контурная вода вторгается в газовую залежь только по внешнему контуру газоносности.

В залежь полосообразной формы, как например участок № 3 на **рисунке 6.10**, когда вода вторгается только по внешней границе, ее объем определяется приближенно по формуле:

$$Q_{в\,сум}(t) = \frac{4k_в Lh \cdot 5617{,}6}{\mu_в [\pi\chi_в]^{0,5} 10^9} \left[\sum_{j=1}^{m=i} \Delta P_j \sqrt{i - ij} \right] K, \qquad (6.84)$$

где
$$\Delta P_j = [P_{i-1} - P_{i+1}]/2, \qquad (6.85)$$

i – годы разработки, ij – текущий год, h – толщина пласта, $k_в$ – коэффициент проницаемости для воды, $\chi_в$ – коэффициент пьезопроводности пласта, K – коэффициент при одностороннем поступлении воды в залежь, $\mu_в$ – вязкость воды, L – длина зоны в км.

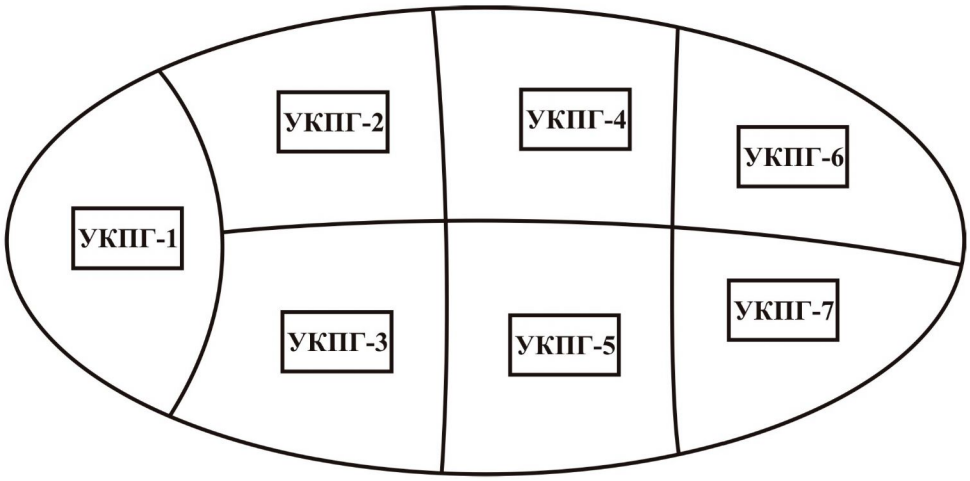

Рисунок 6.10 – Схемы зон, дренируемых скважинами, подключенными к различным УКПГ, используемые при оценке продвижения воды в газовую залежь

По формуле (6.84) при исходных данных, близких к данным УКПГ-2 Оренбургского месторождения L=30 км, $k_в$=0,0012 мкм^2, h=450 м, $\mu_в$=1,2 мПа·с, $\chi_в$=0,055 м^2/с и K=0,5, определен суммарный объем вторгшейся в газовую залежь воды за 16 лет разработки залежи. Эти результаты приведены в **таблице 6.2** и показаны на **рисунке 6.11**.

Таблица 6.2

Годы разработки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$P_{пл}$, МПа	19,3	19,27	17,8	17,3	16,5	16,0	15,4	14,9	14,6	13,9	13,7	13,3	13,0	12,5	12,3	11,8
$Q_{в.сум}(t)$ ·10^3 м^3	0	1,824	280,0	755,0	122,20	1747,0	2287	2859	3401	3982	4583	5152	5722	6337	6904	7479

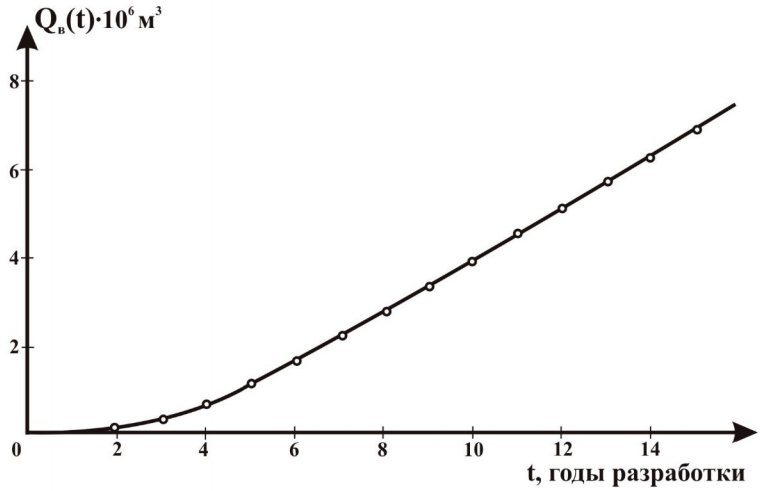

Рисунок 6.11 – Изменение объема вторгшейся воды в зону, дренируемую скважинами, подключенными к одной из УКПГ Оренбургского месторождения

Газонасыщенный объем пор участка УКПГ-2 равен $6{,}8\cdot10^8$м^3. Общий объем, занятый водой, за 16 лет составляет около 0,013%. В приведенном выше примере вторжения контурной воды в полосообразную залежь пласт принят однородным, а проницаемость по периметру постоянной. Если проницаемость по внешнему контуру изменяется, то при расчетах $Q_{в.сум}(t)$ по каждому участку следует использовать свою для данного участка проницаемость k.

6.6. Приближенное определение основных показателей разработки газовых месторождений при упруговодонапорном режиме залежи в период падающей добычи газа

При упруговодонапорном режиме залежи, так же как и при газовом, в период падающей добычи газа система уравнений, совместное решение которой позволяет определить основные показатели разработки, не замкнута, так как в уравнении материального баланса (6.64) неизвестны годовые отборы газа. Величину $Q_{доб}(t)$ в уравнении материального баланса можно найти различными способами. В частности, путем использования вместо уравнения материального баланса дифференциального уравнения истощения газовой залежи, имеющего вид:

$$n(t)Q(t) = -\frac{1}{P_{ат}}\frac{d}{dt}\left[\frac{\overline{P}(t)\overline{\alpha}_г V(t)}{Z\left[\overline{P}(t)\right]}\right]\cdot\frac{T_{ст}}{T_{пл}}, \qquad (6.86)$$

где $\overline{\alpha}_г$ – средняя текущая газонасыщенность пласта; $V(t)\cdot\overline{\alpha}_г$ – текущий газонасыщенный объем залежи.

Если проинтегрировать уравнение (6.86) в пределах от t–Δt до t, то получим:

$$\frac{P_{ат}T_{пл}\Delta t}{2T_{ст}}\left[n(t-\Delta t)Q(t-\Delta t)+n(t)Q(t)\right]=\frac{\overline{\alpha}_{г}V(t-\Delta t)\overline{P}(t-\Delta t)}{Z\left[\overline{P}(t-\Delta t)\right]}-\frac{\overline{\alpha}_{г}V(t)\overline{P}(t)}{Z\left[\overline{P}(t)\right]},\quad(6.87)$$

где Q(t) – дебит проектной скважины в момент времени t. Величина Q(t) в период падающей добычи газа зависит от коэффициентов фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b***, от депрессии на пласт, от текущего пластового давления $\overline{P}(t)$ и т.д. Во избежание загромождения расчетных формул зависимостями μ(P) и *Z*(P) входящих в структуру коэффициентов *a* и *b* допустим, что эти коэффициент в период падающей добычи от давления не зависят. Тогда из уравнения притока газа к "средней" скважине получим:

$$Q(t)=\frac{-a+\left\{a^2+4b\Delta P\left[2\overline{P}_1(t)-\Delta P\right]\right\}^{0,5}}{2b}.\quad(6.88)$$

Входящий в формулу (6.87) текущий газонасыщенный объем $\overline{\alpha}_{г}V(t)$ должен быть определен по формуле:

$$\overline{\alpha}_{г}V(t)=\overline{\alpha}_{г}V_{н}-\left\{Q_{всум}(t-\Delta t)+\left[Q_{в}(t-\Delta t)+Q_{в}(t)\right]\Delta t\right\}\quad(6.89)$$

где $Q_{в.сум}(t-\Delta t)$ – суммарное количество воды, вторгшейся в газовую залежь к моменту времени t–Δt; $Q_{в}(t-\Delta t)$ – текущий дебит воды в момент времени t–Δt; $\Delta Q_{в}(t)$ – разность дебитов воды соответственно при t и t–Δt; Δt – шаг по времени при расчетах продвижения воды желательно принимать 0,5 или 1,0 год; $V_{н}$ – начальный объем газоносной зоны.

С учетом формул (6.88) и (6.89) вместо (6.87) получим:

$$\frac{P_{ат}T_{пл}\Delta t}{2T_{ст}}\left\{n(t-\Delta t)Q(t-\Delta t)+n(t)\left[-\frac{a}{2b}+\left[\frac{a^2}{4b^2}+\frac{\Delta P\left[2\overline{P}(t)-\Delta P\right]}{b}\right]^{0,5}\right]\right\}=$$
$$=\frac{\overline{\alpha}_{г}V(t-\Delta t)\overline{P}(t-\Delta t)}{Z\left[\overline{P}(t-\Delta t)\right]}-\frac{\overline{P}(t)}{Z\left[\overline{P}(t)\right]}\left\{\overline{\alpha}_{г}V_{н}-\left[\begin{array}{l}Q_{всум}(t-\Delta t)+\\+\left[Q_{в}(t-\Delta t)+Q_{в}(t)\right]\Delta t\end{array}\right]\right\}.\quad(6.90)$$

Давление на стенке укрупненной скважины, имеющей условный радиус $R_{э}$, является одним из основных параметров, необходимых для определения величин $Q_{в}(t-\Delta t)$ и $\Delta Q_{в}(t)$. Величина этого давления может быть определена по формуле (6.18):

$$P(R_{э},t)=P_{н}-\frac{\mu_{в}}{2\pi Kh}\cdot\Delta Q_{в}(t)\overline{P}\left(f_0-f_{0_{в-1}}\right)-\frac{\mu_{в}}{2\pi Kh}\cdot\sum_{i=1}^{n}\Delta Q_{в_j}(t)\overline{P}\left(f_0-f_{0_{i-1}}\right),\quad(6.91)$$

где $$f_{0_0}=0;\ \ t=n\Delta t;\quad f_0-f_{0_{n-1}}=\frac{\chi\Delta t}{R_э^2}\ ;\ \ \Delta Q_{в_1}=Q_{в_1}. \tag{6.92}$$

Связь между дебитом воды $Q_в(t-\Delta t)$ и давлением на стенке укрупненной скважины $R_э$ и на любом расстоянии от стенки этой скважины может быть представлена в виде:

$$Q_в(t-\Delta t)+Q_в(t)=\frac{2\pi k_в h}{\mu_в \ln\frac{R_э}{R(t)}}\left\{P_н-\frac{\mu_в}{2\pi k_в h}\overline{P}\left(f_0-f_{0_{n-1}}\right)\Delta Q_в(t)-\right.$$
$$\left.-\frac{\mu_в}{2\pi k_в h}\sum_{i=1}^{n-1}\Delta Q_{в_j}\overline{P}\left(f_0-f_{0_{n-1}}\right)-\left[\overline{P}(t)-\rho_в y(t)\right]\right\}. \tag{6.93}$$

Введем обозначения:

$$C_1=C_3\left[P_н-\frac{\mu_в}{2\pi k_в h}\sum_{i=1}^{n-1}\Delta Q_{в_i}\overline{P}\left(f_0-f_{0_{i-1}}\right)-\rho_в y(t)\right]-Q_в(t-\Delta t)\ln\frac{R_э}{R(t)}, \tag{6.94}$$

$$C_2=\ln\frac{R_э}{R(t)}+\frac{k_в}{K}\overline{P}\left(f_0-f_{0_{n-1}}\right)\quad\text{и}\quad C_3=\frac{2\pi k_в h}{\mu_в}. \tag{6.95}$$

Тогда вместо (6.93) получим:

$$\Delta Q_в(t)=\frac{C_1}{C_2}-\frac{C_2}{C_3}\overline{P}(t), \tag{6.96}$$

где $y(t)$ – высота подъема ГВК в момент времени t.

Подставляя значение $\Delta Q_в(t)$ в формулу (6.90), получим:

$$\frac{P_{ат}T_{пл}\Delta t}{2T_{ст}}\left\{n(t-\Delta t)Q(t-\Delta t)+n(t)\left[-\frac{a}{2b}+\left[\frac{a^2}{4b^2}+\Delta P\left[2\overline{P}(t)-\Delta P\right]\right]^{0,5}\right]\right\}=$$
$$=\frac{\overline{\alpha}_г V(t-\Delta t)\overline{P}(t-\Delta t)}{Z\left[\overline{P}(t-\Delta t)\right]}-\frac{\overline{P}(t)}{Z\left[\overline{P}(t)\right]}\left\{\overline{\alpha}_г V_н-\left[\begin{array}{l}Q_{в.сум}(t-\Delta t)+Q_в(t-\Delta t)\Delta t+\\+\frac{C_1}{C_2}\Delta t+\frac{C_3}{C_2}\overline{P}(t)\Delta t\end{array}\right]\right\}. \tag{6.97}$$

Уравнение (6.97) решается методом подбора значения $\overline{P}(t)$ таким образом, чтобы равенство (6.97) выполнялось. При этом наиболее удобным ориентиром может служить равенство значений величин, входящих в это равенство, их значениям при $t-\Delta t$, т.е. перед началом падающей добычи газа. Это означает, что следует принимать:

$$R(t)\approx R(t-\Delta t);\ Z\left[\overline{P}(t)\right]\approx Z\left[\overline{P}(t-\Delta t)\right];\ y(t)\approx y(t-\Delta t)\text{ и т.д.} \tag{6.98}$$

Суммарное количество воды, поступившейся в газовую залежь к моменту времени, t следует определить по формуле:

$$Q_{в.сум}(t)=Q_{в.сум}(t-\Delta t)+[Q_в(t-\Delta t)+\Delta Q_в(t)]\Delta t. \qquad (6.99)$$

Значение $Q_{в.сум}(t)$ должно быть использовано для уточнения величины текущего радиуса газоносности R(t), т.е. для определения нового радиуса укрупненной скважины.

Расчеты величин $Z[\overline{P}(t)]$, R(t), y(t) необходимы для нахождения величины $\overline{P}(t)$, а величина $\overline{P}(t)$ – для определения текущего дебита газовой скважины Q(t) по формуле (6.88).

По известной величине Q(t), используя формулу:

$$Q_{доб}(t)=n(t)Q(t) \qquad (6.100)$$

вычисляется отбор газа из залежи. Без знания $Q_{доб}(t)$ невозможно определение средневзвешенного давления из уравнения (6.86). С учетом (6.100) представим формулу (6.97) в виде:

$$\begin{aligned} Q_{доб}(t)-Q_{доб}(t-\Delta t)= &\frac{\overline{\alpha}_г V(t-\Delta t)\overline{P}(t-\Delta t)T_{ст}}{P_{ат}z\left[\overline{P}(t-\Delta t)\right]T_{пл}}-\frac{\overline{P}(t)T_{ст}}{P_{ат}Z\left[\overline{P}(t)\right]T_{пл}}\times \\ \times&\left\{\overline{\alpha}_г V_н-\left[Q_{в.сум}(t-\Delta t)+Q_в(t-\Delta t)\Delta t+\frac{C_1}{C_2}\Delta t+\frac{C_3}{C_2}\overline{P}(t)\Delta t\right]\right\}. \end{aligned} \qquad (6.101)$$

Уравнение (6.101) относительно средневзвешенного пластового давления $\overline{P}(t)$ может быть представлено в виде:

$$\overline{P}(t)=-\frac{b}{2a}+\left[\frac{b^2}{4a^2}+\frac{c}{a}\right]^{0,5}, \qquad (6.102)$$

где

$$a=C_3\Delta tT_{ст}/C_2P_{ат}Z\left[\overline{P}(t)\right]T_{пл}], \qquad (6.103)$$

$$b=\frac{\overline{P}(t)T_{ст}}{P_{ат}Z\left[\overline{P}(t)\right]T_{пл}}\left\{\overline{\alpha}_г V_н-\left[Q_{в.сум}(t-\Delta t)+Q_в(t-\Delta t)\Delta t+\frac{C_1}{C_2}\Delta t\right]\right\}, \qquad (6.104)$$

$$c=\frac{\overline{\alpha}_г V(t-\Delta t)\overline{P}(t-\Delta t)T_{ст}}{P_{ат}Z\left[\overline{P}(t-\Delta t)\right]T_{пл}}+Q_{доб}(t-\Delta t)-Q_{доб}(t). \qquad (6.105)$$

Приведенная выше последовательность расчета выполняется для каждого нового шага времени. Учитывая, что падающая добыча газа начинается с 50% $Q_{зап}$ извлечения начальных запасов газа, нетрудно оценить объем необходимых расчетов в период падающей добычи газа при упруговодонапорном режиме залежи.

Приведенный выше приближенный метод определения основных показателей разработки газовых месторождений с упруговодонапорным режимом приемлем для однородных изотропных газоносных пластов с постоянной толщиной. Если газоносный пласт состоит из нескольких неоднородных по проницаемости пропластков, то предложенная и без того приближенная методика определения объема вторгшейся в газовую залежь воды станет неприемлемой. При этом приближенность методики связана не с методом решения поставленной задачи, а с допущениями при схематизации задачи.

В случае отсутствия взаимодействия пропластков многопластовой залежи, а это может быть при вертикальных проницаемостях каждого пропластка равных $k_{вер}=0$, приведенные выше формулы могут быть использованы для каждого пропластка с такой же точностью, как и для однородных залежей.

6.7. Использование “средней” скважины при приближенном методе прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений

6.7.1. Вертикальные скважины

Приближенный метод прогнозирования основных показателей разработки включает в себя несколько определяющих положений, являющихся основой этого метода. К таким определяющим признакам относятся использование:

1) уравнения материального баланса для определения средневзвешенного пластового давления в процессе разработки, независимо от: размещения скважин, сроков ввода в разработку отдельных участков залежи, неоднородности залежи, наличия гидродинамической связи между пропластками, параметра анизотропии и т.д.;
2) понятия “средней” проектной скважины, представляющей собой скважину со средней глубиной, среднюю конструкцию, среднюю допустимую депрессию на пласт, средний дебит и средние коэффициенты фильтрационного сопротивления;
3) средних параметров пористой среды при оценке суммарного объема вторгшейся в газовую залежь воды.

Использование “средней” скважины означает, что проектные скважины могут отличаться от фактических скважин, пробуренных на месторождении. Однако при этом суммарное число фактических и проектных скважин должно быть равными. Причем совпадение проектного числа “средних” скважин с числом фактических будет зависеть от исходных данных, использованных при определении параметров средней скважины. Если исходные данные, использованные при определении средней скважины, получены по реальным скважинам, расположенным сравнительно равномерно по всей газоносной площади, то параметры средних скважин, в конечном счете, будут близки с параметрами фактических скважин.

При определении параметров средней проектной скважины проектировщик должен учесть:

– расположение и число скважин, по результатам исследования которых рассчитываются параметры средней скважины;
– степень вскрытия пласта скважинами и типы использованных перфораторов;
– характеристику бурового раствора, использованного при вскрытии продуктивного интервала;
– процесс освоения скважин;
– величину депрессий на пласт при освоении и исследовании скважин и ее влияния на параметры призабойной зоны;
– конструкции скважин и возможность выноса твердых и жидких частиц из ствола и многие другие факторы.

Методика определения параметров средней проектной скважины сводится к использованию уравнения притока к каждой из имеющихся скважин к моменту составления технологической схемы или проекта разработки месторождения:

$$\Delta P_1^2 = P_{пл1}^2 - P_{з1}^2 = a_1 Q_1 + b_1 Q_1^2, \qquad (6.106)$$

$$\Delta P_2^2 = a_2 Q_2 + b_2 Q_2^2, \qquad (6.107)$$

... ...

$$\Delta P_n^2 = a_n Q_n + b_n Q_n^2. \qquad (6.108)$$

Просуммировав, эти уравнения получим:

$$\sum_1^n \Delta P_i^2 = \sum_1^n a_i Q_i + \sum_1^n b_i Q_i^2, \qquad (6.109)$$

где i – число скважин $i = 1, 2, 3, ...n$.

Если разделить обе стороны на число исследованных скважин, то получим:

$$\sum_1^n \Delta P_i^2 \Big/ n = \frac{1}{n}\sum_1^n a_i Q_i + \frac{1}{n}\sum_1^n b_i Q_i^2. \qquad (6.110)$$

Пусть уравнение притока к средней скважине будет:

$$\Delta P_{ср}^2 = a_{ср} Q_{ср} + b_{ср} Q_{ср}^2. \qquad (6.111)$$

Тогда из уравнений (6.110) и (6.111) получим:

$$\Delta P_{ср}^2 = \frac{1}{n}\sum_1^n \Delta P_i^2 \quad \text{и} \quad Q_{ср} = \frac{1}{n}\sum_1^n Q_i. \qquad (6.112)$$

С учетом (6.112) формулу (6.110) можно представить в виде:

$$\frac{1}{n}\sum_{1}^{n}\Delta P_i^2 = a_{ср}\frac{1}{n}\sum_{1}^{n}Q_i + b_{ср}\left[\frac{1}{n}\sum_{1}^{n}Q_i\right]^2. \qquad (6.113)$$

Значения коэффициентов фильтрационного сопротивления $\boldsymbol{a}_{ср}$ и $\boldsymbol{b}_{ср}$, используемые при прогнозировании показателей разработки, включают в себя скважины как эксплуатационные, так и из разведочного фонда. Их величины зависят от степени вскрытия пласта, от качества работ, проведенных в разведочных скважинах перед их переводом в фонд эксплуатационных, от закономерности изменения дебита скважины от депрессии на пласт и т.д. Принятое для проектной скважины уравнение притока газа несколько идеализировано. Это означает, что коэффициенты $\boldsymbol{a}_{ср}$ и $\boldsymbol{b}_{ср}$ величины постоянные и не зависят от величины депрессии на пласт. В реальных условиях практически нет ни одной скважины, в которой эти коэффициенты были бы постоянными на всех режимах хотя бы потому, что при различных забойных давлениях (депрессиях), создаваемых в процессе исследования, значения коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости, входящие в формулу, будут разные. Это особенно заметно в скважинах, исследованных при большом диапазоне изменения депрессии на пласт. Даже для таких месторождений, как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др. в скважинах, у которых величина депрессии на пласт не превышает 5 атм. значения коэффициентов $\boldsymbol{a}$ и $\boldsymbol{b}$ меняются незначительно от режима к режиму. В качестве примера на **рисунке 6.12** показана зависимость ΔP^2 от Q скважины Ямбургского месторождения. Как видно из этой зависимости, кривизна этой зависимости изменяется от режима к режиму. Следовательно, коэффициенты в уравнении притока газа к этой скважине не являются постоянными и уравнение притока отличается от уравнения параболы. Формула (6.111), принятая для средней проектной скважины, предполагает постоянство коэффициентов $\boldsymbol{a}_{ср}$ и $\boldsymbol{b}_{ср}$, что равносильно постоянству кривизны зависимости ΔP^2 от Q.

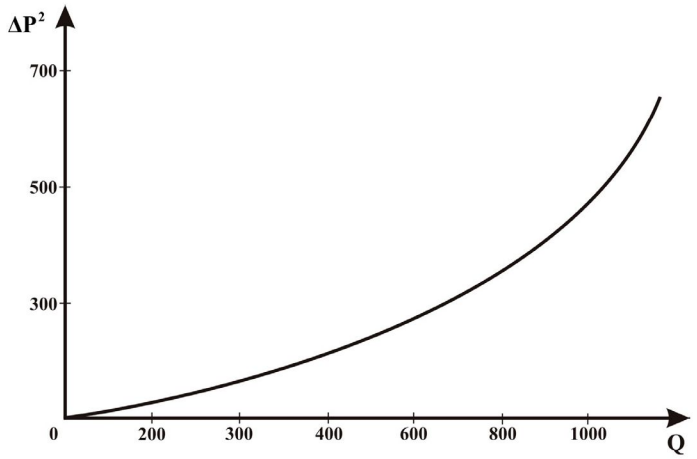

Рисунок 6.12 – Зависимость ΔP^2 от Q в скважине, вскрывшей сеноманскую залежь Ямбургского месторождения

Из уравнений (6.110) и (6.113) следует, что средние коэффициенты фильтрационного сопротивления должны быть определены как средневзвешенные по дебиту скважин по формулам:

$$a_{ср} = \frac{\sum_{1}^{n} a_i Q_i}{\sum_{1}^{n} Q_i}; \; b_{ср} = \frac{n\sum_{1}^{n} b_i Q_i^2}{\left[\sum_{1}^{n} Q_i\right]^2} \tag{6.114}$$

Для заданной депрессии на пласт $\Delta P_{ср}$ уравнение притока газа к средней проектной скважине должно иметь вид:

$$\Delta P_{ср}\left[2P_{пл}(t) - \Delta P_{ср}\right] = a_{ср} Q_{ср} + b_{ср} Q_{ср}^2. \tag{6.115}$$

Следует подчеркнуть, что, как правило, большинство скважин не полностью вскрывают пласт (пропластки). Причем степень несовершенства зависит не только от положения ГВК, но и от многопластовости залежи и наличия в разрезе практически непроницаемых для подошвенной воды пропластков. Поэтому, если проектные скважины, запланированные на различных участках залежи, будут отличаться степенью вскрытия продуктивного интервала, то величины коэффициентов $\boldsymbol{a}$ и $\boldsymbol{b}$ следует определить с учетом предполагаемого вскрытия пласта, используя формулы:

$$a_{нс} = a \cdot \overline{h} \;\text{ и }\; b_{нс} = b \cdot (\overline{h})^2. \tag{6.116}$$

В большинстве случаев проектировщики используют значения $\boldsymbol{a}_{ср}$ и $\boldsymbol{b}_{ср}$ для всей газоносной площади. Такой подход облегчает объем расчетов, но допускает больше возможности отклонения проектных показателей от фактических. Поэтому при определении параметров средней проектной скважины следует площадь месторождения разделить на участки и для каждого участка рассчитать свои коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Точность средних значений коэффициентов фильтрационного сопротивления, определяемых по результатам исследования, зависит от числа скважин, имеющихся к моменту проектирования и места их расположения. Если большинство скважин, по коэффициентам которых определяются $\boldsymbol{a}_{ср}$, $\boldsymbol{b}_{ср}$, расположены на участке с высокой проницаемостью, то проектные дебиты при заданном ΔP будут завышенными, а если скважины расположены на участке с низкой проницаемостью, то дебиты проектных скважин будут заниженными. Учитывая это, проектировщик обязан не только по имеющимся результатам определить $\boldsymbol{a}_{ср}$ и $\boldsymbol{b}_{ср}$, но и оценить возможные изменения этих коэффициентов по мере ввода в разработку новых участков.

6.7.2. Горизонтальные скважины

В отличие от "средних" проектных вертикальных скважин, которые имеют ограниченную возможность по длине вскрываемого продуктивного интервала, горизонтальные скважины имеют возможность:

- увеличить длину вскрываемого интервала в десятки и сотни раз по сравнению с толщиной продуктивного интервала. Для горизонтальных скважин длина вскрытия продуктивного интервала зависит от проектировщика и к настоящему времени $L_г$ доходит до нескольких тысяч метров;
- вскрывать только один или несколько пропластков в зависимости от проницаемости пропластков, запасов газа в них, выбрать профиль горизонтального ствола;
- перемещать сечение по горизонтальному стволу, на котором имеет место максимальная депрессия на пласт.

Поэтому прежде чем определить "среднюю" проектную горизонтальную скважину, проектировщик обязан проанализировать материалы по типу залежи, ее неоднородности по толщине, угол наклона пластов, наличие гидродинамической связи между пропластками, параметры анизотропии пропластков, последовательность залегания высоко– и низкопроницаемых пропластков, конструкцию горизонтального ствола: длину и диаметр фонтанных труб и многие другие параметры пласта и скважины. Проектировщик должен знать изменения дебита горизонтальной скважины в зависимости от ее длины, от депрессии на пласт, от параметра анизотропии и от расположения горизонтального ствола по толщине пласта и границы дренируемой зоны, а также от полноты вскрытия пласта (в плане).

К настоящему времени оптимальная конструкция горизонтального ствола приближенными методами аналитически не достаточно обоснована. Следует подчеркнуть, что простая аналитическая связь между дебитом и депрессией установлена при $P_з$=const по длине горизонтального ствола, вскрывшего полностью полосообразный однородный пласт длиной $L_{фр}=L_г$ и при $P_{пл}$=const.

При определении "средней" проектной горизонтальной скважины следует исходить из влияния различных термобарических параметров и геометрических размеров горизонтального ствола и дренируемой зоны, расположения ствола по толщине и относительно границ зоны дренирования. Связь производительности горизонтальной скважины с перечисленными параметрами может быть установлена по формуле:

$$P_{пл}^2-P_з^2=\frac{\alpha^* Q}{2L}\left[\frac{R_к}{\alpha_1}+\frac{\beta_1}{\alpha_1^2}\ln\frac{R_к+D_c-\beta_1/\alpha_1}{D_c-\beta_1/\alpha_1}\right]+$$
$$+\frac{b^* Q^2}{8L^2}\left[\frac{R_к}{\alpha_1^2}+\frac{2\beta_1}{\alpha_1^3}\ln\frac{R_к+D_c-\beta_1/\alpha_1}{D_c-\beta_1/\alpha_1}+\frac{\beta_1^2}{\alpha_1^4}\left(\frac{1}{D_c-\beta_1/\alpha_1}-\frac{1}{R_к+D_c-\beta_1/\alpha_1}\right)\right]; \quad (6.117)$$

$$\text{где } \alpha_1 = R_c + æ\alpha,\ \ \beta_1 = æ\beta,\ \ \ æ = \left[k_в / k_г\right]^{0,5}, \qquad (6.118)$$

$$\alpha = \left[h - D_c\right]\cdot\left[D_c + R_к\right]/2R_к,\ \ \beta = \alpha\cdot D_c\,. \qquad (6.119)$$

Приемлемость формулы (6.117) проверена точным численным решением с использованием геолого-математических моделей нескольких месторождений и результаты проверки приведены в **таблице 6.3**.

Производительность горизонтальной скважины, рассчитанная по формуле (6.117) для различных значений æ и длины горизонтального ствола $L_г$=100, 200, 300, 400 и 500 м, показана на **рисунке 6.13**. Как видно из **рисунка 6.13**, увеличение длины горизонтального ствола $L_г$ и, следовательно, длины дренируемого полосообразного пласта $L_{фр}$ при заданном параметре анизотропии æ приводит к практически линейному росту производительности горизонтальной скважины.

Таблица 6.3

Проверка пригодности предложенного приближенного метода определения производительности горизонтальной скважины в сравнении с точным численным методом с использованием нелинейной нестационарной фильтрации газа

Месторождение	$P_{пл}$, атм.	$P_з$, атм.	Дебит горизонтальной скважины, тыс.м^3/сут.			Параметры, используемые при расчетах
			по формуле (6.117)	численное	погрешность, %	
Средне-Ботуобинское	148	143,8	201,6	200	0,8	h=10 м; $R_к$=200 м; $L_г$=200 м; a=0,0608; b=1,397·10^{-7}
–//–	148,1	143,8	207,4	200	3,7	h=20 м; $R_к$=400 м; $L_г$=200 м; a=0,0605; b=6,936·10^{-8}
Уренгойское (валанж.)	305,3	254,7	505,2	500	1,0	h=10 м; $R_к$=500 м; $L_г$=200 м; a=0,532; b=5,706·10^{-5}

Для горизонтальных скважин вместо влияния степени вскрытия пласта вертикальными скважинами, т.е. вместо несовершенства вскрытия пласта по степени, возникает влияние асимметричности расположения горизонтального ствола по толщине и полноте вскрытия фрагмента пласта, приходящегося на долю горизонтальной скважины вдоль или поперек фрагмента. Для учета влияния асимметричности расположения горизонтального ствола на производительность скважины (см. **рисунок 6.14а**) следует пользоваться формулой:

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{a^* Q}{2L_г}\left[\frac{2}{h_1}\left(h1 + R_c \ln\frac{R_c}{R_c + h_1}\right) + \frac{R_к - h_1}{R_c + h_1}\right] + \\ + \frac{b^* Q^2}{8L_г^2}\left[\frac{2}{h}\left(\ln\frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1}\right) + \frac{R_к - h_1}{(R_c + h_1)^2}\right], \quad (6.120)$$

где h_1 – расстояние, определяемое из равенства $h_1 = h - (h_2 + 2R_c)$ (6.121)

$a^* = \mu Z P_{ат} T_{пл} / k T_{ст}$ и $b^* = P_{ат} T_{пл} Z / l T_{ст}$ и $Q_{сум} = 2[Q(h_1) + Q(h_2)]$. (6.122)

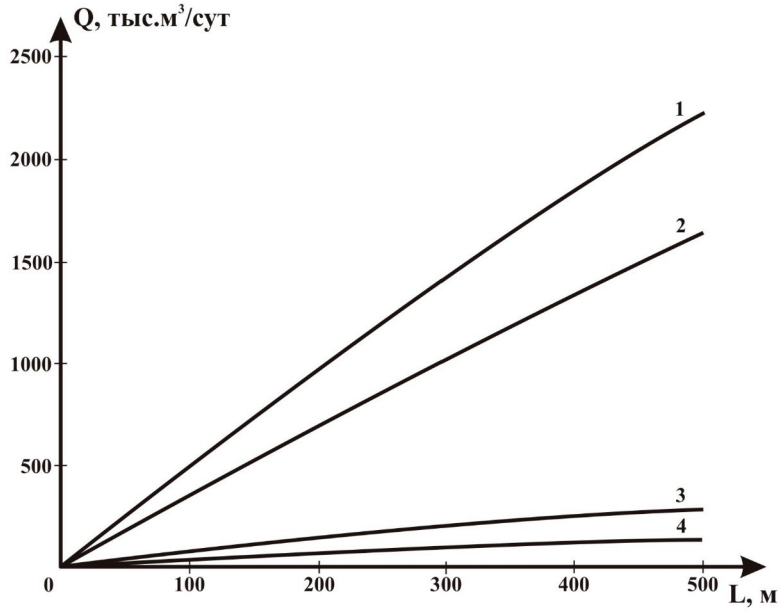

Рисунок 6.13 – Зависимость дебита горизонтальной скважины Q от длины горизонтального ствола $L_г$ при различных параметрах анизотропии пласта æ:
1÷4 – соответственно при χ=1,0; 0,707; 0,1 и 0,032

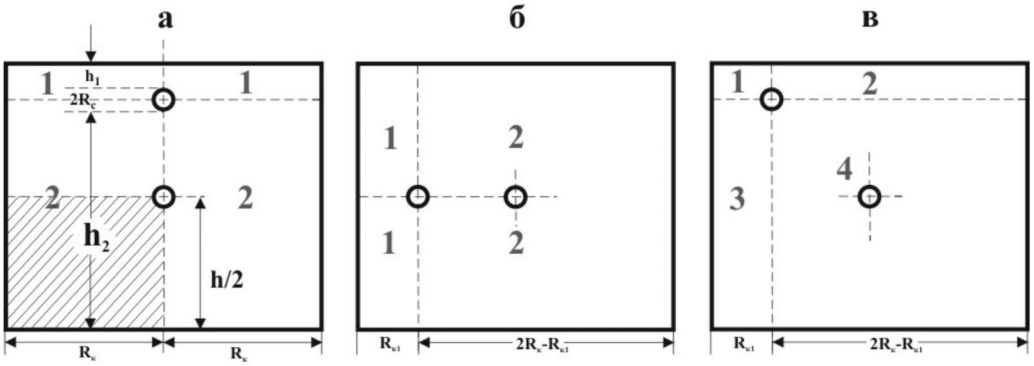

Рисунок 6.14 – Схемы асимметричного расположения горизонтального ствола:
а – по толщине; б – относительно границ зоны дренирования; в – по толщине и относительно границ зоны дренирования

Формулы для определения производительности горизонтальной скважины получены для зоны дренирования, имеющей полосообразную форму с длиной фрагмента $L_{фр}$. Формула (6.120) получена для случая, когда горизонтальный ствол полностью вскрывает фрагмент, т.е. $L_г=L_{фр}$. Если горизонтальный ствол вскрывает полосообразный пласт частично, т.е. $L_г<L_{фр}$, то это согласно [8] принято называть неполным вскрытием пласта. Следует отметить, что при полном вскрытии пласта наилучшей формой фрагмента пласта является квадратичная, т.е. когда $L_{фр}=2R_к$. Если $L_{фр}>2R_к> L_г$, то дебит скважины оказывается меньше, чем при $L_г=L_{фр}$. При вскрытии не вдоль полосообразного пласта, а поперек, что равносильно полноте вскрытия фрагмента, то расстояние до границ зоны дренирования становится $R_к=L_{фр}/2$. Это приводит к существенному увеличению коэффициентов фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b***, так как коэффициенты ***a*** и ***b*** согласно формуле (6.120) линейно растут с ростом $R_к$. К настоящему времени простых аналитических методов учета влияния неполноты вскрытия пласта на производительность горизонтальных скважин не разработано. Поэтому при неполном вскрытии пласта горизонтальным стволом предлагается использовать универсальные кривые, полученные численным методом между относительным дебитом горизонтальных скважин $\bar{Q} = Q_{неп} / Q_{пол}$ и относительным вскрытием $\bar{L} = L_г / L_{фр}$, показанные на **рисунке 6.15**. При известных $L_{фр}$ и $Q_{пол}$ для различных $L_г<L_{фр}$ из графиков определяется $\bar{Q}$, а затем, зная $Q_{пол}$ и $\bar{Q}$ дебит скважины, неполностью вскрывшей полосообразный пласт $Q_{непол}=\bar{Q}\cdot Q_{пол}$.

Приведенные выше методы определения влияния расположения горизонтального ствола по толщине и неполноте вскрытия полосообразного фрагмента залежи на производительность горизонтальной скважины получены для случая, когда забойное давление и дебит скважин по длине ствола постоянны.

Для горизонтальных скважин, частично оборудованных фонтанными трубами, а также с переменными забойными давлением и дебитом по длине ствола методы учета влияния вскрытия пласта изложены в работе [8].

При вскрытии неоднородных газоносных пластов горизонтальным стволом следует использовать связь длины вскрытия с емкостными и фильтрационными свойствами вскрываемых пропластков, имеющую вид:

$$L_i=[m_i h_i S_{г.i} P_{пл.i}/k_i]\cdot L_{общ}, \qquad (6.123)$$

где $L_{общ}$ – общая длина горизонтального участка ствола; m_i, h_i, $S_{г.i}$, $P_{пл.i}$ и k_i – соответственно пористость, толщина, газонасыщенность, пластовое давление и проницаемость i-го пропластка.

Это означает, что длина вскрытия каждого пропластка пропорциональна запасам газа в пропластке и обратно пропорциональна его проницаемости.

Существует также связь между депрессией на пласт и длиной вскрытия пласта горизонтальным стволом.

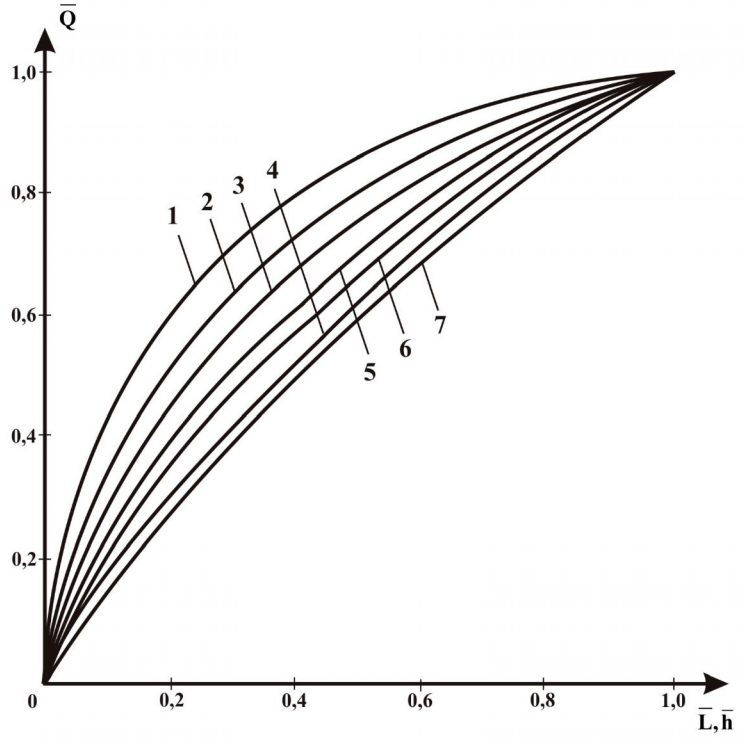

Рисунок 6.15 – Зависимости относительного дебита $\overline{Q}$ от относительного вскрытия газоносного пласта вертикальной (1) и горизонтальной скважиной (2÷7) для различных безразмерных радиусов контура питания

В заключение следует подчеркнуть, что истинные забойные давления и дебиты горизонтальных скважин могут быть определены путем совместного решения уравнений притока газа к горизонтальному стволу и его движения от торца до начала горизонтального участка ствола. Методы определения изменения забойного давления и дебита при наличии и отсутствии фонтанных труб в горизонтальных скважинах приведены в работе [4].

Поэтому возникает естественный вопрос: какая должна быть длина горизонтального ствола? Если использовать формулу (6.117), не учитывающую влияние изменения забойного давления по длине горизонтального участка на ее производительность, то чем длиннее ствол, тем больше дебит скважины.

В приближенной постановке влияние конструкции скважины на ее дебит может быть учтено путем совместного решения уравнения притока газа к скважине и его движения по стволу.

В частности, если в горизонтальной части ствола отсутствуют фонтанные трубы, то изменение давления по ее длине может быть представлено в виде:

$$\frac{\partial P}{\partial \ell}=\left[\lambda_{об}\frac{Q}{D_{об}}+2\frac{\partial Q}{\partial \ell}\right]\frac{\alpha Q P}{2\alpha Q^2-P^2}, \qquad (6.124)$$

где $\alpha=8\rho_{ат}P_{ат}ZT_{пл}/\pi^2 D_{об}^4 T_{ст}$; $D_{об}$ – диаметр обсадной колонны; l – элемент горизонтального ствола; $\lambda_{об}$ – коэффициент гидравлического сопротивления обсадной колонны.

Уравнение притока из элемента длиной "$\partial\ell$" будет иметь вид:

$$P_{пл}^2-P^2(\ell)=a\frac{\partial Q}{\partial \ell}+b\left(\frac{\partial Q}{\partial \ell}\right)^2, \qquad (6.125)$$

где l – изменяется в диапазоне $0\le l\le L_г$.

Уравнение (6.125) может быть представлено в виде:

$$\frac{\partial Q}{\partial \ell}=\frac{-a+\left[a^2+4b\left(P_{пл}^2-P^2(\ell)\right)\right]^{0,5}}{2b}. \qquad (6.126)$$

С учетом изменения забойного давления и дебита по длине горизонтального участка ствола основная задача проектировщика сводится к совместному решению уравнений (6.124) и (6.126). Результаты численного решения этих уравнений при исходных данных: $R_к$=500 м, h=10 м, L=100÷500 м, ΔP=5,0; 10,0; 20,0; 30,0 и 50,0 атм.; æ=1, $\bar{\rho}$=0,6; μ=0,014 мПа·с; $D_{об}$=0,2 м показаны на **рисунке 6.16а, б, в**. Характеры изменения давления и дебита скважины, не оборудованной фонтанными трубами (**рисунок 6.16а**), показаны на **рисунке 6.16б**, а потери давления от торца скважины до начала горизонтального участка на **рисунке 6.16в**. Из этой зависимости видно, что для рассматриваемого примера с увеличением длины горизонтальной части потери давления ΔP интенсивно растут. Так например, по кривой 1, если ΔP при Q=2000 тыс.м^3/сут равна 1,7 атм., то при Q=3000 тыс.м^3/сут составляет ΔP=4,8 атм.

Следовательно, одним из критериев определения оптимальной длины горизонтального ствола являются потери давления в стволе. При проектировании разработки их величину следует установить исходя из дефицита давления на установках по подготовке газа и необходимости срока ввода ДКС.

Если горизонтальная часть ствола частично оборудована фонтанными трубами (см. **рисунок 6.17а, б, в**), то уравнения притока газа к скважине и движение по горизонтальному стволу пишутся для двух участков: для участка I, необорудованного фонтанными трубами, и участка II, оборудованного фонтанными трубами.

На I участке $0L_ф$ эти уравнения будут иметь вид:

$$\frac{\partial P_1}{\partial \ell}=\left[\lambda_1\frac{Q_{0L_ф}}{D_{об}}+\frac{\partial Q_{0L_ф}}{\partial \ell}\right]\cdot\frac{\alpha_1 Q_{0L_ф}P_1}{\alpha_1 Q_{0L_ф}^2-P_1^2}, \qquad (6.127)$$

$$\frac{\partial Q_{0L_ф}}{\partial \ell} = \frac{-a + \left[a^2 + 4b\left[P_{пл}^2 - P_1^2\right]\right]^{0,5}}{2b}, \qquad (6.128)$$

где $$\alpha_1 = 8\rho_{ат} P_{ат} Z_1 T_{пл} / \pi^2 D_{об}^4 T_{ст}. \qquad (6.129)$$

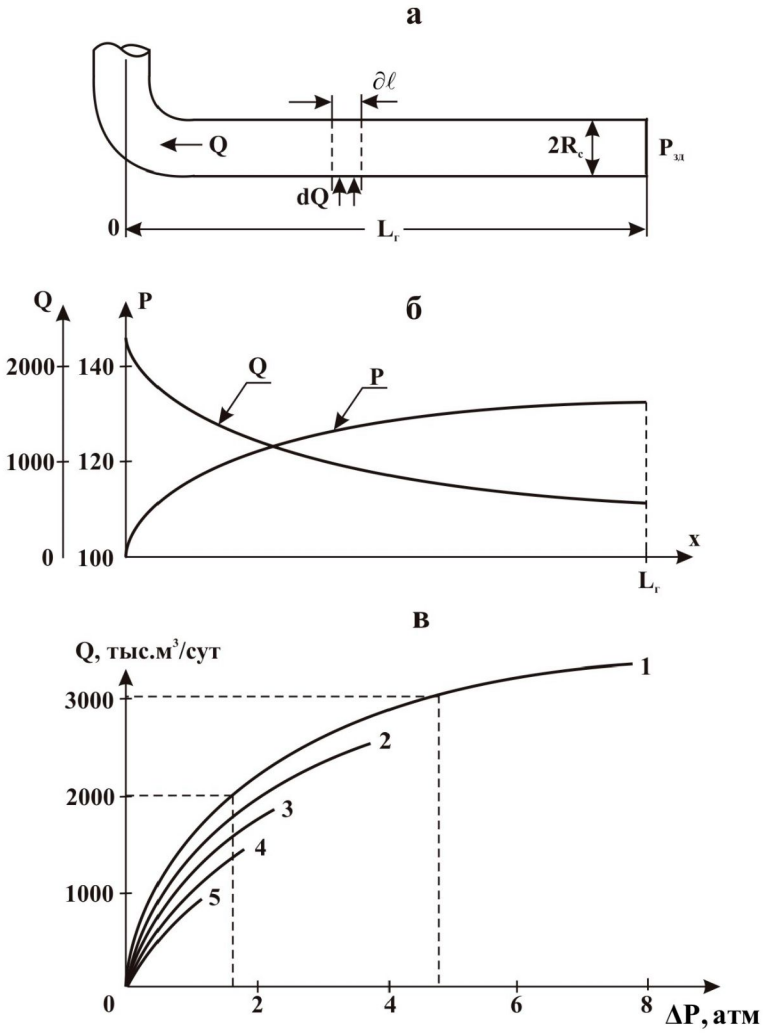

Рисунок 6.16 – Зависимость потерь давления *P* в горизонтальном стволе, не оборудованном фонтанными трубами, от дебита Q при æ=0,316; R_c=0,1 м; h=10 м:

1÷5 – соответствуют длине горизонтального ствола $L_г$=500; 400; 300; 200 и 100 м

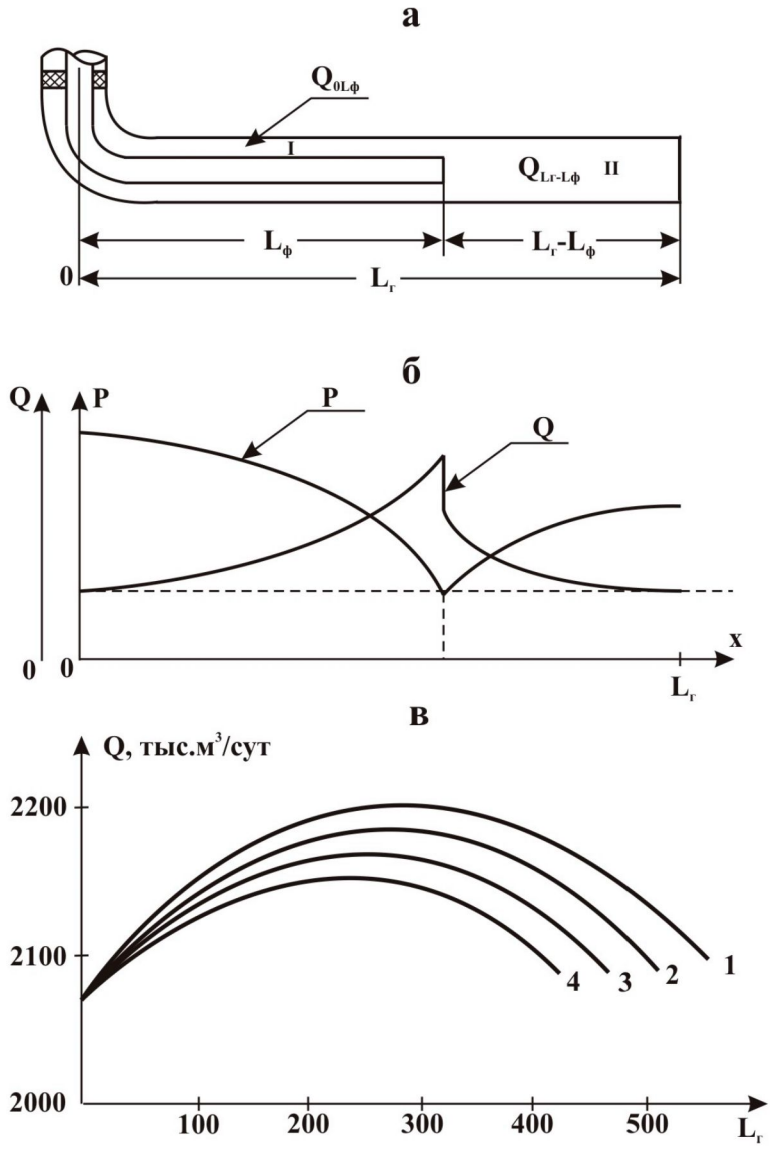

Рисунок 6.17 – Зависимость суммарного дебита горизонтальной скважины Q, оборудованной фонтанными трубами, от длины и диаметра этих труб при $L_г$=100; 200; 300; 400 и 500 и $d_ф$=0,073; 0,0889; 0,1016 и 0,1144 м соответственно

На участке II длиной $L_г - L_ф$ уравнения движения газа по стволу и притока к скважине будут иметь вид:

$$\frac{\partial P_{II}}{\partial \ell} = \left[\lambda_{II} \frac{Q_{L_г - L_ф}}{D_{об} - d_н} + \frac{\partial Q_{L_г - L_ф}}{\partial \ell} \right] \cdot \frac{\alpha_2 Q_{L_г - L_ф} P_{II}}{\alpha_2 Q^2_{L_г - L_ф} - P^2_{II}}, \qquad (6.130)$$

$$\frac{\partial Q_{L_г - L_ф}}{\partial \ell} = \frac{-a + \left[a^2 + 4b\left[P_{пл}^2 - P_2^2\right]\right]^{0,5}}{2b}, \qquad (6.131)$$

где $P_{Ц}$ – давление на участке $L_г - L_ф$; $\lambda_{Ц}$ – коэффициент гидравлического сопротивления кольцевого затрубного пространства, эквивалентный диаметр которого определяется формулой:

$$d_{экв} = \left[D_{об}^2 - d_{н}^2\right]^{0,5}, \qquad (6.132)$$

а гидравлический диаметр по $d_г = D_{об} - d_{н}$, $D_{об}$, $d_{н}$ – соответственно внутренний диаметр обсадной колонны и внешний диаметр фонтанных труб.

Коэффициенты α_I для затрубного пространства определяются по формуле:

$$\alpha_I = 8\rho_{ат} P_{ат} Z_I T_{пл} / \pi^2 \left(D_{об}^4 - d_{н}^2\right)^2 T_{ст}. \qquad (6.133)$$

Давление $P_{Ц}$ при длине фонтанных труб $L_ф$ приобретает значение давления у башмака труб, т.е. $P_{Ц\, L_ф} = P_б$.

По формулам (6.127)÷(6.133) при исходных данных $D_{об}$=0,164 м, $d_{н}$=0,073 м, æ=1, $L_г$=600 м, $P_{пл}$=15 атм. рассчитаны значения $P_з$ и Q, результаты которых показаны на **рисунке 6.17а, б, в**. Из приведенных зависимостей **рисунка 6.17б** видно, что минимальное забойное давление имеет место у башмака фонтанных труб и, следовательно, максимальная интенсивность притока газа соответствует башмаку труб. Из **рисунка 6.17в** следует, что для заданного диаметра обсадных колонн и фонтанных труб имеется оптимальная длина горизонтального ствола выше, которая из-за значительных потерь давления дебит скважины начинает снижаться.

Поэтому при составлении проекта разработки с использованием горизонтальных скважин следует построить такие зависимости для выбора конструкции эксплуатационных скважин. Только после этого следует искать осредненные коэффициенты для проектных скважин $\boldsymbol{a}_{ср.г}$ и $\boldsymbol{b}_{ср.г}$. Если по имеющимся скважинам конструкции и геометрические параметры дренируемой зоны не соответствуют проектной, то они должны быть пересчитаны на те размеры, которые рассмотрены на **рисунке 6.17в**.

Одним из основных параметров, определяющих величину дебита горизонтальной скважины, является анизотропия пласта. Изменения дебита горизонтальной скважины заданной конструкции от параметра анизотропии показано на **рисунке 6.18**. Поэтому для горизонтальных скважин проектировщик должен обязательно учесть влияние параметра анизотропии æ.

При определении производительности горизонтальных скважин и средних коэффициентов фильтрационного сопротивления необходимо учесть и влияние расположения ствола относительно толщины и границ зоны дренирования. Максимальный дебит при заданных параметрах однородного пласта и конструкции скважин имеет место при симметричном расположении

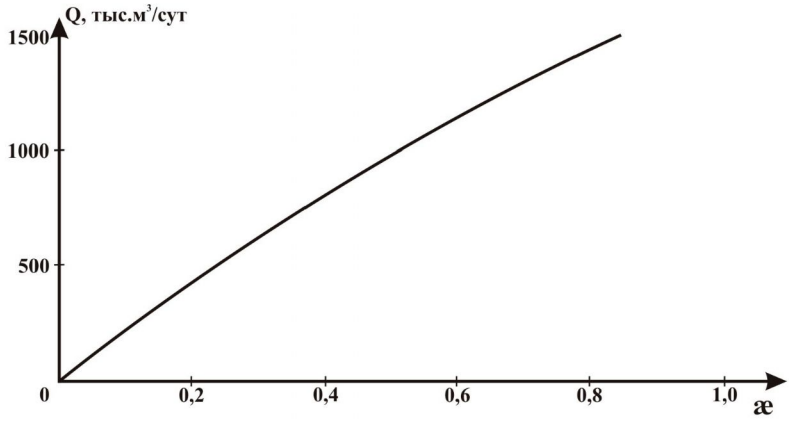

Рисунок 6.18 – Зависимость дебита горизонтальной скважины Q от параметра анизотропии пласта æ при толщине h=10 м и длине горизонтального ствола L=400 м

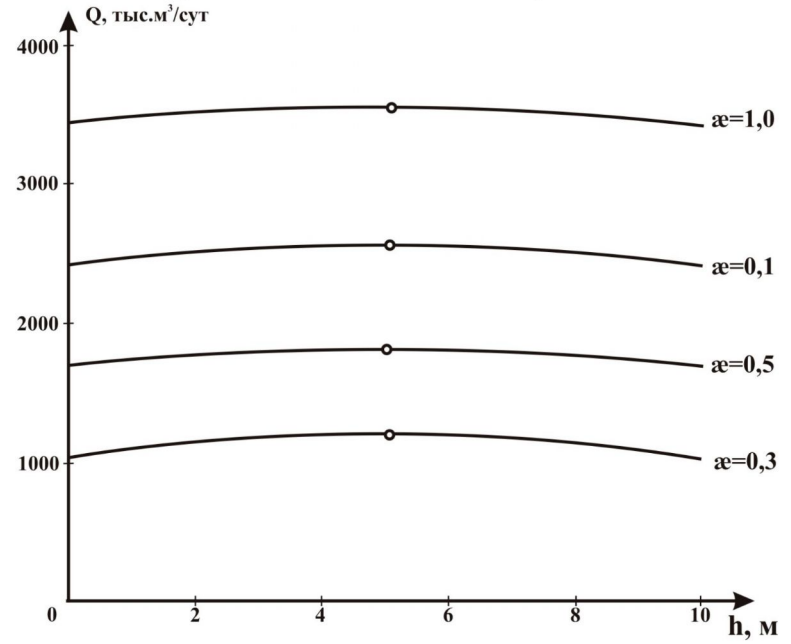

Рисунок 6.19 – Зависимость дебита горизонтальной скважины Q от расположения ее ствола по толщине при h=10 м, L=200 м и $R_к$=200 м

ствола. Асимметричное расположение ствола приводит к снижению производительности скважины. Влияние асимметричного расположения ствола по толщине пласта и относительно границ зоны дренирования показано на **рисунках 6.19** и **6.20**. Если имеющиеся скважины, по которым устанавливается проектный дебит, расположены асимметрично, то это должно быть учтено, и проектные скважины должны вскрывать пласт симметрично. Причем приведенные на **рисунке 6.19** результаты относятся к параметрам конкретного месторождения для фиксированной толщины h=10 м. Установлено, что

с увеличением толщины пласта влияние асимметричного расположения горизонтального ствола существенно увеличивается. Расчеты с различными толщинами пласта показали, что если асимметрия по толщине при h=100 м, дебит горизонтальной скважины уменьшается до 23% по сравнению с дебитом, полученным при симметричном расположении ствола. Если в проектируемом месторождении на отдельных участках толщина будет существенно отличаться друг от друга, то для каждого участка с соответствующими толщинами должны быть определены свои зависимости $\overline{Q}$ от h. Влияние степени вскрытия пласта в плане на производительность горизонтальных скважин должно быть учтено согласно [4].

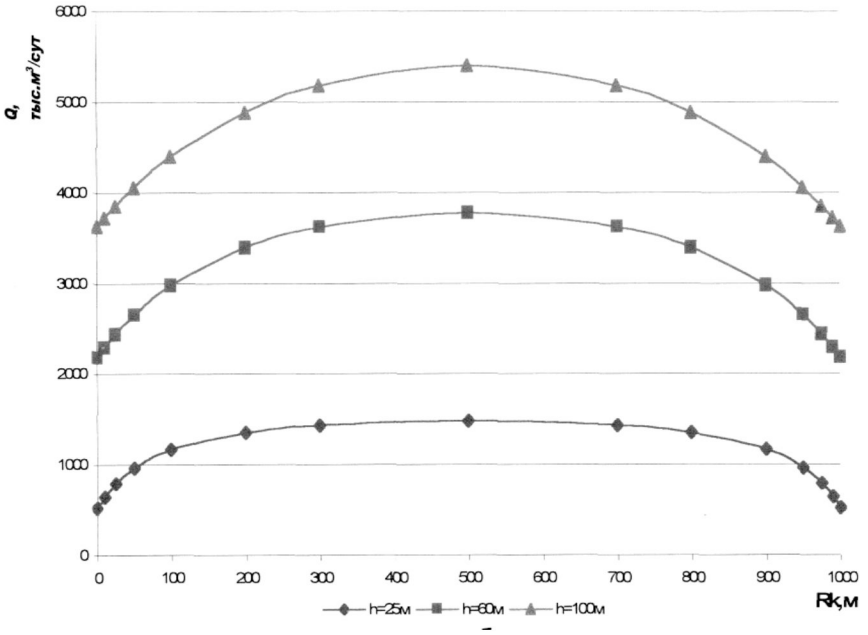

Рисунок 6.20 – Зависимость относительного дебита горизонтальной скважины $\overline{Q}$ от относительного удаления горизонтального ствола от границы полосообразного пласта

Глава 7

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

7.1. Общие положения

Понятие о моделировании нефтяных и газовых месторождений появилось в 1950-х годах. При этом в качестве инструмента для моделирования использовались электроинтеграторы, которые имели ограниченные возможности учета всех геологических, технических и технологических факторов. Появление быстродействующих электронно-вычислительных машин практически позволило одновременно учесть упомянутые выше многочисленные факторы. Технические возможности современных быстродействующих вычислительных машин в настоящее время практически не ограничены вводимым в "Банк данных" объемом информации. Однако возможности получения, качество и объем исходных данных, необходимых при моделировании нефтяных и газовых месторождений, а также достоверное математическое описание процессов, происходящих при движении газожидкостной смеси от контуров водоносного бассейна до начала магистральных нефтегазопроводов, отстает от возможностей моделирующих машин. Специфические особенности моделирования нефтяных и газовых месторождений, связанные с прогнозированием показателей разработки на базе данных, полученных при исследовании поисково-разведочных скважин, из-за ограниченного числа таких скважин существенно снижают достоверность прогнозируемых показателей разработки. Однако даже при использовании ограниченного объема информации о емкостных и фильтрационных свойствах пористой среды и свойствах насыщающих эту среду флюидов, а также взаимодействия флюидов и пористой среды, прогнозируемые показатели разработки месторождений путем моделирования являются более объективными, чем прогнозирование приближенными методами.

Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений путем геолого-математического моделирования требует от проектировщиков умения пользоваться пакетом программ, включающим в себя программы создания геологической модели месторождения на базе данных, выбранных для моделирования. Этот блок программ среди специалистов понимается как "Банк данных". На базе этих данных с учетом реальных данных проектируемого месторождения выбирается разностная сетка, позволяющая размещение пьезометрических, эксплуатационных, наблюдательных и нагнетательных (если это потребуется) скважин.

Перечень исходных данных, необходимых для построения геологической модели месторождения, приведен в разделе "Подсчет запасов газа". Система

уравнений, описывающая процесс многомерной, многофазной, нестационарной фильтрации с учетом влияния на процесс фильтрации многочисленных геологических и технологических факторов, а также соответствующих замыкающих соотношений, также приведена в названном выше разделе. На практике встречаются месторождения нефти и газа с различными исходными условиями. Так, например, для моделирования газовых месторождений в сеноманских отложениях, в которых фильтруются только две фазы: газ и вода, достаточно решения системы двухфазной смеси. Поэтому хронологически были изучены: однофазная одномерная; однофазная двумерная; двухфазная двух- и трехмерная и, наконец, многофазная трехмерная нестационарная изотермическая, возможно и неизотермическая, фильтрация в неоднородной пористой среде.

В данной работе приведена система уравнений многофазной многомерной фильтрации, которая наиболее объективно описывает процессы, происходящие в пористой среде. Детально особенности этой системы, как было отмечено выше, изложены в разделе по подсчету запасов газа. Решение этой системы с учетом замыкающих соотношений осуществляется при различных начальных и граничных условиях. Эти условия связаны с характеристикой проектируемого месторождения и текущим его состоянием. Следующий пакет программ связан с неизотермическим движением многофазной смеси с различными структурами потока газожидкостной смеси и соотношениями газ-жидкость по стволу вертикальных и горизонтальных скважин. Следующий пакет программ позволяет определить термобарические параметры системы сбора и подготовки газа, конденсата и нефти на промысле. Каждый из этих пакетов программ сопровождается выходными данными с определенной периодичностью. Число выходных контролируемых параметров и показателей разработки значительно превосходит по качеству и количеству параметров, прогнозируемых приближенными методами.

При численном методе проектирования характер изменения многочисленных параметров и показателей на любую дату и в любой ячейке и по месторождению в целом и по каждому объекту и по каждой фазе выдается на мониторе ЭВМ, а при необходимости и в виде распечаток, что существенно облегчает труд специалистов, контролирующих в процессе разработки различные параметры по толщине и площади залежи.

В данном учебном пособии изложены основные положения геолого-математического моделирования нефтяных и газовых месторождений. Детально, основы процесса моделирования месторождения углеводородов требуют отдельного учебного пособия под названием “Технологические основы моделирования нефтяных и газовых месторождений”, которое к настоящему времени подготовлено совместно кафедрами “Теоретической механики” и “Разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений” РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина под редакцией проф. З.С. Алиева. Авторы считают, что это пособие позволит подготовить специалистов по

проектированию месторождений нефти и газа на современном уровне и должно быть включено в учебную программу университета.

В пределах данного учебного пособия по проектированию газовых и газоконденсатных месторождений приближенными методами "Основы моделирования месторождений нефти и газа" включены для знакомства с: особенностями проектирования путем геолого-математического моделирования, в частности о сущности и содержании "Банка данных"; создания разностной сетки с учетом числа и размещения всех видов и конструкций скважин; принятием замыкающих соотношений и полиномов по изменению параметров пористой среды и насыщающих ее флюидов; граничными и начальными условиями; основной системой уравнений по отдельным звеньям системы "контур водоносного бассейна – начало магистрального газопровода"; обоснованием размеров ячеек и шага по времени при определении параметров пласта, насыщающих его флюидов и показателей разработки месторождения; необходимостью и возможностью решения задач фильтрации на моделях фрагментов залежи, т.е. решение прямых и обратных задач численным методом.

Авторы данного пособия считают, что для объективного и грамотного изложения перечисленных выше разделов геолого-математического моделирования нефтяных и газовых месторождений преподаватели различных вузов и факультетов по данной специальности должны проходить стажировку в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина с продолжительностью 3 и более месяцев.

Как было отмечено ранее, приближенный метод прогнозирования базируется на осреднении используемых емкостных и фильтрационных свойств пористой среды и термобарических параметров газа. Причем этот способ определения основных параметров относится и к методам подсчета запасов газа и конденсата. При приближенном методе прогнозирования показателей разработки проектируется только одна проектная скважина, которая в зависимости от годового отбора увеличивается в **"n"** раз. При этом в качестве пластового давления используется его величина, определенная по уравнению материального баланса, что равносильно пренебрежению влиянием пористой среды на распределение пластового давления в процессе истощения залежи. Такой способ оценки величины пластового давления приемлем только в емкостях без пористой среды. Еще одним недостатком приближенного метода является неучет наличия переходной зоны и степени гидродинамической связи между пропластками в пределах продуктивного интервала. Кроме того, все используемые расчетные формулы при приближенном прогнозировании показателей разработки пористую среду принимают как однородную среду, что исключает достоверность выбранного технологического режима работы эксплуатационных скважин, а также исключает возможность правильно спрогнозировать обводнение отдельных пропластков по толщине пласта и скважин.

Прогнозирование показателей разработки нефтяных и газовых месторождений путем моделирования к настоящему времени не регламентированы. Это означает, что различные НИИ и проектные институты, а также "сервисные" организации используют программы расчетов показателей разработки, имеющие различные теоретические основы, замыкающие соотношения, начальные и граничные условия, формы и размеры ячеек сетки. Нет единого принятого названия моделирования месторождений нефти и газа. Достаточно часто встречаются названия: геологическое (при подсчете запасов углеводородов); геолого-технологическое; геолого-динамическое; геолого-математическое моделирование месторождений нефти и газа. Наиболее подходящим среди этих многочисленных названий по сущности подходит геолого-математическое моделирование, так как:

– геологическое – означает, что создается геологическое строение месторождения с учетом изменения емкостных и фильтрационных свойств пористой среды и термобарических параметров по толщине и площади залежи;
– математическое моделирование – это описание процессов, происходящих в пористой среде по стволу скважины и наземных коммуникациях по фазовым превращениям, изменение свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов и их взаимодействия в процессе разработки.

Из изложенного выше состояния проблемы прогнозирования показателей разработки путем моделирования следует, что необходимо создание единого для РФ регламента по "геолого-математическому моделированию нефтяных и газовых месторождений" для прогнозирования их основных показателей. Этим регламентом должны предопределяться теоретические основы создания модели, перечень обоснованных исходных данных и их качества в системе "водоносный бассейн – начало магистрального газопровода". Одним из основных условий качественного моделирования и, следовательно, прогнозирования показателей разработки является уровень подготовки проектировщиков. Руководитель проекта и кадры, привлекаемые им для выполнения отдельных разделов, должны глубоко знать методы получения и достоверность определения этими методами параметров, используемых при моделировании, преимущества и недостатки каждого метода.

Проектировщик обязан правильно ориентироваться в:

– фазовых проницаемостях и их связях с насыщенностью газом, нефтью и водой при различных абсолютных проницаемостях пород;
– фазовых состояниях газоконденсатных систем;
– типах залежей по углеводородному составу;
– давлениях начала конденсации и насыщения нефти газом при наличии и отсутствии свободного газа при аномально высоком и низком давлениях залежи;
– порогах подвижности фаз при различных абсолютных проницаемостях и свойствах газа, нефти и воды;

– результатах научных исследований и их обобщений по характеру изменения пористости, проницаемости, свойств флюидов от изменения давления и температуры;
– взаимодействиях пористой среды с буровым раствором, нефтью, конденсатом, пластовой водой и фазой, используемой для поддержания пластового давления;
– матричной и трещинной характеристиках трещиноватых коллекторов;
– целях и задачах различных видов исследований;
– критериях, ограничивающих производительность скважин;
– факторах, влияющих на технологический режим работы скважин;
– структурах газожидкостных потоков в вертикальных и горизонтальных стволах и возможностях определения распределения по стволу различных типов скважин давления;
– характерах изменения коэффициента гидравлического сопротивления труб, эффектом смазки;
– характеристиках ингибиторов коррозии, гидратообразования и солеотложения;
– дозировках подачи ингибиторов и их влияние на распределение давления по стволу;
– процессах разделения газожидкостного потока при наличии и отсутствии нефтяной оторочки;
– гидравлических расчетах шлейфов, промысловых коллекторов;
– методах осушки газа с учетом наличия или отсутствия в газе конденсата;
– технических характеристиках НТС, абсорберов, десорберов, дебутанизаторов, регенерационных установок;
– отделениях сероводорода на газоперерабатывающих заводах и процессом сжижения газа, получения гелия и др.;
– технических и экономических характеристиках компрессорных агрегатов, теплообменников, установок искусственного холода, турбодетандеров, различных типов клапанов-отсекателей и ингибирования;
– конструкциях различных типов скважин и их возможностях по вскрытию объектов для равномерного дренирования ресурсов;
– вопросах экологии по каждому узлу системы “пласт – магистральный газопровод”;

и во многих других вопросах, связанных с освоением нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

При прогнозировании показателей разработки путем создания геолого-математической модели месторождений требуются программы расчета (пакет программ), включающие в себя следующие узлы системы “пласт – начало газопровода”.

1. Продуктивные пласты, насыщенные газом, нефтью (при наличии нефтяной оторочки) и водой со всеми разнообразиями типов залежи, тектонических нарушений, термобарических параметров, составов флюидов.

2. Стволы скважин различных типов (вертикальных, наклонных, горизонтальных и многоствольно-горизонтальных) и их конструкций.
3. Связи продуктивного пласта со стволами скважин.
4. Фильтрация многофазной смеси в неоднородной анизотропной пористой среде с фазовыми переходами и влияние этих переходов на насыщенности и фазовые проницаемости в результате создания депрессии на пласт и истощения залежи в процессе разработки, образования депрессионных воронок и межпластовых перетоков.
5. Движение многофазных систем с различными структурами газожидкостного потока по стволу с возможным наличием твердых частиц в продукции скважин, фазовых переходов и изменением конструкции от торца ствола до устья, включая изменения сечения из-за наличия хвостовиков, пакера, клапанов-отсекателей, циркуляции, ингибирования и т.д.
6. Обвязка устья скважины с коллектором и индивидуальным шлейфом до пункта подготовки газа на промысле.
7. Наличие ДКС и холодильных установок до или после установок по подготовке газа на промысле.
8. Наличие в составе добываемой продукции влаги, пластовой воды, ингибиторов, конденсата, твердых примесей, коррозионно-активных компонентов – H_2S, CO_2, органических кислот, ртути и др.

Во всех перечисленных выше узлах системы "водоносный бассейн – начало газопровода" происходит:

– нестационарная многофазная фильтрация многокомпонентной смеси с фазовыми переходами при изменении термобарических параметров в результате создания депрессии на пласт и снижения давления в процессе разработки на истощение или с поддержанием пластового давления от условного "контура" питания до каждой скважины и зональные перетоки между участками, обусловленными интенсивностью отбора из отдельных зон и сроками их ввода в эксплуатацию. Эти изменения приводят к выделению конденсата в пласте, в особенности в призабойной зоне, дегазации нефти и воды, в результате которых изменяются физические и теплофизические свойства флюидов и фазовые проницаемости;
– межпластовые перетоки при наличии гидродинамической связи между высоко- и низкопроницаемыми пропластками, которые являются одним из основных факторов, влияющих на равномерность их истощения, и причиной преждевременного снижения производительности проектных скважин. Интенсивностью этого процесса предопределяются сроки ввода ДКС, коэффициента извлечения газа и конденсата; обводнения скважин. Межпластовые перетоки в зависимости от вертикальных проницаемостей пропластков, удельных запасов газа в них, вскрытия этих пропластков скважинами и интенсивностью отбора могут происходить естественным путем по площади и через стволы сква-

жин. Учет влияния межпластовых перетоков при проектировании возможен только путем моделирования залежи. Возможности перетоков устанавливаются по данным лабораторных, газогидродинамических и промыслово-геофизических исследований и данных эксплуатации скважин путем глубокого анализа этих данных и общения;

– приток газа и жидкости к забою скважин в условиях полноты вскрытия: по степени и характеру вертикальных и удельной площади, принимаемой в виде круга, эллипса, прямоугольника, горизонтальных; загрязнения призабойной зоны буровым раствором в процессе вскрытия и выделение и накопление в этой зоне конденсата, а также насыщения газом дегазации, с которыми связаны несовпадения проектного дебита с фактическими. Без учета этих факторов выбранные путем моделирования проектные скважины не могут гарантировать прогнозируемые дебиты. Полнота вскрытия, степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью, свойства этой жидкости, метод вскрытия пласта с учетом его устойчивости к деформации и разрушению, а также выбор фильтра в условиях разрушения обосновывается проектом разработки. Из этого перечня факторов, влияющих на достоверность определения проектного дебита, следует, что несмотря на метод прогнозирования путем моделирования, для получения оптимального варианта разработки с минимальными затратами необходимо учесть практически все даже малозначительные факторы;
– движение газожидкостной смеси по стволу скважин, где проектное решение должно быть направлено на обеспечение выноса всей продукции, включая твердые и жидкие примеси на поверхность, исключить образование песчано-жидкостных пробок, минимизировать потери давления по стволу и интенсивность коррозии скважинного оборудования.

7.2. О необходимости разработки “Регламента по созданию постоянно действующих геолого-математических моделей для проектирования газовых и газоконденсатных месторождений”

Цель разработки такого регламента по созданию и эксплуатации постоянно действующих геолого-математических моделей разработки газовых и газоконденсатных месторождений обусловлена необходимостью обеспечения единых всесторонне обоснованных требований к объему и качеству создаваемых геолого-математических, постоянно действующих моделей разработки газовых и газоконденсатных месторождений и исключения разночтений при моделировании. В определенной степени регламент является отраслевым стандартом, но не обязательным для всех компаний и крупных фирм в данной отрасли с региональным управлением.

Регламентом должны предопределяться теоретические основы создания геолого-математической модели разработки и перечень необходимых обоснованных исходных данных. Принятая теоретическая основа моделирования обуславливает количество и качество исходных данных, отличающихся от данных, требуемых при приближенных методах проектирования. К теоретическим основам относятся не только исходные уравнения, описывающие технологические процессы, связанные со свойствами пористой среды, насыщающих ее флюидов и их взаимодействия при различных термобарических условиях в системе "пласт – начало магистрального газопровода", но и принятые закономерности изменения каждого из многочисленных параметров, входящих в эту систему уравнений.

Одним из основных условий качественного создания геолого-математической модели месторождения является уровень подготовки проектировщиков. Принципиально важным является то, насколько глубоко знает руководитель проекта и вовлеченные к проектированию специалисты методы получения и обоснования исходных данных, необходимых при моделировании.

Кроме использованных различных методов получения исходных данных, одним из основных условий качественного моделирования является имеющийся опыт оценки этих данных и их соответствие известным закономерностям.

7.3. Обоснование и выбор исходных данных для создания "Банка данных" и моделирования месторождения

При создании модели одной из основных задач проектировщика является обоснование вводимых в "Банк данных" величин параметров, определяемых одновременно несколькими способами. К таким параметрам относятся: пористость, проницаемость, насыщенность, положение газоводяного, газонефтяного и нефтеводяного контактов, составы и свойства пород и насыщающих ее флюидов и т.д. Так, например, проницаемость пласта определяется по данным гидрогеологических, геофизических, газогидродинамических исследований и по данным лабораторного изучения образцов породы. Достоверность определения параметров зависит от теоретических основ методов и технологии исполнения этих методов. Проектировщик обязан знать эти теоретические основы и использовать их при обосновании и выборе каждого параметра при моделировании.

При создании модели с многофазными флюидами решающее значение имеют фазовые проницаемости и их изменения для каждой из фаз. Фазовая проницаемость наравне с депрессией на пласт является определяющим фактором, влияющим на производительность скважин. В условиях ограниченных величин депрессии на пласт фазовая проницаемость предопределяет число скважин, следовательно, систему сбора газа и жидкости на промысле и т.д.

При подготовке исходных данных необходимо особое внимание уделять данным эксплуатации скважин, которые позволяют установить более устойчивую величину определяемых параметров.

7.4. Выбор объектов моделирования, обоснование типа модели

Под объектом моделирования в данном случае понимается моделирование месторождения в целом или его фрагментов. Выбор модели зависит от назначения решаемых задач путем моделирования. Эти задачи условно могут быть разделены на прямые и обратные. Прямыми называются задачи по прогнозированию показателей разработки по известным параметрам пористой среды и насыщающих ее флюидов, а обратные, когда известны давления, дебит (объем) и температуры и неизвестными являются параметры пласта. В зависимости от объема информации даже прямые задачи могут быть решены путем моделирования фрагментов месторождения.

В частности, под объемом информации предполагается, что на месторождении с большими запасами, как например, Штокмановском месторождении с запасами более 3-х триллионов $м^3$ газа пробурено всего 7 поисково-разведочных скважин, 2 из которых оказались за контуром газоносности. Корреляция данных о емкостных и фильтрационных свойствах оставшихся 5-ти скважин может привести к значительно большим погрешностям, чем разделение площади на 5 фрагментов, в пределах которых можно использовать данные, полученные в скважине, расположенной на этом участке.

Объектом геолого-математического моделирования является система “пласт – начало газопровода”. В эту систему последовательно входят: пласт – забой скважины, ствол скважины, шлейфы, коллектора, УКПГ с тремя возможными способами подготовки газа, узел регенерации ингибиторов, ДКС и магистральный газопровод (МГ). Моделирование позволяет получить полную информацию о параметрах в каждой ячейке перечисленных узлов в процессе разработки и при необходимости регулировать их путем внесения изменений, принятых ранее проектных решений.

Моделирование залежи должно охватить все слои независимо от емкостных и фильтрационных свойств пропластков в разрезе. Моделирование всех без исключения пропластков позволяет получить естественную характеристику разработки, с учетом их емкостных и фильтрационных свойств, позволяет установить, к какому типу относится залежь.

В том случае, когда заранее известно, что месторождение многообъектное, моделирование должно охватить полностью каждый объект и взаимодействие этих объектов через стволы скважин, если они разрабатываются одновременно единой сеткой скважин. Существенное значение при этом имеют следующие параметры: составы углеводородов и наличие и концентрация кислых компонентов в каждом пропластке, близость пластовых давлений, удельные запасы газа и фильтрационные свойства пропластков.

Тип залежи может быть достоверно установлен только путем моделирования и подсчета извлекаемых запасов по данным моделирования.

7.5. Обоснование и выбор глубины поверхностей контактов

За редчайшим исключением во всех проектах и подсчетах запасов газа и нефти поверхность контакта газ-вода, газ-нефть и нефть-вода привязывается к определенной глубине и фиксируется в абсолютных отметках. Часто в проектах и подсчетах запасов эти контакты называют наклонными. Такое толкование положения контактов должно быть обосновано многообъектностью и неоднородностью залежи. В пределах однородного пласта наклонные контакты теоретически невозможны. Глубины контактов, привязанные к определенным отметкам с определенной погрешностью, могут быть приняты только при очень высокой проницаемости. Принятие в качестве ГВК, ГНК и НВК определенной глубины приводит к однозначному установлению площади газоносности, следовательно, и предопределяет запасы газа, конденсата и нефти. Положение контактов газ-вода, газ-нефть и нефть-вода определяется двумя способами: по данным геофизических исследований – в основном радиоактивными методами и путем опробования скважин. Качество этих методов определения положения контактов не гарантирует их точность. В частности, определения положения ГВК по данным поинтервального опробования часто оказываются недостоверными потому, что при создании депрессии на пласт выше ее допустимой величины и близости ГВК обводнение происходит в результате образования конуса подошвенной воды. Наличие пластовой воды в продукции скважин из испытываемого интервала не означает, что этот интервал насыщен водой. Степень насыщения газоносного пласта водой предопределяет фазовую проницаемость для воды. Если абсолютная проницаемость пласта в вертикальном направлении небольшая (несколько миллиДарси), то даже после обводнения скважины дебит газа остается сравнительно высоким и скважины длительное время эксплуатируются с пластовой водой.

Таким образом, появление пластовой воды в продукции скважины при поинтервальном опробовании скважин не означает, что вскрыт водоносный интервал. Если из вскрытого интервала получен только приток воды, то тогда с определенной погрешностью можно установить глубину газоводяного контакта. Изложенные выше предположения приемлемы для высокопроницаемых пластов. При низких проницаемостях высота переходной зоны может быть сравнительно большой и тогда определение положения ГВК или ВНК затруднено и тесно связано с порогом подвижности фаз. В **таблицах 7.1** и **7.2** приведены результаты экспериментов по определению фазовой проницаемости для нефти при вскрытии нефтяной оторочки одного из пропластков валанжинских отложений. Из этой таблицы видно, что при:

– насыщенности пор водой около 50% фазовая проницаемость для нефти снижается в 36÷43 раза. Поэтому промышленного притока нефти к скважинам не происходит. Кроме того, установлено, что относительная фазовая проницаемость для нефти зависит от абсолютной проницаемости коллекторов;
– насыщенности пор газом около 20% (дегазации нефти или в результате прорыва свободного газа, находящегося над нефтеносной зоной) фазовая проницаемость для нефти снижается в 5÷18 раз в зависимости от абсолютной проницаемости коллекторов;
– насыщенности пор одновременно газом и подвижной водой снижается фазовая проницаемость для нефти более существенно, чем при двухфазной фильтрации вода-нефть и газ-нефть.

Таблица 7.1

Зависимость фазовой проницаемости от насыщенности пористой среды флюидами "нефть–вода"

$k_{абс}$=2640 мД				$k_{абс}$=373 мД				$k_{абс}$=21,5 мД			
$S_в$,%	$S_н$,%	$\overline{k_в}$	$k_н$	$S_в$,%	$S_н$,%	$\overline{k_в}$	$k_н$	$S_в$,%	$S_н$,%	$\overline{k_в}$	$k_н$
15	85	0	0,9325	13	87	0	0,7235	15	85	0	0,6471
25	75	0,0065	0,5147	37	63		0,0678	20	80	0,173	0,2979
35	65	0,0148	0,2637	51	49	0,0392	0,0164	35	65	0,2633	0,0859
45	55	0,0277	0,1292	61	39	0,1210	0,0016	51	49	0,2893	0,0180
55	45	0,0496	0,0592	68	32	0,1273	0,0006	70	30	0,3059	0,0004
65	35	0,0875	0,0210	–	–	–	–	–	–	–	–
72	28	0,1785	0,0006	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 7.2

Зависимость фазовой проницаемости от насыщенности пористой среды флюидами "газ-нефть"

$k_{абс}$=373 мД				$k_{абс}$=21,5 мД			
$S_г$,%	$S_н$,%	$\overline{k_г}$	$\overline{k_н}$	$S_г$,%	$S_н$,%	$\overline{k_г}$	$\overline{k_н}$
0	87	0	0,7235	0	85	0	0,6471
2,6	84,8	0,0005	0,2064	8	77	0,0862	0,3241
5,2	82,2	0,0013	0,1485	22	63	0,1778	0,1313
7,6	79,8	0,0020	0,0961	33	51	0,2629	0,0353
12,4	75,0	0,0035	0,0776	47	37	0,4129	0,0000
20,0	67,4	0,0060	0,0444	–	–	–	–
28,0	59,0	0,0106	0,0234	–	–	–	–
40	47,5	0,0360	0,0141	–	–	–	–
51	36,0	0,0970	0,0075	–	–	–	–
73	14,5	0,4912	0	–	–	–	–

Принимаемая при моделировании величина насыщенности практически предопределяет запасы газа и нефти в отдельных пропластках и фазовые проницаемости, а следовательно, и производительности скважин.

Необходимо учесть, что при низких проницаемостях величина остаточной насыщенности жидкими фазами увеличивается. Имеются многочисленные геофизические исследования и лабораторные изучения образцов пород, показывающие количественные связи между проницаемостью коллекторов и остаточной насыщенностью.

Сравнительно низкие газонефтенасыщенности коллекторов (ориентировочно $S_н$=60%) являются одной из основных причин низкой производительности скважин и низкого коэффициента извлечения нефти. Величина газонефте-водонасыщенности пород предопределяет размеры переходных зон между газом и водой, газом и нефтью, нефтью и водой. Толщина переходной зоны должна быть выбрана с использованием законов гидростатики и капиллярных сил. На величину капиллярных сил влияет поверхностное натяжение между фазами, форма и размеры поровых каналов.

7.6. Обоснование плотности гидродинамических сеток и их размерности

При приближенном методе прогнозирования показателей разработки все месторождения представляют собой единственную ячейку, в которой имеется единственное средневзвешенное пластовое давление.

На газовых месторождениях, в особенности в условиях Арктического шельфа, расстояние между скважинами значительно больше, чем на нефтяных. Поэтому условия получения детальной информации по месторождению несколько ухудшаются. Эти условия становятся более благоприятными при кустовом размещении скважин. Особенно затруднены условия получения информации при освоении месторождения горизонтальными скважинами, когда общее число скважин в среднем более чем в три раза меньше вертикальных.

Ограниченность информации по площади при освоении месторождений с использованием горизонтальных скважин предопределяет плотность гидродинамических сеток при моделировании. Но несмотря на отсутствие информации на площади с огромными размерами гидродинамической сетки и в зоне, где отсутствуют какие-либо скважины, сетка должна быть такой, при которой можно получить информацию о распределении пластового давления, что позволит установить: глубину и размеры депрессионной воронки, интенсивности продвижения воды и перетоков между слоями пропластков и т.д.

Следует подчеркнуть, что размеры ячеек создаваемой сетки должны позволить отличить разницу в величинах пластового давления и насыщенностью пор фазами. Законы фильтрации флюидов в пористой среде предопре-

деляют характер распределения давления от стенки скважины до контура зоны дренирования.

Для оценки характера распределения давления в пласте нет необходимости на отдаленном от скважины участке создавать сетку с малым размером ячеек. На газовых месторождениях на расстоянии более 100 м от скважины изменение давления до контура зоны дренирования весьма незначительно.

Размещение разведочных и эксплуатационных скважин с учетом наличия в разрезе нескольких самостоятельных объектов и тектонических нарушений, изолирующих частично или полностью отдельные блоки залежи, указывает на то, что гидродинамическая сетка должна быть выбрана в зависимости от особенностей проектируемого месторождения. Чрезмерное увеличение числа ячеек требует больше затрат времени на моделирование и времени для расчета вариантов разработки. Число сеток зависит и от решаемой реальной задачи.

Как было отмечено ранее, плотность сетки (т.е. размеры ячеек) является одним из основных параметров моделирования. Естественно, что чем меньше размеры ячеек, тем ближе геологическая модель к натурным условиям. Минимизация размеров ячеек очень важна при моделировании залежи со значительным числом тектонических нарушений, а также структур с большим углом падения продуктивных пропластков. Например, при решении обратных задач изучение влияния кольматации на продуктивную характеристику скважин при изучении влияния выпадения конденсата в призабойной зоне, его накопления и частичного выноса из этой зоны на производительность скважин, на фазовую проницаемость для газа размеры ячеек должны быть минимальными и измеряться долями метра. Дегазация нефти в призабойной зоне в случае, когда забойное давление ниже давления насыщения нефти газом, прорыв верхнего газа, в случае вскрытия только нефтенасыщенного интервала, образования конуса воды при обводнении газовых скважин и конуса нефти, если имеется нефтяная оторочка при эксплуатации скважин, вскрывших газонефтяную залежь, также требует минимизации размеров ячеек в призабойной зоне.

Размеры ячеек по оси Z устанавливаются исходя из толщины пласта и степени неоднородности пропластков по толщине залежи. Если в разрезе имеются многочисленные пропластки, резко отличающиеся емкостными и фильтрационными свойствами, то все они должны быть выделены в виде слоя со своими параметрами. При сравнительно близких и больших проницаемостях нефтегазоносных пластов размеры ячеек должны быть выбраны исходя из изменения пластового давления под влиянием гравитационных сил.

Размеры ячеек, если основная цель заключается в прогнозировании показателей разработки, должны быть установлены исходя из характера распределения давления по каждой скважине, каждому кусту и участку залежи. С позиции контроля за работой каждой скважины и месторождения в целом целесообразно использовать неравномерную сетку.

7.7. Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов

Движение флюидов в пористой среде и продуктивность пластов, вскрытых различными типами и конструкциями скважин, связаны с:

– геометрией зоны фильтрации;

– физическими и теплофизическими свойствами флюидов;

– емкостными и фильтрационными свойствами пористой среды;

– взаимодействием флюидов и пористых сред.

Физические свойства пластовых флюидов изменяются от изменения термобарических условий при создании депрессии на пласт и в процессе разработки. Изменение термобарических условий приводит к изменению плотности, вязкости, сверхсжимаемости газа, выпадению конденсата, дегазации нефти, увеличению влажности газа, отложению солей и т.д. Эти изменения могут быть установлены лабораторными экспериментами при использовании так называемых представительных проб, путем создания пластовых термобарических условий и поэтапного снижения пластового давления. Такие данные могут быть получены расчетным путем при известных величинах перечисленных выше параметров при пластовых и стандартных условиях. Характер изменения физических свойств при известных их значениях при пластовых и стандартных условиях устанавливают исходя из имеющихся к настоящему времени обобщений, данных многочисленных месторождений, путем математического описания этих изменений в виде полиномов. Описание характера изменения свойств пластовых флюидов исключает необходимость ввода в банк данных многочисленных точечных значений параметров флюидов при различных давлениях и температурах. Диапазон изменения давления и температуры с момента ввода месторождения в разработку зависит от созданных в различных скважинах депрессий на пласт, от конструкции скважин, от системы сбора газа и подключения скважин в технологические линии по промысловой подготовке газа, от устойчивости продуктивных коллекторов, наличия подошвенной воды и от многих других факторов. На характер изменения свойств газа, конденсата, нефти и воды существенно влияют наличие зоны многолетней мерзлоты и пластовая температура. На изменение свойств пластовых флюидов влияет также степень насыщения газа тяжелыми компонентами углеводородов C_{5+B}.

7.8. Получение модифицированных зависимостей фазовых проницаемостей и их связь с капиллярными силами

Одной из основных задач проектирования разработки с использованием геолого-математических моделей месторождений, наряду с извлекаемыми запасами, выбором типа и конструкций скважин, обоснованием технологических режимов их работы и других не менее важных показателей разработки, является обоснование зависимостей фазовых проницаемостей от насы-

щенности пористой среды фазами. Важность характера изменения фазовых проницаемостей от насыщенностей пористой среды фазами заключается в том, что этим характером при заданных депрессиях на пласт, конструкции скважины, вскрытия пласта, емкостных и фильтрационных свойствах залежи предопределяется производительность, следовательно, и число скважин. Важность величин фазовых проницаемостей требует от проектировщика глубоких знаний по методам определения фазовых проницаемостей, достоверность этих методов и факторов, влияющих на точность их определения.

Современные теоретические основы геолого-математического моделирования нефтяных и газовых месторождений предусматривают наличие в среднем пяти фаз: в частности, газовой, нефтяной, водяной фаз и фаз, закачиваемых в нефтеносную и газонасыщенную зоны с целью поддержания пластового давления. На газоконденсатных, газонефтяных, нефтегазовых и газовых месторождениях фазовые проницаемости возникают в процессе разработки в результате выпадения конденсата, дегазации нефти, продвижения нефтяной оторочки в газовую залежь при опережающем отборе газа, обводнения скважин, прорыва свободного газа через вскрытый нефтеносный интервал, закачки газа, воды, полимерных растворов и т.д. в пласт.

Как правило, кривые фазовых проницаемостей описываются полиномами и характер их изменения вводится в "Банк данных".

Следует подчеркнуть, что практически отсутствуют трехфазные диаграммы фазовых проницаемостей, необходимые при разработке любого нефтяного месторождения. Поэтому фазовые проницаемости трехфазных систем часто приводят к замене их двухфазными в виде газ-нефть, газ-вода, нефть-вода и газ-жидкость. Разновидности этих зависимостей изложены в работах [10, 14].

При моделировании месторождения в качестве фазовых проницаемостей, в зависимости от насыщенности пор фазами, порогами подвижности фаз, можно использовать расчетные формулы, приведенные в работе [35]. Естественно, что при этом необходимо учесть абсолютную проницаемость каждого пропластка, вязкость флюидов, взаиморастворимость флюидов и т.д.

7.9. Подсчет запасов путем геолого-математического моделирования газовых и газоконденсатных месторождений

Подсчет запасов газа, конденсата и нефти с использованием геолого-математической модели месторождений от классических методов их определения отличается учетом взаимодействия пропластков и определением извлекаемых запасов на любой стадии разработки из любого пропластка с различными емкостными и фильтрационными свойствами.

При моделировании месторождения необходимо без всяких условностей ввести в "Банк данных" все пропластки без исключения с их соответствующими емкостными и фильтрационными свойствами. В реальных условиях

встречаются различные газовые и газоконденсатные месторождения по неоднородности, проницаемости, насыщенности, удельным запасам, типам залежей и т.д. Произвольное исключение из подсчета запасов газа и нефти низкопористых и низкопроницаемых пропластков экспертами геологами и геофизиками без каких-либо доказательств и неучет наличия переходных зон по объектам приводит к неоднократному пересчету запасов в процессе разработки.

Искусственное бездоказательное снижение запасов приводит к переориентации компаний и фирм, стратегия которых базируется на утвержденных запасах при обосновании уровня годового отбора газа и конденсата, продолжительности разработки месторождения, числа и размещения скважин и их обвязки, количеств технологических линий по подготовке газа, сроков ввода ДКС и т.д. Поэтому геологические запасы должны быть утверждены только с учетом всех имеющихся пропластков, независимо от их емкостных и фильтрационных свойств. Эти запасы должны быть проанализированы проектировщиком с позиции: какая часть запасов находится в высокопористых и высокопроницаемых пропластках; какие проницаемости и запасы в низкопроницаемых пропластках; какая гидродинамическая связь между пропластками; сколько самостоятельных объектов в залежи, активность контурных вод, размеры водоносного бассейна и газовой залежи, возможности незначительного или существенного вторжения воды в залежь и т.д.

Для определения извлекаемых запасов газа необходимо не только геологическое моделирование месторождения с соответствующей формой и типом залежи, с многочисленными пропластками с различной характеристикой, но и пуск ее в разработку с числом скважин, обеспечивающих запланированный годовой отбор из месторождения. При этом одним из существенных факторов, влияющих на коэффициент извлечения газа и конденсата, является размещение скважин по площади и толщине залежи, вскрытие каждого пропластка пропорционально их запасам и фильтрационным свойствам. Необходимость математического описания процессов, происходящих при определении извлекаемых запасов, становится аналогом прогнозирования показателей разработки, т.е. аналогом геолого-математического моделирования залежи. Из изложенного следует, что подсчет извлекаемых запасов с использованием геолого-математического моделирования одновременно становится геолого-математическим моделированием разработки газовых месторождений, но отличается тем, что для подсчета извлекаемых запасов нет необходимости рассматривать вопросы, связанные с подъемом продукции на поверхность сбора и подготовки газа. При этом следует учесть, что извлекаемые запасы будут зависеть от числа и режима работы скважин, от их типа и расположения, направления расположения горизонтальных стволов и от многих других факторов. Существенное значение имеет гидродинамическая связь между пропластками, их вскрытия пропорционально запасам и фильтрационным свойствам.

Таким образом, подсчет извлекаемых запасов газа путем моделирования не следует рассматривать как модель, созданную только для определения балансовых запасов, геолого-математическая модель позволяет определить как извлекаемые запасы газа, так и показатели разработки месторождения. Извлекаемые запасы газа зависят от значительного числа факторов, в частности, от:

– типа (вертикальный, наклонный, горизонтальный) скважин и их расположения по толщине и по площади залежи;
– вскрытия пласта и направления расположения горизонтального ствола с учетом неоднородности пропластков;
– удельных запасов газа по пропласткам и гидродинамической связи между ними;
– плотности сетки скважин;
– активности пластовых вод и размеров залежи;
– интенсивности отбора газа;
– давления "забрасывания" месторождения и т.д.

Перечисленные и другие факторы, влияющие на коэффициент газоотдачи, могут быть предсказаны в случаях, если:

– запасы газа, представленные проектировщику, определены с использованием геолого-математической модели месторождения с учетом перечисленных факторов;
– запасы газа установлены проектировщиком, использовавшим такую модель для прогнозирования показателей разработки месторождения.

При существующей системе проектирования, ориентируясь на запасы, утвержденные ГКЗ, проектировщик не может гарантировать достоверность прогнозируемых показателей.

Степень участия в разработке отдельных пропластков при единой сетке для всех объектов вертикальных скважин невозможно установить без создания геолого-математической модели месторождения.

Одной из основных задач проекта является обоснование коэффициента извлечения конденсата. Этот вопрос должен быть регламентирован исходя из:

– содержания конденсата в газе;
– емкостных и фильтрационных свойств пористой среды.

Проектировщик должен дать общую оценку о возможном дополнительном количестве конденсата, добываемого в результате поддержания пластового давления. Только после таких оценок следует рассматривать вариант разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления, с целью повышения конденсатоотдачи. При этом следует учесть, что обратная закачка сухого газа в объеме, равном начальным запасам газа залежи, не достаточна для полного извлечения конденсата.

7.10. Промысловая информация и ее использование при моделировании

Создание геолого-математических моделей газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется на различных стадиях их изученности. Как правило, в РФ проект разработки составляется после утверждения запасов газа, конденсата и нефти (при наличии нефтяной оторочки). Первому полноценному проекту разработки предшествуют так называемое ТЭО (технико-экономическое обоснование) о целесообразности освоения месторождения, технологическая схема разработки, рассчитанная на 1÷5 лет в зависимости от сложности месторождения, его запасов и т.д. В тех случаях, когда месторождение разрабатывается по технологической схеме или составляется новый проект после длительной разработки залежи, одной из задач является использование накопившейся промысловой информации в процессе разработки. В частности, материалы по: уточнению геологического строения месторождения по данным пробуренных эксплуатационных скважин, а в ряде случаев и с целью доразведки месторождения и по данным новых разведочных скважин; уточнению емкостных и фильтрационных свойств отдельных пропластков, типа залежи, положения контактов, параметра анизотропии, запасов газа, конденсата, нефти; изменению содержания конденсата в газе по толщине и но площади, концентрации кислых компонентов, значениям пластового, забойного и устьевого давлений по скважинам и во времени; определению значения пластового давления по зонам УКПГ, кустам и отдельным скважинам по толщине и по площади, а также по отдельным пропласткам и во времени; увязке устьевого давления с конструкцией скважин с учетом состава добываемой продукции, дебитом скважин во времени, содержанию в продукции скважин жидких и твердых примесей при различных депрессиях на пласт и по их изменению во времени, нарастающим значениям дебитов по скважинам, УКПГ и по месторождению в целом; выходу и потерям конденсата; объему вторгшейся в залежь воды, компонентным составам газа и конденсата, условиям работы технологических линий по промысловой подготовке газа, конденсата и нефти; изменению пропускных способностей установок по осушке и очистке газа, установок по регенерации ингибиторов гидратообразования, коррозии, солеотложения; по дозировке подачи насыщенных ингибиторов и др.

Огромный перечень материалов по различным узлам системы “пласт – газопровод”, процессам, происходящим в пласте, в стволе скважины, наземных коммуникациях, в установках по подготовке газа, конденсата, нефти и воды на ДКС, а также исследования, предусмотренные проектом разработки с целью уточнения различных параметров и контроль за ходом процесса разработки ***часто регистрируются и накапливаются не в соответствии с регламентом по объему и качеству получения этих материалов и обработке их соответствующими методами***. Это одна из причин, когда по

данным промыслового материала не восстанавливается история разработки месторождения.

Организация, имеющая лицензию на проектирование разработки газовых и газонефтяных месторождений, должна иметь методические указания по методам, технике и технологии получения, обобщения и выбора исходных данных, получаемых различными видами исследования, сбору и анализу данных эксплуатации скважин и промысловых коммуникаций.

7.11. Теоретические основы создания геолого-математических моделей месторождения или его фрагментов

Теоретические основы моделирования залежи или ее фрагментов базируются на математическом описании процесса многомерной, многофазной многокомпонентной нестационарной фильтрации в неоднородной по толщине и по площади пористой среде. При этом учитываются параметр анизотропии пластов, последовательность залегания высоко– и низкопроницаемых пластов, тип залежи, степень насыщения пор нефтью, газом и водой и их изменения в процессе разработки и в результате дегазации нефти и обводнения залежи пластовой и закачиваемой водами, образования конуса подошвенной воды, фазовые проницаемости при различных насыщенностях пористой среды фазами; изменения свойств нефти, газа и воды от давления, капиллярных и гравитационных сил, взаиморастворимости фаз и многих других факторов. При моделировании учитывается не только фильтрация флюидов в пористой среде, но и движение подступившей к забою смеси в пределах длины горизонтального ствола. Как было подчеркнуто ранее, для обоснованного прогнозирования показателей разработки требуется решение системы уравнений, описывающих изотермическую (возможно, и неизотермическую) фильтрацию многокомпонентной, многофазной смеси в пористой среде [35], имеющей вид:

$$\operatorname{div}\left[k'\sum\frac{k_\alpha\rho_\alpha l_\alpha^k}{\mu_\alpha}\left(\operatorname{grad}P_\alpha-\rho_\alpha g\operatorname{grad}\bar{Z}\right)\right]-m'\frac{\partial}{\partial t}\left[\sum m_\alpha\rho_\alpha S_\alpha l_\alpha^k\right]-\sum Q_{\alpha_\alpha^r}^k=0\,,\quad(7.1)$$

где k – число компонентов, k = 1,2,3.....k.

Система дополняется следующими соотношениями:

$$\sum_k^K l_\alpha^k=1;\ \sum_\alpha^N S_\alpha=1;\ P_\alpha-P_\beta=P_{\alpha\beta}^c\left(S_\alpha\right),\qquad(7.2)$$

где α – число фаз.

Пусть система состоит из трех компонентов k=3 и из трех фаз α=3. При этом предполагаются известными следующие зависимости:

$$\rho_\alpha = \rho(\rho_\alpha);\ l_\alpha^k = l(\rho_\alpha);\ \mu_\alpha = \mu(\rho_\alpha);\ m_\alpha = m(\rho_\alpha);\ k_1 = k(S_1);\ k_2 = k(S_1;S_3);$$

$$k_3 = k(S_3);\ P_1 - P_2 = P_{1,2}^c(S_1) \text{ и } P_1 - P_2 = P_{2,3}^c(S_3). \qquad (7.3)$$

В уравнениях (7.1) и (7.2) k и m – соответственно коэффициенты проницаемости и пористости пласта в точке с координатами X, Y, Z. Величины $P_\alpha, \rho_\alpha, k_\alpha, \mu_\alpha, S_\alpha,$ и l_α – соответственно давление, плотность, относительная фазовая проницаемость, вязкость, насыщенность и доля k-го компонента в α-й фазе.

Изменение каждого из приведенных выше параметров от давления и насыщенности должно быть выражено через математические зависимости исходя из составов и свойств пористой среды и флюидов. Так, например, изменение пористости от давления в данном случае принято в виде:

$$m_\alpha = m_{ат} + \beta_c (P_\alpha - P_{ат}), \qquad (7.4)$$

m_α – пористость, зависящая от давления; $m_{ат}$ – пористость при атмосферном давлении $P_{ат}$; β_c – коэффициент сжимаемости пласта; P_α – давление α-й фазы.

Известно, что при фильтрации проницаемость породы для двух фаз меньше ее абсолютного значения.

Исследования показывают, что фазовая проницаемость для различных фаз зависит от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, физических и физико-химических свойств жидкостей и пористых сред.

Фазовая проницаемость определяется в основном степенью насыщенности пор разными фазами.

Для нефтяных и газонефтяных месторождений при заданных емкостных параметрах пласта основным определяющим фактором, влияющим на производительность скважин и на интерпретацию результатов исследования, являются фазовые проницаемости, величины которых меняются по мере изменения насыщенности пор фазами. Как правило, изменение насыщенности пористой среды происходит при прорыве верхнего газа, режиме работы нефтяной скважины при условии $P_з < P_{нас}$ и одновременном прорыве верхнего газа и разгазировании нефти в призабойной зоне. Кроме того, изменение насыщенности пор связано с подъемом ВНК, продвижением контурных вод и закачкой воды или газа в пласт. Однако существуют диапазоны изменения насыщенности пористой среды газом, водой или нефтью в пределах, в которых относительные фазовые проницаемости остаются (или принимаются) практически постоянными. Граница этих областей характеризует либо порог подвижности флюидов, либо величины остаточных газо-, водо-, нефтенасыщенностей.

Аналитическая связь между насыщенностью пор газом, нефтью и водой фазовыми проницаемостями необходима для разработки методов интерпретации результатов исследования и прогнозирования показателей разработки

путем создания геолого-математических моделей месторождений или их фрагментов, учитывающих изменения фазовых проницаемостей из-за изменения насыщенности пор фазами в процессе их разработки. Без учета этого фактора любые прогнозные показатели будут нереальными.

В предлагаемой программе расчета основных показателей разработки фрагмента месторождения связь между насыщенностью пористой среды фазами и относительными проницаемостями является модифицированным вариантом такой связи, предложенной ранее Роузом [35]. Согласно принятому принципу в общей постановке для газонефтяных месторождений относительные фазовые проницаемости для системы "нефть–вода" и для системы "газ–жидкость" определяются как:

- относительная проницаемость по нефти в водонасыщенной среде $k_{ОНiВ}$ – величина постоянная в диапазоне $S_ж \ \psi^{Н}_{В}$;
- относительная проницаемость по нефти равна нулю в диапазоне $S_В \geq S_{НОВ}$;
- относительная проницаемость по воде $k_{ОВ}$ равна нулю в диапазоне насыщения пор водой $S_В < S_{ВО}$;
- относительная проницаемость по воде в нефтеносной среде $k_{ОВ}$ – величина постоянная ($k_{ВОiН} = \max k_{ОВ}$) в диапазоне $S_В \leq \psi^{В}_{В}$;
- относительная проницаемость по нефти $k_{НОВ}$ – величина постоянная ($k_{НОiВ} = \max k_{ОН}$) в диапазоне $S_ж \leq \psi^{1}_{1}$;
- относительная проницаемость по газу в водонасыщенной среде $k_{ГОiВ}$ равна нулю в диапазоне $S_ж \geq (1-S_{ГО})$;
- относительная проницаемость по нефти в газонасыщенной среде $k_{НоiГ}$ равна нулю в диапазоне $S_ж \leq S_{НОГ}$;
- относительная проницаемость по нефти в газонасыщенной среде $k_{НоiГ}$ – величина постоянная ($k_{НОiГ} = \max k_{НОГ}$) в диапазоне $S_ж \geq (1-\psi^{Н}_{Г})$.

Аналитическая связь между насыщенностями газом, нефтью и водой и фазовыми проницаемостями для принятой авторами данной работы модификации этой связи имеет вид:

$$\overline{k_В} = k_З = \frac{\overline{k}_{ВОiН}\,16S_В^2\left[S_В - S_{ВО}\right]^3\left[1-\psi_В^В - S_{ВО}\right]}{\left\{\begin{array}{l}2S_В^2\left[2\left(1-\psi_В^В\right)-3S_{ВО}\right]+3S_В S_{ВО}\left[3S_{ВО}-2\left(1-\psi_В^В\right)\right]+\\ +S_{ВО}\left(1-\psi_В^В\right)\left[4\left(1-\psi_В^В\right)-5S_{ГО}\right]\end{array}\right\}}; \qquad (7.5)$$

$$\overline{k_Г} = k_1 = \frac{\overline{k}_{ГОiВ}\,16S_Г^2\left[S_Г - S_{ГО}\right]^3\left[1-\psi_Г^Г - S_{ГО}\right]}{\left\{\begin{array}{l}2S_Г^2\left[2\left(1-\psi_Г^Г\right)-3S_{ГО}\right]+3S_Г S_{ГО}\left[3S_{ГО}-2\left(1-\psi_Г^Г\right)\right]+\\ +S_{ГО}\left(1-\psi_Г^Г\right)\left[4\left(1-\psi_Г^Г\right)-5S_{ГО}\right]\end{array}\right\}}; \qquad (7.6)$$

$$\overline{k} = k_2 = \frac{k_{НОiВ}}{k_{НОiВ}k_{НОiГ}} \cdot \frac{X_1 X_2}{Y^2 Z^2}, \text{ (модель Стоуна);} \qquad (7.7)$$

где
$$X_1 = k_{НОiВ} 16 S_Н^2 \left[S_Н - S_{НОВ}\right]^3 \left[1 - \psi_В^Н - S_{НОВ}\right]; \qquad (7.8)$$

$$Y = 2S_Н^2\left[2\left(1-\psi_В^Н\right) - 3S_{НОВ}\right] + 3S_Н S_{НОВ}\left[3S_{НОВ} - 2\left(1-\psi_В^Н\right)\right] + \\ + S_{НОВ}\left(1-\psi_В^Н\right)\left[4\left(1-\psi_В^Н\right) - 5S_{НОВ}\right]; \qquad (7.9)$$

$$X_2 = k_{НОiГ} 16 S_ж^2 \left[S_ж - S_{НОГ}\right]^3 \left[1 - \psi_Г^Н - S_{НОГ}\right]; \qquad (7.10)$$

$$Z = 2S_ж^2\left[2\left(1-\psi_Г^Н\right) - 3S_{НОГ}\right] + 3S_ж S_{НОГ}\left[3S_{НОГ} - 2\left(1-\psi_Г^Н\right)\right] + \\ + S_{НОГ}\left(1-\psi_Г^Н\right)\left[4\left(1-\psi_Г^Н\right) - 5S_{НОГ}\right]. \qquad (7.11)$$

В приведенных выше формулах использованы следующие обозначения:

$\overline{k}_В, \overline{k}_Г, \overline{k}_Н$ – относительные фазовые проницаемости по воде, газу и нефти;

$S_Н$, $S_Г$, $S_В$, $S_ж$ – насыщенность пористой среды нефтью, газом, водой и жидкостью;

$S_{ГО}$, $S_{ВО}$ – остаточные насыщенности пор газом и водой;

$S_{НОГ}$, $S_{НОВ}$ – остаточная насыщенность нефти и воды в системе “газ–жидкость” и “нефть–вода” соответственно;

$\psi_В^Н, \psi_В^В, \psi_Г^Н, \psi_Г^Г$ – условные границы, в пределах которых фазовые проницаемости приняты постоянными.

Естественно, что принятый характер изменения относительно фазовых проницаемостей от насыщенности пор газом, нефтью и водой проверялись экспериментальными исследованиями для определения пригодности предлагаемой зависимости. Предлагаемый вариант связи фазовых проницаемостей и насыщенности характеризуется двумя факторами.

1. До начала движения второй фазы фазовая проницаемость первой фазы принимается постоянной. Такое предположение для практических расчетов не всегда допустимо, так как до начала двухфазного движения фазовая проницаемость первой подвижной фазы также изменяется (уменьшается) незначительно и поэтому фазовая проницаемость её может быть принята условно постоянной. Такое допущение облегчает получение простой аналитической зависимости вида (7.5)÷(7.7).
2. Возможность объективно оценить ожидаемые дебиты по фазам при двух- и трехфазной фильтрации газа-воды, газа-нефти и газа-нефти-воды. Более существенный фактор, влияющий на производительность скважин по фазам, практически отсутствует.

Производительность источника (стока) k-го компонента, моделирующего скважину, определяется формулой:

$$Q^k = \sum Q_\alpha^k \qquad .(7.12)$$

Для удобства дальнейшего рассмотрения поставленной задачи целесообразно для решения системы (7.1) использовать безразмерные параметры:

$$P_\alpha^* = \frac{P_\alpha}{P_c};\ \left[k'\right] = \frac{k'}{k_0};\ \rho_\alpha^* = \frac{\rho_\alpha}{\rho_0};\ \mu_\alpha^* = \frac{\mu_\alpha}{\mu_0};\ \overline{Z}^* = \frac{\overline{Z}}{Z_0};\ G = \frac{g\rho_0 Z_0}{P_0};\ \overline{\beta}_c = \frac{\beta_c P_0}{m_0};$$

$$\tau = \frac{k_0 P_0 t}{m_0 \mu_0 R_0^2};\ Q^* = \frac{\mu_0 Q_k}{k_0 R_0 P_0 \rho_0}, \qquad (7.13)$$

где $P_0, k_0, \rho_0, \mu_0, R_0, Z_0, m_0$ – характерные значения давления, коэффициента проницаемости, плотности, вязкости, линейного размера, глубины залегания пласта, коэффициента пористости.

Опуская для удобства в дальнейшем знак (*) и учитывая, что система состоит из трех компонентов и трех фаз, с учетом безразмерных параметров (7.13) система (7.1) будет иметь вид:

$$\operatorname{div}\left[k'\left(A_{k1}\operatorname{grad}P_1 + A_{k1}\operatorname{grad}P_2 + A_{k2}\operatorname{grad}P_3\right)\right] = m'\left[\beta_{k1}\frac{\partial P_1}{\partial\tau} + \beta_{k2}\frac{\partial P_2}{\partial\tau} + \right.$$
$$\left. + \beta_{k3}\frac{\partial P_3}{\partial\tau}\right] + \sum Q_\alpha^k + G\cdot\operatorname{div}\left[k'\left(A_{k1}\rho_1 + A_{k2}\rho_2 + A_{k3}\rho_3\right)\operatorname{grad}\overline{Z}\right], \qquad (7.14)$$

где k = 1, 2, 3.

$$A_{k1} = \frac{k_1\rho_1 l_1^k}{\mu_1};\ A_{k2} = \frac{k_2\rho_2 l_2^k}{\mu_2};\ A_{k3} = \frac{k_3\rho_3 l_3^k}{\mu_3}; \qquad (7.15)$$

$$\beta_{k1} = \overline{\beta}_c\rho_1 l_1^k S_1 + m_1\left[S_1\left(l_1^k\frac{\partial\rho_1}{\partial P_1} + \rho_1\frac{\partial l_1^k}{\partial P_1}\right) + \rho_1 l_1^k\frac{\partial S_1}{\partial\left(P_1 - P_2\right)}\right] - m_2\rho_2 l_2^k\frac{\partial S_1}{\partial\left(P_1 - P_2\right)};$$

$$\beta_{k2} = \overline{\beta}_c\rho_2 l_2^k\left(1 - S_1 - S_3\right) + m_2\left[\begin{array}{l}\left(1 - S_1 - S_2\right)\left(l_2^k\dfrac{\partial\rho_2}{\partial P_2} + \rho_2\dfrac{\partial l_2^k}{\partial P_2}\right) + \\ +\rho_2 l_2^k\left(\dfrac{\partial S_1}{\partial\left(P_1 - P_2\right)} - \dfrac{\partial S}{\partial\left(P_2 - P_3\right)}\right)\end{array}\right] -$$
$$- m_1\rho_1 l_1^k\frac{\partial S_1}{\partial\left(P_1 - P_2\right)} + m_3\rho_3 l_3^k\frac{\partial S_3}{\partial\left(P_2 - P_3\right)};$$

$$\beta_{k3} = \overline{\beta}_c\rho_3 l_3^k S_3 + m_3\left[S_3\left(l_3^k\frac{\partial\rho_3}{\partial P_3} + \rho_3\frac{\partial l_3^k}{\partial P_3}\right) - \rho_3 l_3^k\frac{\partial S_3}{\partial\left(P_2 - P_3\right)}\right] + m_2\rho_2 l_2^k\frac{\partial S_3}{\partial\left(P_2 - P_3\right)}. \qquad (7.16)$$

В формулах (7.14)÷(7.16) индексы 1, 2 и 3 относятся соответственно к газовой, нефтяной и водной фазам.

Система (7.14) является нелинейной и ее решение возможно только численным методом интегрирования. Для численного решения таких систем существуют различные методы. В рассматриваемом случае использован метод неполной разностной факторизации. Детально этот метод рассмотрен в работе [35]. В матричном виде разностное уравнение, аппроксимирующее систему (7.14), можно выразить в следующем виде:

$$\underline{\underline{M}}\cdot\hat{P}=\hat{q}. \tag{7.17}$$

Допустим, что

$$\left(\underline{\underline{M}}+\underline{\underline{N}}\right)\cdot\hat{P}=\hat{q}+\underline{\underline{N}}\cdot\hat{P}+\underline{\underline{M}}\cdot\hat{P}-\underline{\underline{M}}\cdot\hat{P}, \tag{7.18}$$

$$d\hat{P}^{m+1}=\hat{P}^{m+1}-\hat{P}^{m}, \tag{7.19}$$

где m – номер итерации. Тогда вместо (7.18) с учетом (7.19) получим:

$$\left(\underline{\underline{M}}+\underline{\underline{N}}\right)\cdot d\hat{P}^{m+1}=\hat{R}^{m}, \tag{7.20}$$

где

$$\hat{R}^{m}=\hat{q}-\underline{\underline{M}}\cdot\hat{P}^{m}; \tag{7.21}$$

$\underline{\underline{M}}$ – матрица коэффициентов разностных уравнений; $\underline{\underline{N}}$ – вспомогательная матрица, позволяющая факторизовать систему (7.20); $\hat{P}$ – искомая функция-вектор; $\hat{q}$ – правая часть разностных уравнений (вектор подобный вектору $\hat{P}$).

Здесь $\hat{P}$ и $\hat{q}$:

$$\hat{P}=\begin{bmatrix}P_{1,j,k}\\ \cdots\cdots\\ P_{i,j,k}\\ \cdots\cdots\\ P_{M,N,KZ}\end{bmatrix};\ P_{i,j,k}=\begin{bmatrix}P^{1}\\ P^{2}\\ P^{3}\end{bmatrix}_{i,j,k};\ \hat{q}=\begin{bmatrix}q_{1,j,k}\\ \cdots\cdots\\ q_{i,j,k}\\ \cdots\cdots\\ q_{M,N,KZ}\end{bmatrix};\ q_{i,j,k}=\begin{bmatrix}q^{1}\\ q^{2}\\ q^{3}\end{bmatrix}_{i,j,k}, \tag{7.22}$$

где $P_{i,j,k}$ – фазовое давление, соответствующее определенному компоненту смеси.

Сущность используемой методики неполной разностной факторизации заключается в следующем: семидиагональная матрица системы разностных уравнений, к которым сводится дифференциальная система (7.14) при соответствующих граничных и начальных условиях, представляется в виде про-

изведения двух (верхней и нижней) треугольных матриц. Обычное разложение (факторизация) матрицы $\underline{\underline{M}}$ на верхнюю $\underline{\underline{U}}$ и нижнюю $\underline{\underline{L}}$ треугольные матрицы приводит к появлению ненулевых членов между диагоналями как нижней, так и верхней матрицы. При значительном числе узлов разностной сетки решение такой факторизованной, т.е. разложенной на множители системы, требует большой памяти для хранения членов матриц и значительных затрат машинного времени на решение.

Однако матрицу $\underline{\underline{M}}$ можно модифицировать добавлением некоторой вспомогательной матрицы $\underline{\underline{N}}$ таким образом, чтобы ненулевые члены сохранялись только на главных диагоналях матрицы. При этом модифицированная матрица $\underline{\underline{M}}+\underline{\underline{N}}$ легко факторизуется (разлагается) на произведение матриц $\underline{\underline{L}}\cdot\underline{\underline{U}}$.

Новая модифицированная матрица ($\underline{\underline{M}}+\underline{\underline{N}}$) должна удовлетворить следующему соотношению:

$$\underline{\underline{M}}+\underline{\underline{N}}=\underline{\underline{L}}\cdot\underline{\underline{U}}, \tag{7.23}$$

где $\underline{\underline{L}}$ и $\underline{\underline{U}}$ нижняя и верхняя треугольные матрицы.

Из (7.20) и (7.23) следует, что

$$\left(\underline{\underline{M}}+\underline{\underline{N}}\right)\cdot d\hat{P}^{m+1}=\underline{\underline{L}}\cdot\underline{\underline{U}}\cdot d\hat{P}^{m+1}=\hat{R}^{m} \tag{7.24}$$

и если обозначить через

$$\hat{V}=\underline{\underline{U}}\cdot d\hat{P}^{m+1}, \tag{7.25}$$

то из (7.17) получим:

$$\underline{\underline{L}}\cdot\hat{V}=\hat{R}^{m} \tag{7.26}$$

Тогда решение уравнения (7.20) может быть получено следующим образом: сначала из (7.26) определяем

$$\hat{V}=\hat{L}^{-1}\cdot\hat{R}^{m}, \tag{7.27}$$

а затем из (7.25) определяем

$$d\hat{P}^{m+1}=\underline{\underline{U}}^{-1}\cdot\hat{V}. \tag{7.28}$$

Граничные условия для решения (7.28) на скважинах задаются в виде плотности источника (стока), приходящегося на один узел разностной сетки. Если не все границы пласта проницаемы, то можно задавать переток флюида через внешнюю границу пласта при помощи источников, расположенных в граничных узлах пласта.

Решение системы (7.14) позволяет получить распределение давления в фазах и насыщенности фазами пористой среды произвольной формы и с произвольным размещением вертикальных и горизонтальных скважин в любой точке залежи по толщине и по ее площади. Возможность определения насыщенности по фазам позволяет определить фазовые проницаемости, следовательно, и производительность скважин по фазам в процессе разработки по известным величинам давления по длине фильтра.

7.12. Задание начальных и граничных условий. Моделирование водонапорной системы

Ввод даже точных параметров каждого пропластка при их наличии не гарантирует достоверности прогнозируемых показателей разработки, если начальные и граничные условия на месторождении не соблюдены. На граничные условия существенно влияют проектные решения по срокам ввода скважин и участков в разработку, исходные данные по емкостным и фильтрационным свойствам пластов, информация о водоносном бассейне, о ее упругих запасах, о возможном избирательном движении воды по периметру структуры и по отдельным пропласткам с учетом неравномерности их истощения, связанной с числом вскрытий и удельных запасов этих пропластков. Поведение зоны, дренируемой отдельными скважинами, кустами и участками залежи, сильно зависит от притока или оттока, от их зоны с различной интенсивностью, что влияет на их показатели разработки, в частности на характер изменения дебитов, давлений, годовых отборов и т.д.

В ряде случаев из-за отсутствия соответствующей информации или необходимости решения задачи для одной скважины или куста целесообразно рассмотреть только фрагмент залежи. Использование фрагмента означает, что либо во всех фрагментах процесс истощения происходит одинаково и нет межзональных перетоков, либо на границе фрагмента рассматривается отток или приток. При этом возможны оттоки или притоки из различных участков границы, размеры и направления которых устанавливаются гидродинамической сеткой и ожидаемыми давлениями на соседних зонах.

Условия на границе изменяются в различных пропластках (слоях) поразному в соответствии с их фильтрационными свойствами, отборами из них и гидродинамической связью между пропластками.

7.13. Адаптация фильтрационных и емкостных свойств пласта и водоносного бассейна к реальным данным скважин и месторождения

Несовершенство теоретического описания процессов, происходящих в пористой среде, связано с ее неоднородностью, изменчивостью насыщения

фазами и, следовательно, фазовыми проницаемостями, изменчивостью свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов в зоне дренирования скважинами и во времени; несовершенством способов вскрытия пласта и различием степени влияния бурового раствора на пропластки, в зависимости от их минералогического состава, фильтрационных свойств и с многими другими факторами. Поэтому, как правило, реальные данные испытания и эксплуатации скважин не совпадают с данными геолого-математических моделей. Отчасти это связано с неточностью методов определения емкостных и фильтрационных свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов по результатам гидрогеологических, газогидрогеологических, геофизических, газоконденсатных и лабораторных исследований. Заложенные в модель исходные данные, если они определены не достоверно, предопределяют неточность прогнозируемых показателей разработки, в частности дебиты, давления, депрессии, потери давления и т.д.

Ограниченность и качество исходных данных, полученных до начала проектирования различными косвенными методами, обобщенные и использованные при моделировании, практически всегда отличаются от фактических данных скважин. Поэтому одной из основных задач проектировщика является адаптирование модельных данных с реальными фактическими данными. Адаптация прежде всего осуществляется по скважинам. Критериями адаптации для скважин являются величины депрессий и дебитов скважин или коэффициент продуктивности.

Адаптацию данных проектных с фактическими данными скважин удобнее всего осуществлять через так называемый “скин-эффект”. “Скин-эффект”, по сущности, ввод в фильтрационные свойства пористой среды в призабойной зоне дополнительного сопротивления, если фактический коэффициент продуктивности скважин ниже коэффициента, полученного по проектным скважинам, по тем данным, которые использованы при моделировании. Если продуктивности проектных скважин оказались меньше фактических, то следует использовать отрицательные значения скин-эффекта. Как правило, такая ситуация возникает в случае проведения в скважинах работ по интенсификации. Искусственный ввод скин-эффекта для выравнивания фактических данных с модельными не всегда целесообразен, так как при этом за пределами призабойной зоны остаются те емкостные и фильтрационные свойства пористой среды, которые были использованы при моделировании и при которых не получилось совпадение реальных и модельных данных. Если данные, использованные при моделировании, оказались лучше фактических, то несмотря на адаптацию параметров скважин, другие показатели разработки могут быть сильно искажены. В частности, может сказаться неоправданно интенсивное обводнение отдельных скважин и месторождения в целом или данные о фильтрационных свойствах модели завышены, а адаптация осуществлена за счет ввода скин-эффекта. Необходимость адаптации, даже при использовании в процессе моделирования

точных фильтрационных свойств, возникает из-за неточности запасов газа участвующих в разработке. В таких случаях необходимы новые прогнозы показателей разработки. Следует подчеркнуть, что так называемый этап опытно-промышленной эксплуатации месторождения при средних и крупных запасах месторождения не дает достаточной информации о величинах извлекаемых запасов газа. Необходимо обратить особое внимание на возможность адаптации не только путем переноса числа скважин, но и путем ввода новых уточненных параметров пористой среды, полученных в результате работ, выполненных по контролю за разработкой и внесением поправок по параметрам, принятым при проектировании.

7.14. Уточнение гидравлических сопротивлений скважин, систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа

Этот пункт в представленном виде носит второстепенный характер, так как слово "уточненное" относится к уже выбранным конструкциям скважин, систем сбора и транспорта газа.

Уточнять можно путем учета различных методологических и технологических факторов. Например, уточнение коэффициента гидравлического сопротивления фонтанных труб для точного определения забойного давления по известному устьевому давлению или, наоборот, при известном забойном давлении устьевого. Уточнение гидравлических сопротивлений скважин и системы сбора газа, при известных достоверных методиках расчета, следует рассмотреть с позиции:

- изменения состава продукции по стволу скважины и промысловых коллекторов во времени;
- изменения шероховатости используемых труб;
- структуры потока по пути движения продукции от забоя скважины до установок по подготовке газа.

Потери давления в системе "забой скважины – УКПГ" зависит от глубины залегания залежи, наличия и количества твердых и жидких примесей в продукции скважины, конструкции скважины и промысловых коллекторов, расположения скважин и УКПГ на структуре, качество' используемых труб, структуры потока и от многих других факторов. Но при заданных конструкциях скважин и системы сбора газа те или иные уточнения сопротивления не приводят к существенным изменениям давления на устье скважин и на блоке входных линий перед УКПГ. Вопрос уточнения сопротивлений становится сравнительно значимым при значительном содержании конденсата в газе, обводнении скважин подошвенной или контурной водой, в особенности на поздней стадии разработки месторождения.

Выбранные конструкции скважин должны обеспечить два условия.

1. Минимальные потери на трение по стволу скважин;

2. Необходимую скорость, обеспечивающую вынос с забоя твердых и жидких примесей, исключающую возможность образования песчано-жидкостных пробок в стволе в процессе эксплуатации скважин.

Первое условие требует увеличения диаметров обсадной колонны и, следовательно, фонтанных труб. Однако для минимизации потерь давления увеличение диаметров обсадной колонны и НКТ приводит к удорожанию скважин и необходимости со временем замены фонтанных труб, выбранных на начальном этапе разработки, на трубы малого диаметра.

В реальных условиях потери давления в системе сбора и внутрипромыслового транспорта газа не превышают 0,2÷0,3 МПа. Основные потери давления в системе "забой скважины – УКПГ" связаны со стволом скважин. Эти потери имеют две составляющие, связанные столбом газа и трением при движении по фонтанным трубам. Потери на трение могут быть обоснованы и выбраны проектировщиком путем изменения диаметра фонтанных труб и производительности скважин. Однако производительность не может быть снижена из-за необходимости снижения потерь давления, так как с ней связано число проектных скважин. Для выбранного технологического режима пригодность выбранной конструкции базируется не только на газогидродинамических критериях, но и на экономических показателях выбираемой конструкции.

Обычно только на очень короткий промежуток времени дебиты скважин могут быть снижены для обеспечения необходимого устьевого давления в случае несвоевременного ввода ДКС.

При создании комплексной геолого-математической модели месторождения в систему уравнений, совместно решаемых численным методом, должны входить уравнения:

- многофазной, многомерной, многокомпонентной нестационарной фильтрации в неоднородной анизотропной среде с фазовыми переходами, изменением емкостных и фильтрационных свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов от изменения давления и температуры;
- движения многофазной смеси с фазовыми переходами с учетом возможных изменений структуры потока на отдельных участках ствола и относительной шероховатости труб в процессе разработки;
- движения названной выше смеси по шлейфам отдельных скважин и по промысловым коллекторам;
- движения смеси с разделением на фазы в сепараторах, абсорберах и адсорберах, а также в теплообменниках при подготовке газа способом НТС;
- движения очищенного газа до ДКС.

За исключением фильтрации смеси в пористой среде, где законы движения принимаются либо нелинейным, либо в виде обобщенного закона Дарси, во всех остальных узлах системы "пласт – начало газопровода" потери давле-

ния выражаются через коэффициенты пропорциональности между разностью квадратов давлений и квадратом дебита газа. Поэтому при моделировании узлов "скважина – сепаратор" связь между $P^2=P_н^2 - P_з^2$ и дебитом Q^2 можно представить через сумму сопротивлений $\sum\theta=\theta_{ств}+\theta_{фа}+\theta_ш+\theta_к+\theta_{сеп}+\theta_т+\theta_{су}$, состоящих из сопротивлений ствола $\theta_{ств}$, фонтанной арматуры $\theta_{фа}$, шлейфа $\theta_ш$, коллектора $\theta_к$, сепаратора первой ступени $\theta_{сеп}$, теплообменника $\theta_т$, сужающего устройства $\theta_{су}$ и сепаратора второй ступени. Если способ осушки абсорбционный, то после первой ступени сепаратора (точнее, скрубберного отсека абсорбера) добавляются сопротивление абсорбционной колонки, а затем сепаратор для вылавливания уносимого гликоля.

Следует подчеркнуть, что проект обустройства месторождения предопределяется проектом разработки месторождения, в котором даются значения давления, дебита, температуры каждой скважины и их изменения во времени с известным расположением скважин на структуре и составом добываемой продукции. При этих данных современные программы позволяют установить оптимальное размещение установок по подготовке газа, компрессорных станций, установок по системе регенерации ингибиторов с учетом требований охраны окружающей среды, наличия дорог, других выше– или нижележащих продуктивных объектов на площади структуры и т.д.

7.15. Техническое задание на составление геолого-математической модели месторождения

В большинстве случаев заказчик не полностью ориентируется в качестве имеющихся программ численного прогнозирования показателей разработки, в объемах, качестве исходных данных и методах их получения, принятых закономерностях изменения свойств пористой среды и насыщающих их флюидов от изменения термобарических условий, в возможностях и качестве горизонтальных скважин, систем осушки газа и т.д.

Поэтому необходимо утвердить перечень позиций, подлежащих решению проектом; исходных данных для моделирования; методов определения извлекаемых запасов; промысловой (при необходимости и заводской) подготовки газа; компрессорных агрегатов; систем наблюдательных, пьезометрических скважин и многое другое.

Техническое задание на геолого-математическое моделирование должно включать в себя:

– продолжительность действия проекта разработки;
– объем годовых отборов или требование от проектировщика поиска и нахождения оптимального варианта разработки с учетом фактора времени;
– очередность разработки отдельных объектов или одновременность добычи газа, конденсата и нефти при наличии нефтяной оторочки;

– очередность обустройства наземных коммуникаций с учетом наличия или отсутствия на этой площади других нефтегазоносных объектов, существующих дорог, водных ресурсов, линий электропередач, заповедных зон и военных объектов, населенных пунктов;
– изменение во времени давления, дебитов газоконденсата, воды и температуры по каждой скважине, их размещение;
– изменение мощностей установок по подготовке газа, конденсата и нефти (при наличии оторочки), использования лишних мощностей на других объектах;
– сроки ввода и изменения мощностей ДКС;
– утилизация побочных продуктов, добываемых вместе с газом;
– возможности глубокой переработки и реализации сопутствующих компонентов этана, пропан-бутана, гелия, серы;
– потребности предприятия на материальное сырье: гликоля, метанола, ингибиторов коррозии и солеотложения, электроэнергию, низконапорного газа и т.д.;
– частоту выдачи по всем объектам пластового давления, насыщенности, положения ГВК (ГНК и НВК при наличии оторочки), потерь и выхода конденсата, расхода ингибиторов, с учетом изменения термобарических условий в процессе разработки;
– изменение извлекаемых, остаточных запасов и коэффициентов газо-, конденсато- и нефтеотдачи по объектам;
– изменение перетоков между объектами при наличии гидродинамической связи и через ствол скважины с учетом их фильтрационных свойств и удельных запасов, а также вскрытий скважинами;
– оптимальность конструкции горизонтального и вертикального участков скважин, обоснования вскрытия, в особенности горизонтальным стволом, расположения горизонтального ствола по толщине и по площади с учетом неоднородности продуктивного разреза;
– необходимость обеспечения периода постоянного отбора газа горизонтальными стволами до извлечения около 70% от начальных запасов газа;
– устойчивой без осложнений эксплуатации скважин с учетом наличия подошвенной воды, возможности образования гидратов и песчано-жидкостной пробки в процессе разработки месторождения с минимальными потерями давления;
– рекомендации по интенсификации притока газа к скважине;
– соблюдение закона об охране окружающей среды и природных ресурсов;
– экономическое обоснование предлагаемого варианта разработки в соответствии с общепринятыми в мире, в нефтегазовой отрасли экономическими критериями;

и т.д.

7.16. Общий перечень исходной информации, необходимой для моделирования фрагментов газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений

1. Геологическая информация.

1.1. Структурные карты по кровле и подошве газоносного пласта, толщины продуктивных и непродуктивных пропластков по разрезу.

1.2. Отметки ГВК (начальные и, если имеются, текущие).

1.3. Карты равных значений проницаемости, пористости и песчанистости по отдельным пропласткам (при отсутствии указанных карт необходимо представить значения соответствующих параметров по пласту в целом либо по отдельным зонам). Неоднородность продуктивного пласта по площади и разрезу. Значения этих параметров, полученные промыслово-геофизическими, газогидродинамическими методами и лабораторными изучениями кернов.

1.4. Данные о соотношении вертикальной и горизонтальной проницаемостей, параметр анизотропии по отдельным пропласткам.

1.5. Начальные и текущие пластовые давления и температуры. Распределение давления в газоводоносных частях залежи по поднятиям.

1.6. Начальное распределение газо- и водонасыщенности в газовой и водяной зонах пласта по площади и разрезу.

1.7. Толщины переходных зон газоводяного интервала (или зависимости капиллярного давления от насыщенностей).

1.8. Кривые фазовых проницаемостей для газа и воды (в случае отсутствия указанных зависимостей характерные пороговые значения газо- и водонасыщенности).

1.9. Величина коэффициента упругости пористой среды, флюидов.

1.10. Минералогический и литологический состав коллекторов (общие сведения).

1.11. Наличие тектонических нарушений и гидродинамической связи между блоками залежи (величина амплитуды этих нарушений).

1.12. Устойчивость продуктивного пласта, возможности деформации и разрушения при превышении допустимых градиентов давления или депрессий на пласт.

1.13. Тепловые свойства флюидов, насыщающих пористую среду и пород, окружающих ствол скважины.

2. Физические свойства насыщающих пласт флюидов.

2.1. Плотности газа и воды в стандартных и пластовых условиях.

2.2. Критические свойства газа и их изменение в процессе разработки.

2.3. Компонентный состав газа. Содержание серы в газе. Содержание воды в газе.

2.4. Минерализация пластовых вод.

2.5. Зависимости от пластового давления и температуры: плотности газа; вязкости газа и воды; объемного фактора воды; растворимости газа в воде; содержания воды в газе.

3. Промысловая информация.

3.1. Расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин, интервалы вскрытия, динамика отбора по каждой скважине. Динамика пластовых давлений по каждой скважине. Пьезометрические скважины, характер изменения уровня воды в этих скважинах во времени. Сведения об изменении положения ГВК и насыщенности по толщине залежи в процессе эксплуатации.

3.2. Накопленная добыча газа, конденсата и воды по отдельным скважинам.

3.3. Коэффициенты продуктивности вертикальных и горизонтальных скважин и их изменение во времени.

3.4. Конструкция эксплуатационных скважин.

3.5. Способ эксплуатации каждой скважины.

3.6. Коэффициент извлечения газа по отдельным скважинам и участкам исходя из удельных запасов, приходящихся на долю каждого участка и скважины в процессе эксплуатации залежи.

3.7. Применяемые методы интенсификации.

3.8. Коэффициент эксплуатации скважин (проектный и фактический).

3.9. Текущее состояние вертикальных и горизонтальных скважин (находящихся в эксплуатации, в ожидании ремонта, полностью обводненные, низкодебитные и т.д.).

3.10. Результаты газогидродинамических и газоконденсатных исследований скважин на стационарных режимах. Исследование скважин на нестационарных режимах фильтрации.

4. Общие данные о залежи в целом.

4.1. Запасы газа по категориям и по объектам (начальные и текущие).

4.2. Данные об изменении пластового давления в газовой зоне.

4.3. Контроль за характером изменения показателей разработки.

4.4.Обоснование (в проекте разработки) технологических режимов работы скважин. Критерий выбранного технологического режима и сроки его пригодности в процессе разработки. Текущие технологические режимы работы газовых скважин.

4.5. Результаты исследования промыслово-геофизическими методами.

4.6. Информация о мощности и подачах компрессорной станции.

Примечание – С учетом того, что часть данных может быть получена расчетным путем или методом экспертных оценок, от заказчика необходимо получить как минимум данные по пунктам:

– 1.1; 1.2; 1.3; 1.5; 1.6; 1.8; 1.11 (1.4 и 1.7 – желательно);

– 2.1; 2.2; 2.3 растворимости газа в нефти и конденсата в газе,

– 3.1; 3.3; 3.5; 3.6; 3.7; 3.10;

– 4.1; 4.2; 4.4.

– Необходимо представить проектировщику последний проектный документ по объекту.

В приведенный выше перечень исходных данных дополнительно включены необходимые информации для обоснования и выбора типа и оптимальных конструкций одно и многоствольных горизонтальных газовых скважин для рентабельного освоения месторождения такими скважинами.

Для поиска соответствующего типа и конструкции горизонтальной газовой скважины должна быть представлена по каждому участку залежи и по каждому пропластку следующая информация о:

- параметрах анизотропии каждого продуктивного пропластка и перемычек, предопределяющих производительность горизонтальных скважин;
- наличии литологических окон, создающих гидродинамическую связь между газоносными объектами. Косвенно наличие таких данных можно получить путем анализа распределения давления в объектах в процессе разработки;
- вскрытии низкопродуктивного объекта в отдельности и совместно с другими объектами эксплуатационными скважинами, депрессий на пласт в этих скважинах, фактических и возможных их дебитах, а также суммарных отборах газа из рассматриваемого участка;
- всех параметрах пробуренных газовых скважин. К таким параметрам относятся: свойства бурового раствора, использованного при вскрытии продуктивного пласта, продолжительность процесса вскрытия этого пласта, его пористость, проницаемость, насыщенность, профили прохождения горизонтальных стволов по продуктивному объекту, нанесенные на графические геофизические диаграммы, освоения горизонтальных скважин, пусковые (первые сутки) и стабилизированные дебиты и депрессии в скважинах, проведенных в них исследованиях, отборах из горизонтальных газовых скважин, работах, проведенных с целью интенсификации притока газа и т.д.;
- диаметрах и длинах горизонтальных стволов, наличии, диаметрах и длинах НКТ и хвостовиков на искривленном и горизонтальном участках ствола, причинах ограничивающих длин пробуренных горизонтальных скважин;
- стоимости бурения горизонтальных скважин с использованием имеющихся вертикальных стволов и новых горизонтальных скважин. Постатейные расходы на бурение горизонтальных скважин (или только горизонтальных стволов) и их сравнение со стоимостью бурения вертикальных скважин. Если эти показатели по отдельным скважинам, пробуренным на отдельных участках залежи или в разное время, существенно отличаются, то необходима информация о причинах.

Перечисленные выше и другие параметры залежи для бурения горизонтальных стволов и самих скважин должны быть рассмотрены и приняты для моделирования совместно Заказчиком и Исполнителем. Для принятия обоснованных исходных данных необходимо по каждой проектируемой го-

ризонтальной скважине совместное рассмотрение этих данных геологами, геофизиками, буровиками, специалистами по исследованию и эксплуатации скважин представителем Исполнителя.

По отсутствующим отдельным параметрам из перечисленных выше должны быть согласованные Заказчиком и Исполнителем значения этих параметров.

Сроки представления необходимых исходных данных с учетом времени для их подготовки представителями Заказчика ограничиваются ориентировочно 1÷3 месяцами.

Исполнитель обязан информировать специалистов Заказчика о предварительных результатах и при необходимости скорректировать их в соответствии с пожеланиями Заказчика.

- В случае отсутствия необходимых данных, перечисленных выше, заказчик поручает исполнителю выбрать соответствующие исходные данные исходя из опыта разработки залежей с аналогичными параметрами, или же исполнитель выполняет варианты, охватывающие диапазоны изменения неизвестного параметра по данному месторождению (объекту).
- Исполнитель регулярно обсуждает результаты первичных вариантов с заказчиком с целью уточнения объема и разновидности последующих вариантов, подлежащих изучению.

Настоящий перечень является неотъемлемым приложением для заключения договора.

Глава 8

ВСКРЫТИЕ, РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН И ОБОСНОВАНИЕ ИХ КОНСТРУКЦИИ

8.1. Вскрытие пласта вертикальными скважинами

Степень реализации естественных газоотдающих возможностей разрабатываемых залежей в значительной мере зависит от характеристики связи ствола скважины с продуктивным пластом. Поэтому к числу важных вопросов при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений относится выбор условий вскрытия продуктивного разреза и оборудования забоев эксплуатационных скважин.

Метод вскрытия пласта, от которого зависит дебит скважины, обусловлен следующими факторами:

– технологией вскрытия продуктивного разреза в процессе бурения;
– степенью вскрытия пласта вертикальными скважинами или полнотой вскрытия при использовании горизонтальных скважин продуктивного разреза;
– конструкцией забоя скважины, осуществляющей гидродинамическую связь ствола с продуктивным пластом.

Одним из основных условий вскрытия пласта является предотвращение влияния промывочной жидкости на продуктивную характеристику призабойной зоны. Проникновение промывочной жидкости в призабойную зону пласта, как правило, приводит к значительному ухудшению проницаемости призабойной зоны, от которой существенно зависит производительность скважины. Если проницаемость призабойной зоны приближается к нулю, то дебит скважины также стремится к нулю, независимо от размера зоны пониженной проницаемостью.

При кольматации призабойной зоны вертикальной газовой скважины промывочной жидкостью коэффициенты фильтрационного сопротивления приближенно определяются по формулам:

$$a_{\text{в.коль}} = a_1\left[k_{\text{коль}}\ln\frac{R_к}{R_{\text{коль}}} + k_{\text{пл}}\ln\frac{R_{\text{коль}}}{R_с}\right], \tag{8.1}$$

$$b_{\text{в.коль}} = b_1\left[\frac{1}{l_{\text{коль}}}\left(\frac{1}{R_с}-\frac{1}{R_{\text{коль}}}\right)+\frac{1}{l_{\text{пл}}}\left(\frac{1}{R_{\text{коль}}}-\frac{1}{R_к}\right)\right], \tag{8.2}$$

где

$$a_1 = \frac{\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{\pi h T_{\text{ст}}} \text{ и } b_1 = \frac{\rho_{\text{ст}} P_{\text{ат}} Z T_{\text{пл}}}{2\pi^2 h^2 T_{\text{ст}}}, \tag{8.3}$$

$k_{коль}$, $l_{коль}$ – коэффициенты проницаемости и макрошероховатости в зоне кольматации с радиусом $R_{коль}$; $k_{пл}$, $l_{пл}$ – значения этих коэффициентов в пласте за пределами зоны кольматации.

Влияние кольматации на величину коэффициентов фильтрационного сопротивления следует оценить по относительным значениям этих коэффициентов, используя при этом формулы:

$$\overline{a} = \frac{a_{в\,коль}}{a_в} = \frac{1}{k_{коль}} \cdot \frac{k_{коль} \ln \frac{R_к}{R_{коль}} + k_{пл} \ln \frac{R_{коль}}{R_с}}{\ln \frac{R_к}{R_с}}, \qquad (8.4)$$

$$\overline{b} = \frac{b_{в\,коль}}{b_в} = \frac{\frac{1}{l_{коль}}\left(\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_{коль}}\right) + \frac{1}{l_{пл}}\left(\frac{1}{R_{коль}} - \frac{1}{R_к}\right)}{\frac{1}{l_{пл}}\left(\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_к}\right)}, \qquad (8.5)$$

где $a_в$, $b_в$ – значения коэффициентов фильтрационного сопротивления без кольматации.

Степень влияния глинистого раствора на продуктивную характеристику призабойной зоны зависит кроме характеристики пласта от свойства раствора; перепада давления (репрессии на пласт, создаваемой глинистым раствором) на пласт; времени воздействия на пласт, а также от состава воды.

Исследования по изучению восстановления проницаемости коллекторов показали, что применение пластовой воды при вскрытии пласта обеспечивает восстановление первоначальной проницаемости до 86% по сравнению с ~50% при использовании пресной воды.

Восстановление проницаемости призабойной зоны в значительной мере зависит от количества и глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. Анализ промысловых данных показывает, что глубина проникновения фильтрата может достигать значительных размеров. Например, на месторождении Русский Хутор радиус зоны проникновения фильтрата равен 1,7 м, а на Расшеватском 1,8÷2,6 м.

Большое влияние на количество и глубину проникновения в пласт промывочной жидкости имеет репрессия на пласт в процессе его вскрытия, особенно усугубляющегося при спускоподъемных операциях.

Значительное превышение гидростатического давления столбом глинистого раствора наблюдается при вскрытии и обработке истощенных пластов в хорошо дренированных коллекторах.

Для предотвращения загрязнения призабойной зоны необходимо обосновать параметры промывочной жидкости для вскрытия пласта и проведения ремонтных работ на любой стадии разработки газовых месторождений. Наиболее часто для этой цели предлагаются облегченные промывочные жидкости

на углеводородной основе, преимущество которых заключается в практически ничтожной фильтрации в пористые среды. Такие растворы невосприимчивы к внешним факторам, не оказывают отрицательного влияния на глинистые отложения. Опыт применения таких растворов для глушения скважин показал, что естественная проницаемость призабойной зоны сохраняется, а сроки освоения скважин после ремонта уменьшаются до минимума.

Одним из наиболее перспективных способов вскрытия продуктивных пластов является применение газообразных агентов. Результаты вскрытия пластов с газообразным агентом показывают, что использование их приводит к увеличению показателей скорости бурения; сокращению времени освоения скважины и полному сохранению естественной продуктивной характеристики пласта.

8.2. Несовершенство вскрытия пласта и его влияние на продуктивность вертикальных скважин

Производительность проектной вертикальной скважины должна быть обоснована для случая, когда несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия практически исключено как фактор, влияющий на ее величину. Для этого требуется полное вскрытие всего продуктивного разреза. На месторождениях пластового типа полное вскрытие возможно, как, например, на центральной части месторождения Шатлык. Если месторождение массивного типа, то вскрытие пласта по степени всегда будет несовершенным, так как полное вскрытие в таких случаях приведет к обводнению подошвенной водой. Гидродинамическое несовершенство скважины проявляется в том, что в призабойной зоне пласта нарушается радиальность фильтрации по причине, обусловленной вскрытием пласта.

Влияние несовершенства вскрытия на производительность вертикальной скважины связано с удлинением пути фильтрации и образованием дополнительных сопротивлений притока газа к скважине, который в случае двойного несовершенства, т.е. по степени и характеру вскрытия, описывается уравнением:

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = aQ + bQ^2, \tag{8.6}$$

где $P_{пл}$, $P_з$ – пластовое и забойное давления; Q – дебит скважины; a, b – коэффициенты фильтрационного сопротивления несовершенной вертикальной скважины, определяемые по формулам:

$$a = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left[\ln \frac{R_к}{R_с} + C_1 + C_2 \right], \tag{8.7}$$

$$b = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{2\pi^2 \ell h^2 T_{ст}} \left[\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_к} + C_3 + C_4 \right], \tag{8.8}$$

где μ, Z – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа; $T_{пл}$, $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температура газа; k, l – коэффициенты проницаемости и макрошероховатости пласта; h – эффективная толщина пласта; $R_к$, $R_с$ – радиусы контура питания и скважины; C_1, C_3 – коэффициенты несовершенства, вызванные степенью вскрытия пласта; C_2, C_4 – коэффициенты несовершенства, вызванные характером вскрытия пласта.

С позиции создания наименьших дополнительных сопротивлений в призабойной зоне наиболее совершенной конструкцией является полное вскрытие продуктивного пласта, не обсаженного обсадной колонной. На практике не часто встречаются случаи, когда скважина гидродинамически совершенна. При выборе конструкции забоя газовой скважины необходимо учитывать:

- литолого-физическую характеристику пород призабойной зоны пласта;
- толщину продуктивных горизонтов и величину их пластового давления;
- состав и физико-химические свойства газа, нефти и воды;
- условия вскрытия пропластков в процессе бурения, а также условия их эксплуатации;
- наличие подошвенной и близость краевых вод;
- неоднородность газоносных (и нефтеносных при наличии оторочки) пластов.

Если в проекте предусмотрено освоение месторождения системой вертикальных несовершенных скважин, то в нем должны быть обоснованы степень и характер несовершенства. Расстояние от подошвы пласта (от газоводяного или газонефтяного контакта) до торца скважины определяется с учетом геологических особенностей залежи, устойчивости пород, последовательности залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков, параметра анизотропии и других факторов. В соответствии с принятой величиной несовершенства рассчитываются коэффициенты несовершенства скважин.

Следует подчеркнуть, что из двух видов несовершенства, как правило, необходимо определить коэффициенты несовершенства только по степени вскрытия пласта, так как несовершенства по характеру вскрытия можно избежать легко, путем увеличения числа перфорационных отверстий.

Для однородных пластов коэффициенты несовершенства по степени вскрытия C_1 и C_2 вертикальных скважин определяются по формулам:

$$C_1 = \ln \bar{h} / \bar{h} + \left[1 - \bar{h}\right] \ln \frac{\delta}{\bar{R}_c} \Big/ \bar{h} \text{ и } C_3 = 1/\bar{h}, \qquad (8.9)$$

где

$$\bar{h} = h_{вс}/h;\ \delta = 1{,}6(1-\bar{h}^2) \text{ и } \bar{R}_c = R_c/h,$$

$h_{вс}$ – вскрытая толщина пласта; $R_с$ – радиус скважины. Достоверность формулы (8.9) проверена экспериментами, результаты которых приведены в [4].

Естественно, что чем ниже вертикальная проницаемость, тем меньше участие в эксплуатации невскрытых пропластков. Влияние параметра анизотропии и неоднородности пропластков на производительность вертикальных скважин приведено на **рисунке 8.1** в безразмерных единицах, что позволяет использовать эти зависимости при проектировании месторождений с любой геологической характеристикой.

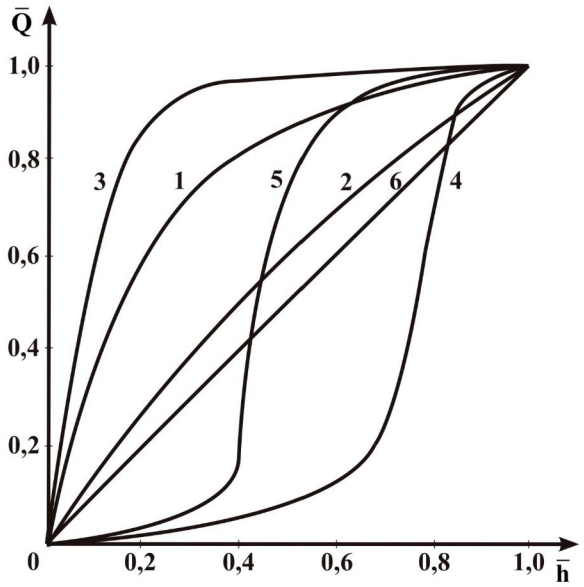

Рисунок 8.1 – Зависимости относительного дебита вертикальной скважины от вскрытия пласта:

1 – изотропный пласт; 2 – анизотропный пласт; 3 – двухслойный, сверху изотропный пласт; 4 – двухслойный, снизу изотропный пласт; 5 – трехслойный, в середине изотропный пласт; 6 – при $k_в$=0

Для неоднородных залежей, не полностью вскрытых вертикальными скважинами, простые аналитические зависимости не получены. ***Коэффициенты несовершенства по характеру вскрытия зависят от: типа перфораторов, геометрических размеров перфорационных каналов, устойчивости пород и их фильтрационных характеристик.*** Они существенно изменяются при разрушении призабойной зоны; проведении работ по интенсификации притока газа к забою и т.д. Степень влияния числа перфорационных отверстий **n** на величину депрессии на пласт и на дебит вертикальных скважин при известных коэффициента фильтрационного сопротивления показана на **рисунках 8.2** и **8.3**.

Влияние характера вскрытия на производительность скважин полностью снимается при открытом забое скважины. Но открытый забой рекомендуется, когда призабойная зона сложена из устойчивых к разрушению пород (сцементированные песчаники, трещиноватые известняки, доломиты и т.д.).

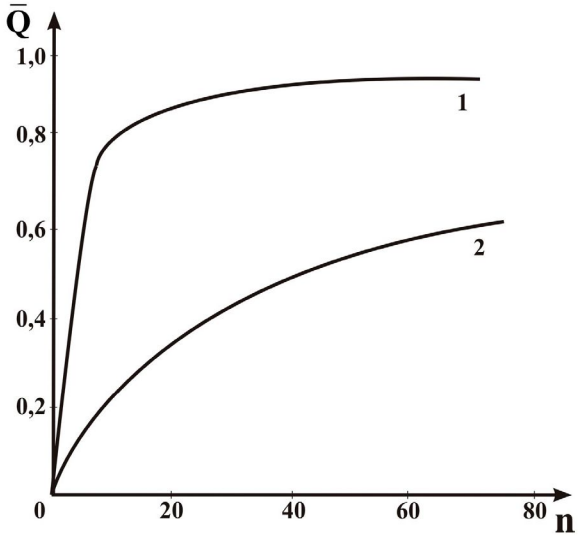

Рисунок 8.2 – Зависимости относительного дебита вертикальной скважины от числа перфорационных отверстий при различных коэффициентах фильтрационного сопротивления:

1 – a=0,3; b=0,1; 2 – a_c=10; b_c=0,001

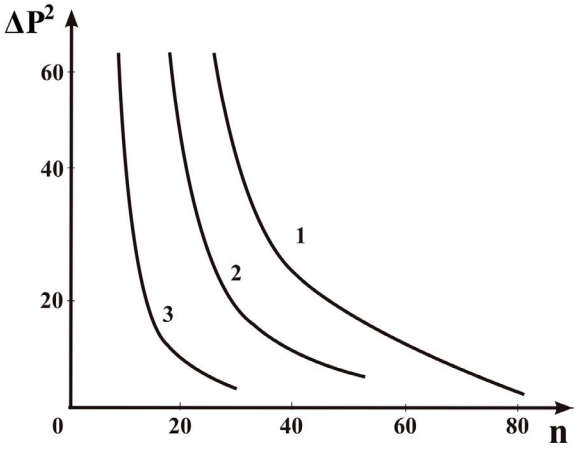

Рисунок 8.3 – Зависимости разности квадратов пластового и забойного давлений от числа отверстий при различных относительных дебитах:

1 – $\bar{Q}$ =0,7; 2 – $\bar{Q}$ =0,6; 3 – $\bar{Q}$ =0,4 и коэффициентах a=10 и b=0,1

Связь пласта со скважиной с открытым стволом значительно ухудшается при создании значительной депрессии на пласт в результате упругого расширения частиц, составляющих коллектор. Промысловые и лабораторные опыты показывают (особенно при вскрытии трещиноватых коллекторов) на существенное снижение коэффициента проницаемости в результате деформации пород при снижении давления на забое скважины.

Если скважины вскрывают неустойчивые пласты, то в проекте необходимо предусмотреть готовые фильтры в пределах интервала перфорации. При этом могут быть использованы щелевые, проволочные, гравийные, керамические и другие виды фильтров. Скважины, оборудованные готовым фильтром, являются наиболее близкими к совершенной по характеру вскрытия (не считая скважин с открытым забоем).

Наиболее распространенной конструкцией забоя в газовых и газоконденсатных скважинах является зацементированная эксплуатационная колонна с последующей перфорацией, пулевыми, кумулятивными и торпедными перфораторами. Наиболее надежным перфоратором с точки зрения предохранения забоя от повреждений и имеющим большую пробивную способность является кумулятивный перфоратор.

Одним из лучших способов вскрытия пласта является гидропескоструйная перфорация.

8.3. Вскрытие продуктивного разреза горизонтальным стволом

Освоение газовых месторождений системой горизонтальных скважин предъявляет к вскрытию продуктивного разреза дополнительные требования, к которым относятся:

- наличие вертикальной проницаемости не только для гидродинамической связи между пропластками, но даже в пределах вскрываемого горизонтальным стволом пропластка;
- направление горизонтального ствола в пределах продуктивного разреза, влияющее на устойчивость эксплуатации скважин без осложнений.

Эти требования обусловлены, как правило, тем, что вскрываемые горизонтальными скважинами пласты низкопроницаемые и малопродуктивные и освоение таких залежей вертикальными скважинами менее рентабельно по экономическим и технологическим показателям.

Вскрытие газовых месторождений горизонтальными скважинами должно быть обосновано исходя из:

- одновременности вовлечения в разработку всех пропластков;
- равномерности дренирования залежи по площади;
- безводной эксплуатации скважины в течение всего периода разработки залежи;
- необходимости предотвращения возможности образования песчано-жидкостных пробок;
- эксплуатации нефтяных оторочек без прорыва свободного газа;
- необходимости вскрытия одного или нескольких пропластков при освоении многопластовых неоднородных наклонных пластов и т.д.

Возможные варианты вскрытия газовых месторождений горизонтальными скважинами и распределение забойного давления и дебита при различных конструкциях скважин показаны на **рисунке 8.4а÷д**. На **рисун-**

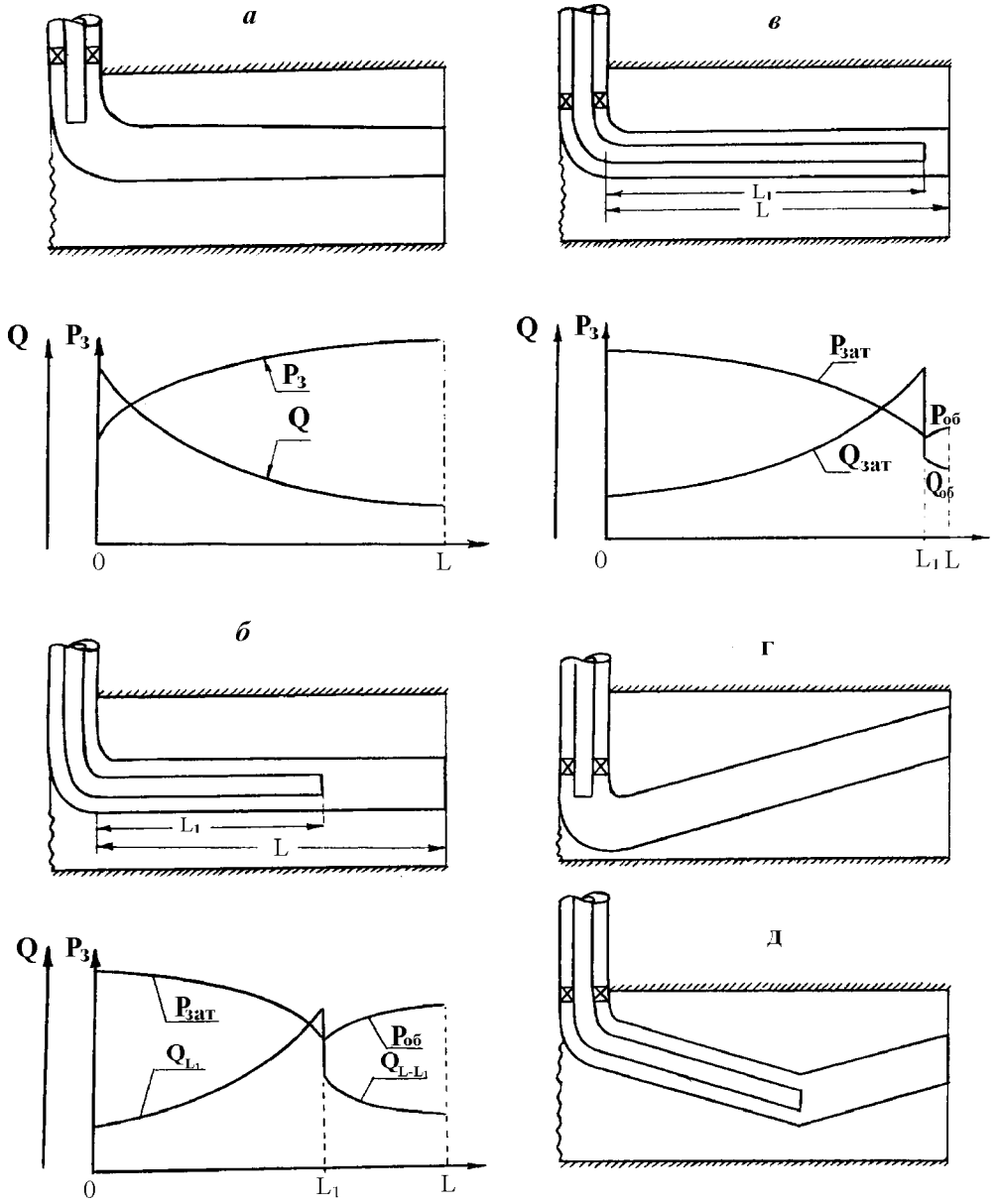

Рисунок 8.4 – Вскрытие газовых и газоконденсатных залежей горизонтальными скважинами:

а – с горизонтальным стволом без фонтанных труб; б – с частично оборудованным трубами горизонтальным стволом; в – полностью оборудованным фонтанными трубами горизонтальным стволом; г и д – профили горизонтальных стволов, не оборудованных и частично оборудованных фонтанными трубами, обеспечивающими вынос твердых и жидких примесей в продукции скважины

ке 8.4а показана схема стандартного горизонтального ствола, не оборудованного фонтанными трубами. При такой конструкции минимальное забойное давление будет иметь место у сечения, переходящего от вертикального положения ствола в горизонтальное положение. Накопление дебита, начиная от торца ствола, и движение потока в сторону вертикальной части ствола приводит к росту потерь давления по горизонтальной части ствола. Поэтому из **рисунка 8.4а** следует, что при L=0 забойное давление будет минимальным (в пределах горизонтальной части ствола), а дебит максимальным.

На **рисунке 8.4б** показана схема стандартной горизонтальной скважины, частично оборудованной фонтанными трубами, и распределение давления на забое и дебита вдоль горизонтального ствола.

Как видно из этого рисунка, из-за потерь давления в затрубном пространстве и в зоне от башмака фонтанных труб до торца скважины минимальное забойное давление в отличие от варианта **8.4а** переместилось к башмаку фонтанных труб. Эта особенность горизонтального ствола позволяет в зависимости от дебита и диаметров и длин обсадных колонн и фонтанных труб отвести максимальную депрессию от зоны вертикальной части ствола на любое расстояние по горизонтальной части. Если учесть, что в настоящее время длина горизонтального ствола доходит до нескольких тысяч метров, то нетрудно создать такую длину горизонтального ствола, которая позволила бы отвести максимальную депрессию на пласт на значительное расстояние, что очень важно при бурении нескольких скважин из одного куста или из одной платформы в морских условиях.

На **рисунке 8.4в** показаны схемы конструкции горизонтального ствола, оборудованного практически до торца фонтанными трубами, и соответствующее этой схеме распределение забойного давления и дебита скважины. Эта схема аналогична предыдущей, показанной на **рисунке 8.4б**, и отличается только тем, что L_1, т.е. длина спуска фонтанных труб, практически равна длине горизонтальной части ствола $L_{гор}$. Такая схема позволяет в некоторой степени улучшить условие выноса примесей, поступающих в ствол вместе с газом.

На **рисунке 8.4г** и **д** показаны профили горизонтальных стволов, оборудованного фонтанными трубами **(рисунок 8.4д)** и без них **(рисунок 8.4г)**. Такие конструкции также позволяют улучшить условия выноса примесей из горизонтальной части ствола. В случае варианта “г” примеси, поступающие к горизонтальному стволу, стекают к сечению, где находится башмак фонтанных труб, а оттуда суммарным потоком $Q_{сум}=Q_{зат}+Q_{L-L_1}$ по фонтанным трубам выносятся на поверхность.

Как было отмечено выше, одной из отличительных черт горизонтальных скважин от вертикальных является понятие о несовершенстве горизонтальных газовых скважин. Для горизонтальных скважин несовершенство по степени вскрытия пласта по толщине носит условный характер. Несовершенство горизонтальной скважины по толщине следует понимать как симметрич-

ное или асимметричное расположение горизонтального ствола по толщине продуктивного разреза. Теоретически оптимальным расположением горизонтального ствола по толщине считается его симметричное размещение по толщине однородного пласта. При вскрытии изотропного пласта горизонтальным стволом, симметрично расположенным по толщине, дебит скважины достигает максимального значения. Перемещение ствола ближе к кровле или подошве пласта сопровождается снижением дебита при одинаковых депрессиях на пласт, конструкциях горизонтального ствола по сравнению с дебитом, получаемым при симметричном расположении ствола. Причем для пластов небольшой толщины (~50 м) влияние асимметричности расположения ствола на дебит снижается незначительно (около 7%). С увеличением толщины пласта влияние асимметрического расположения горизонтального ствола на производительность увеличивается.

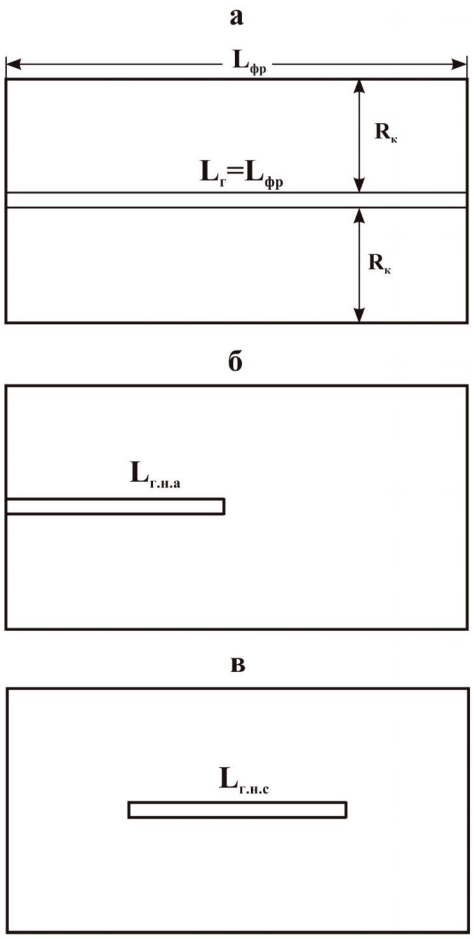

Рисунок 8.5 – Схема полноты вскрытия полосообразного фрагмента пласта горизонтальным стволом:

а – полное вскрытие; б – неполное асимметричное; в – неполное симметричное по длине фрагмента

Для горизонтальных скважин более существенным с позиции несовершенства вскрытия пласта на их производительность оказывается несовершенство по вскрытию в плане зоны, дренируемой горизонтальным стволом, т.е. полнота вскрытия (см. **рисунок 8.5**).

Производительность горизонтальной скважины длиной ствола $L_г$, дренирующей полосообразный пласт длиной $L_{фр}$, существенно зависит от отношения $\bar{\ell} = L_г / L_{фр}$. Простые аналитические формулы для определения влияния несовершенства по полноте вскрытия зоны дренирования на производительность горизонтальных газовых скважин к настоящему времени не предложены. Не предложены и формулы для определения коэффициентов несовершенства по вскрытию в плане, аналогов коэффициентов C_1 и C_3, полученных для вертикальных скважин.

Влияние несовершенства горизонтального ствола по полноте вскрытия на дебит может быть установлено путем использования результатов численного решения задач о фильтрации газа к горизонтальной скважине, позволяющие учитывать естественные формы зоны дренирования, неоднородность и анизотропность пластов. Результаты численного решения, полученные на геолого-математических моделях фрагментов газовых месторождений в безразмерных координатах в виде зависимостей $\bar{L} = L_{ск} / L$ и $\bar{Q} = Q(L_{ск}) / Q(L)$, показаны на **рисунках 8.6** и **8.7** для изотропных, анизо-

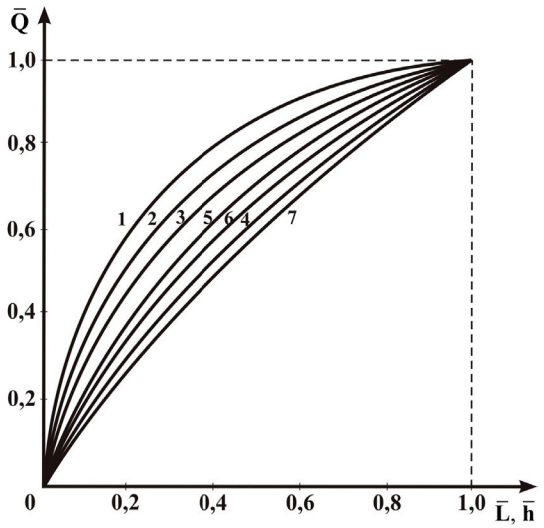

Рисунок 8.6 – Зависимости относительного дебита горизонтальной газовой скважины от относительной полноты вскрытия горизонтальным стволом зоны дренирования:

1 – $\bar{Q}_в$ от $\bar{h}$; 2÷5 – $\bar{Q}_г$ от $\bar{L}$ при симметричном и асимметричном расположении горизонтального ствола относительно длины дренируемого полосообразного пласта и $\bar{R}_к$=2,5; 3, 4 – при $\bar{R}_к$=1,67; 6, 7 – при $\bar{R}_к$=0,833

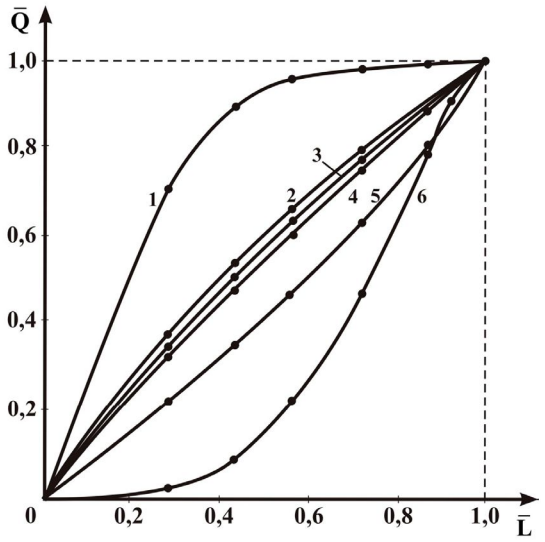

Рисунок 8.7 – Зависимости относительного дебита горизонтальной нефтяной скважины от относительной полноты вскрытия полосообразного пласта:

1 – $k_i > k_{i+1}$ и $\overline{R}_к$=1400 м; 2 – $k_{i\div7}$=0,1 мкм^2; 3 – $k_{i\div7}$=0,5 мкм^2; 4 – $k_{i\div7}$=0,1 мкм^2; 5 – $k_{i\div7}$=0,5 мкм^2 и $\overline{R}_к$=175 м; 6 – $k_i < k_{i+1}$ и $\overline{R}_к$=350 м

тропных и многослойных пластов при различных расстояниях до границы зоны дренируемой скважиной. Принятое условное понятие "расстояние до границы зоны дренирования" представляет собой половину расстояния между двумя горизонтальными стволами и выражено через $\overline{R}_к = R_к / L$. Зависимости, показанные на этих рисунках, должны быть использованы при определении проектных дебитов газовых скважин по формулам, полученным для полосообразного пласта, вскрытого симметрично расположенным горизонтальным стволом относительно толщины пласта и расстояния до границы зоны дренирования.

Влияние загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью (кольматация) при вскрытии пласта горизонтальной скважиной носит более существенный характер, чем загрязнение при вскрытии пласта вертикальным стволом. Степень влияния кольматации на коэффициенты фильтрационного сопротивления горизонтальной скважины зависит от:

- расположения горизонтального участка ствола по толщине, профиля вскрытия продуктивного интервала скважиной единым зенитным углом или ступенчатого характера с учетом длины вскрытия и неоднородности залежи по толщине и параметра анизотропии;
- продолжительности процесса вскрытия горизонтальным стволом;
- изменчивости репрессии на пласт в процессе вскрытия пласта по длине горизонтального ствола и депрессии на пласт при продувке скважины после завершения бурения и в процессе эксплуатации;

– возможности изменения влияния кольматации призабойной зоны на производительность скважины путем изменения длины ствола и его размещения в интервале с минимальным загрязнением и порогом подвижности проникающего в пласт бурового раствора.

Для однородного изотропного пласта с симметричным размещением горизонтального ствола по толщине уравнение притока газа к горизонтальному стволу согласно [8] имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = a_г Q + b_г Q_1^2, \tag{8.10}$$

где $a_г$, $b_г$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые без учета кольматации по формулам:

$$a_{г.без} = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2k_{пл} \cdot T_{ст} \cdot L_г}\left[\frac{2}{h_1}\left(h_1 + R_с \ln\frac{R_с}{R_с + h_1}\right) + \frac{R_к - h_1}{R_с + h_1}\right], \tag{8.11}$$

$$b_{г.без} = \frac{\rho_{ст} \cdot P_{ат} \cdot Z \cdot T_{пл}}{8 \cdot L_г^2 \cdot T_{ст} \cdot \ell_{пл}}\left[\frac{2}{h_1}\left(\ln\frac{R_с + h_1}{R_с} - \frac{h_1}{R_с + h_1}\right) + \frac{R_к - h_1}{(R_с + h_1)^2}\right], \tag{8.12}$$

где h_1 – толщина пласта от стенки скважины до кровли, равная $h_1 = h/2 - R_с$; $k_{пл}$, $\ell_{пл}$ – коэффициент проницаемости и макрошероховатости пласта без загрязнения промывочной жидкостью.

При загрязнении призабойной зоны промывочной жидкостью в радиусе $R_{коль}$ эти параметры обозначаются через $k_{коль}$ и $\ell_{коль}$. В случае полного вскрытия полосообразного однородного изотропного пласта горизонтальным стволом и его загрязнения в радиусе $R_{коль}$ по толщине коэффициенты фильтрационного сопротивления в уравнении (8.6) будут иметь вид:

$$a_{г.коль} = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2k_{пл} \cdot T_{ст} \cdot L_г}\left[1 + \frac{R_{кол}}{h - 2R_с} \cdot \ln\frac{2R_{кол}}{2(R_{кол} - R_с) + h} + \frac{2(R_к + R_с) - h}{2(R_{кол} - R_с) + h}\right] + \\ + \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2k_{коль} \cdot T_{ст} \cdot L_г}\left[1 + \frac{R_с}{h - 2R_с} \cdot \ln\frac{2R_с}{h} + \frac{2(R_{кол} + R_с) - h}{2h}\right], \tag{8.13}$$

$$b_{г.коль} = \frac{\rho_{ст} \cdot P_{ат} \cdot Z \cdot T_{пл}}{8 \cdot L_г^2 \cdot T_{ст} \cdot \ell_{пл}}\left[\frac{4}{h - 2R_с}\ln\frac{2(R_{коль} - R_с) + h}{2R_{коль}} - \right. \\ \left. - \frac{4}{2(R_{коль} - R_с) + h} + \frac{2\left(2(R_с + R_к) - h\right)}{\left(2(R_{коль} - R_с) + h\right)^2}\right] + \\ + \frac{\rho_{ст} \cdot P_{ат} \cdot Z \cdot T_{пл}}{8 \cdot L_г^2 \cdot T_{ст} \cdot \ell_{коль}}\left[\frac{4}{h - 2R_с}\ln\frac{h}{2R_с} - \frac{4}{h} + \frac{2\left(2(R_с + R_к) - h\right)}{h^2}\right], \tag{8.14}$$

Обозначив

$$a_l^* = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2T_{ст} \cdot L_г} \text{ и } b_l^* = \frac{\rho_{ст} \cdot P_{ат} \cdot Z \cdot T_{пл}}{8 \cdot L_г^2 \cdot T_{ст}}. \quad (8.15)$$

С учетом введенных обозначений относительные изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления горизонтальной скважины будут определяться соотношениями:

$$\overline{a}_г = \frac{a_{г.коль}}{a_{г.без}} \text{ и } \overline{b}_г = \frac{b_{г.коль}}{b_{г.без}} \quad (8.16)$$

и будут определяться по формулам:

$$\overline{a}_г = \frac{1 + \frac{R_{кол}}{h - 2R_c} \cdot \ln \frac{2R_{кол}}{2(R_{кол} - R_c) + h} + \frac{2(R_к + R_c) - h}{2(R_{кол} - R_c) + h}}{1 + \frac{R_c}{h - 2R_c} \cdot \ln \frac{2R_c}{h} + \frac{2(R_к + R_c) - h}{2h}} + \frac{\frac{k_{пл}}{k_{кол}} \left[1 + \frac{R_c}{h - 2R_c} \cdot \ln \frac{2R_c}{h} + \frac{2(R_{кол} + R_c) - h}{2h} \right]}{1 + \frac{R_c}{h - 2R_c} \cdot \ln \frac{2R_c}{h} + \frac{2(R_к + R_c) - h}{2h}}, \quad (8.17)$$

$$\overline{b}_г = \frac{\frac{4}{h - 2R_c} \ln \frac{2(R_{коль} - R_c) + h}{2R_{коль}} - \frac{4}{2(R_{коль} - R_c) + h} + \frac{2\left(2(R_c + R_к) - h\right)}{\left(2(R_{коль} - R_c) + h\right)^2}}{\frac{4}{h - 2R_c} \ln \frac{h}{2R_c} - \frac{4}{h} + \frac{2\left(2(R_c + R_к) - h\right)}{h^2}} + \frac{\frac{\ell_{пл}}{\ell_{кол}} \frac{4}{h - 2R_c} \ln \frac{h}{2R_c} - \frac{4}{h} + \frac{2\left(2(R_c + R_{коль}) - h\right)}{h^2}}{\frac{4}{h - 2R_c} \ln \frac{h}{2R_c} - \frac{4}{h} + \frac{2\left(2(R_c + R_к) - h\right)}{h^2}}. \quad (8.18)$$

Для оценки влияния кольматации на производительность горизонтальной скважины необходимы значения коэффициентов проницаемости и макрошероховатости в зоне кольматации и радиус зоны кольматации $R_{коль}$. Многочисленными газогидродинамическими и промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что радиус загрязнения призабойной зоны пласта зависит от свойств промывочной жидкости, вскрываемых коллекторов, а также от продолжительности процесса вскрытия. Установлено, что в зависимости от этих факторов радиус зоны кольматации достигает величин $0{,}25 \le R_{коль} \le 5$ м. Величины коэффициентов проницаемости и макрошерохова-

тости этой зоны $k_{коль}$ и $\ell_{коль}$ также зависят от перечисленных выше факторов и от степени очищения этой зоны в процессе продувки скважины при ее освоении и эксплуатации. Влияние величин этих коэффициентов и радиуса загрязнения на производительность горизонтальных скважин установлено путем геолого-математического моделирования фрагментов, вскрываемых такими скважинами месторождений с различными емкостными и фильтрационными свойствами. В работе [62] дано влияние кольматации на величину дебита или депрессии на пласт при различных радиусах зоны загрязнения и значениях "скин-эффекта", связанных с неполнотой вскрытия пласта и загрязнением призабойной зоны (см. **таблицу 8.1**).

Таблица 8.1

Исходные данные и результаты, полученные при моделировании фрагментов месторождений для изучения влияния кольматации на продуктивные характеристики горизонтальных газовых скважин

Радиус зоны кольматации, м	Проницаемость пластов, мД	Проницаемости зон кольматации, мД	Скин-эффект	Длина вскрытия, м	Депрессия на пласт через 1 сут., МПа.	Средний дебит газа первые сут., тыс.м^3/сут.	Прирост депрессии при кольматации, МПа	Кратность роста депрессии $\frac{\Delta P_{с\ каль}}{\Delta P_{без\ каль}}$
без кольматации	100 однородн.	100	10	492	1,10	1994,0	0	1
0,25	–//–	10	–//–	–//–	5,117	2174,0	4,017	4,65
6,25	–//–	–//–	–//–	–//–	5,644	2086,0	4,544	5,13
10,25	–//–	–//–	–//–	–//–	6,611	1920,6	5,541	6,01
без кольматации	20 однородн.	20	10	492	0,874	422,2	0	1
0,25	–//–	2	–//–	–//–	4,474	420,4	3,60	5,12
6,25	–//–	–//–	–//–	–//–	4,995	405,0	4,121	5,71
10,25	–//–	–//–	–//–	–//–	5,946	375,6	5,072	6,80
без кольматации	k=100 однородн.	100	10	246	0,713	1061,2	0	1
0,25	–//–	10	–//–	–//–	4,317	1061,4	3,604	6,05
6,25	–//–	–//–	–//–	–//–	4,80	1026,4	4,087	6,73
10,25	–//–	–//–	–//–	–//–	5,389	981,2	4,676	7,56

Для предотвращения влияния промывочной жидкости на проницаемость пласта необходимо учесть реальные геологические условия и характеристики продуктивного разреза, выбрать наиболее технологичные промывочные

жидкости. В настоящее время при вскрытии газоносных пластов применяются: глинистые растворы (обычные и утяжеленные); безглинистые водные суспензии; растворы на углеводородной основе и газообразные (воздух или природный газ) агенты. При вскрытии пласта глинистым раствором ухудшаются естественные фильтрационные свойства пласта:

– из-за проникновения в пласт тонкодисперсных глинистых частиц, особенно при вскрытии трещиноватых коллекторов;
– в результате проникновения в пласт фильтрата раствора и образования на забое твердой глинистой корки;
– при проникновении в продуктивный пласт воды, вызывающей набухание глин в коллекторах, содержащих глины в породообразующем материале.

8.4. Вскрытие многослойных неоднородных залежей горизонтальными скважинами

При вскрытии многослойного неоднородного пласта горизонтальными стволами необходимо исходить из зависимости между производительностью горизонтальных скважин, вскрываемым пропластком, параметрами анизотропии этих пропластков, последовательностью из залегания, углом падения газоносных пропластков, запасов газа и фильтрационных свойств пропластков и расположением горизонтального ствола.

На многопластовых неоднородных залежах с подошвенной водой при хорошей гидродинамической связи между пропластками возможны два варианта расположения горизонтального ствола.

1. С позиции получения максимального дебита при заданной депрессии на пласт, если опасность обводнения подошвенной водой невелика, следует горизонтальный ствол расположить симметрично по толщине продуктивного пласта.

2. С позиции получения устойчивого безводного дебита горизонтальный ствол следует расположить ближе к кровле продуктивного разреза, что позволит незначительно увеличить допустимую депрессию на пласт

8.5. Выбор конструкции скважин

В основу выбора конструкции скважин для освоения газовых месторождений должно быть заложено два главных условия:

– герметичность, устойчивость колонны и вскрытие пласта;
– обеспечение ожидаемых дебитов с минимальными потерями давления в стволе и выносом примесей в составе добываемой продукции.

При обосновании конструкции эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин необходимо учесть:

– геологические особенности разреза горных пород в районе расположения месторождения;
– наличие водоносных пластов в разрезе;
– наличие подошвенной воды (нефтяной оторочки);
– устойчивость коллекторов в пределах этажа газоносности;
– наличие в составе газа и конденсата коррозионно-активных компонентов: CO_2, H_2S, ртути и органических кислот в пластовой воде;
– величину пластового давления;
– продуктивность газоносных коллекторов;
– однородность продуктивного разреза, последовательность залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков и наличие гидродинамической связи между ними;
– наличие многолетних мерзлых слоев в окружающий ствол скважины среде;

и другие факторы.

Если месторождение осваивается системой горизонтальных скважин, то к перечисленным факторам добавляется обоснование радиуса кривизны для перехода ствола от вертикального к горизонтальному положению, длина горизонтальной части ствола, обеспечение выноса примесей из затрубного пространства к башмаку фонтанных труб и далее по этим трубам до устья скважины. При этом необходимо обосновать работоспособность участка от башмака фонтанных труб до торца ствола скважины, решить вопрос о центрировании размещения фонтанных труб, распределение давления в пласте в зависимости от конструкции скважины и т.д.

В газовых и газоконденсатных скважинах заколонное пространство всех колонн цементируется практически до устья. Герметичность газовых и газоконденсатных скважин является обязательным условием для их принятия в эксплуатационный фонд. Если это условие не соблюдено, то возникает опасность утечки газа и газопроявления, которое создает взрывоопасную ситуацию. В практике освоения газовых месторождений известны случаи, когда из-за газопроявления вследствие негерметичности скважин или нарушения технологии бурения в процессе освоения залежи были переселены населенные пункты.

Устойчивость и герметичность скважин существенно зависит от наличия многолетних мерзлых грунтов. Наличие мерзлоты значительных толщин в северных и северо-восточных районах Российской Федерации снижает устойчивость технических, промежуточных и эксплуатационных колонн и скважины в целом в результате растепления прискважинной зоны в процессе ее эксплуатации.

Как правило, температура потока газа в стволе скважины намного выше температуры мерзлых пород, окружающих ствол. Поэтому происходит оттаивание прискважинной зоны, что приводит к нарушению цементирующей связи между цементным камнем и мерзлыми породами. В результате ствол скважины оказывается оторванным от горных пород.

Избежать этого явления в зоне мерзлоты можно только путем использования хорошо теплоизолированных технических, промежуточных, эксплуатационных колонн или фонтанных труб.

С позиции технологии добычи газа наличие мерзлоты обуславливает необходимость ингибирования скважин против гидратообразования. С наличием мерзлоты до сравнительно больших глубин связана низкая температура газа в пласте. Так, например, на Среднеботуобинском газонефтяном месторождении Республики Саха на глубине ~2000 м температура газа равна 12^0С. В таких условиях гидраты образуются не только в стволе скважины, но и в призабойной зоне пласта в результате создания депрессии на пласт. Проходя через зоны мерзлоты толщиной до 1300 м, с учетом снижения температуры и за счет создания депрессии на пласт, газ приобретает практически отрицательную температуру у устья скважины.

Выбор диаметров обсадной колонны и фонтанных труб в соответствии с производительностью скважин месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др., равной Q=1000 тыс.м^3/сут, на начальном этапе разработки этих залежей обеспечивает незначительные потери давления в стволе, так как диаметр обсадной колонны равен $d_{обс}$=0,2 м, а фонтанных труб $d_{фт}$=0,15 м.

8.5.1. Выбор диаметра эксплуатационной колонны

Прежде всего, выбираемый диаметр эксплуатационной колонны в проекте должен позволять спуск в скважину такой конструкции фонтанных труб, при которой будут иметь место минимальные потери давления при движении газа по стволу скважины и одновременно обеспечивать вынос поступающего на забой жидких и твердых примесей. Для выноса примесей необходимо на любом сечении по стволу обеспечить скорость движения потока, равную V≥5 м/с. Такая скорость обеспечивает не только минимальные потери и надежную эксплуатацию скважины без осложнений, но и гарантирует минимальный коррозионно-эрозионный процесс в стволе.

В зависимости от устойчивости пород к разрушению, от наличия подошвенной воды, от неоднородности пласта и последовательности залегания высоко и низкопроницаемых пропластков, их вскрытия и гидродинамической связи между пластами в проекте должна быть выбрана одна из четырех схем конструкций, показанных на **рисунке 8.8**, если месторождение осваивается системой вертикальных скважин. Вариант “а” следует выбрать тогда, когда пласт устойчив к разрушению и отсутствует опасность обводнения скважины подошвенной водой. При проектировании разработки в пределах одного месторождения может иметь место несколько конструкций.

Если продуктивный пласт неустойчив к разрушению, то продуктивный пласт перекрывается обсадной колонной, а затем цементируется и перфорируется. Тип перфоратора и число отверстий обязан выбрать проектировщик исходя из влияния характера вскрытия на производительность скважины

при заданной депрессии на пласт. На **рисунках 8.2** и **8.3** показаны зависимости ΔP^2 и **относительного дебита** $\overline{Q}$ **газовых скважин от числа перфорации n для заданных коэффициентов фильтрационного сопротивления *a*** и ***b***. Для устойчивых коллекторов при возможности целесообразнее иметь скважину с открытым стволом в пределах продуктивного разреза (см. **рисунок 8.8а** и **б**).

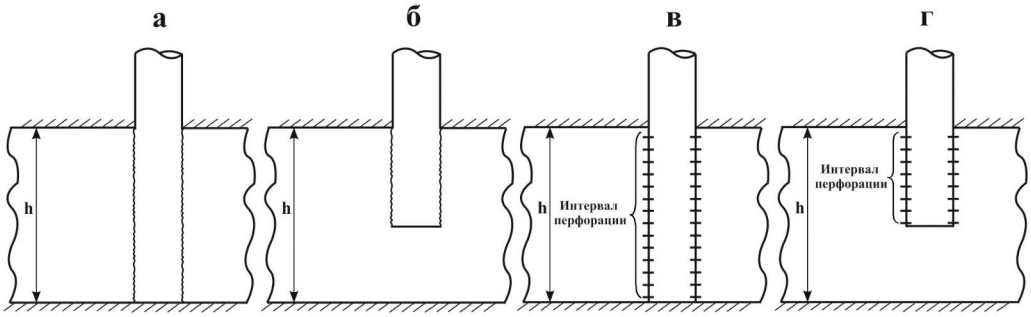

Рисунок – 8.8. Схемы вскрытия пласта вертикальной скважиной:
а – совершенной скважиной по степени и характеру вскрытия; б – несовершенной по степени вскрытия; в – несовершенной по характеру вскрытия; г – несовершенной по степени и характеру вскрытия пласта

Экспериментально и промысловыми исследованиями установлено, что минимальная скорость для выноса примесей с размерами частиц $d \leq 0{,}4$ м должна быть $V \geq 5$ м/с.

Величина этой скорости определяется по формуле:

$$V \geq 0{,}52 \cdot Q \cdot Z_з \cdot T_з / d_в^2 \cdot P_з, \qquad (8.19)$$

где Q – дебит скважины, тыс.м^3/сут.; $Z_з$ – коэффициент сверхсжимаемости газа на забое, т.е. при $P_з$ и $T_з$; $T_з$ – забойная температура, К; $P_з$ – забойное давление, кгс/см^2; $d_в$ – внутренний диаметр труб, по которым движется поток газа, см.

Допустимая минимальная скорость, при которой происходит вынос примесей $V_{мин}=5$ м/с для определения диаметра, обеспечивающего работу скважины без образования песчаной пробки или столба жидкости, должна быть использована формула:

$$d_в = [0{,}102 \cdot Q \cdot Z_з \cdot T_з / P_з]^{0{,}5}. \qquad (8.20)$$

Важным предназначением обсадной колонны является обеспечение спуска таких фонтанных труб, при которых потери давления при движении газа по стволу будут минимальными. Однако при поиске оптимального диаметра фонтанных труб необходимо исходить не только от минимизации потерь давления, но и от минимальной скорости потока газа, при которой обеспечивается вынос. Так как для выноса примесей требуется скорость по-

тока V≥5 м/с, то оптимальным вариантом по величине диаметра фонтанных труб было бы сохранение этой скорости от забоя до устья скважины.

Для создания условия V=5 м/с=const необходимы фонтанные трубы конической формы, как это показано на **рисунке 8.9а**. В реальных условиях для снижения потерь давления в стволе вместо конической формы конструкции фонтанных труб следует использовать ступенчатую колонну. На **рисунке 8.9б** показана однорядная двухступенчатая конструкция фонтанных труб. Число ступеней и глубина их спуска определяются с учетом диаметра обсадной колонны, глубины залегания пласта, производительности скважины и состава добываемой продукции.

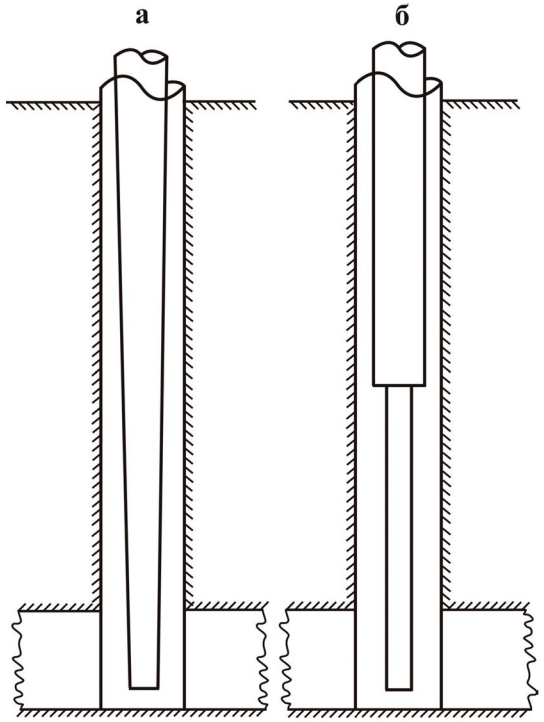

Рисунок 8.9 – Схемы конструкций газовых скважин:
а – теоретическая с коническим сечением одноступенчатая конструкция фонтанных труб; б – двухступенчатая конструкция фонтанных труб

8.5.2. Выбор диаметра и глубины спуска фонтанных труб

При приближенном методе прогнозирования показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений имеет место определенная последовательность расчета. В соответствии с этой последовательностью до выбора конструкции фонтанных труб обосновывается технологический режим эксплуатации скважин, т.е. производительность проектных скважин с учетом возможности деформации и разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостных пробок, гидратов, конуса подошвенной воды и т.д. Поэтому

при обосновании конструкции скважины считается, что дебит и забойное давление проектной скважины, наличие примесей в продукции и изменение перечисленных величин в процессе разработки известны. Исходя из этих величин и необходимости получения определенного значения устьевого давления, нужно отыскать рациональную конструкцию фонтанных труб.

Конструкция фонтанных труб выбирается путем проведения газодинамических расчетов, используя при этом уравнение движения газа по вертикальным, наклонным и горизонтальным трубам. В зависимости от конструкции скважины – вертикальная, наклонная или горизонтальная, состава добываемой продукции и ее изменения по стволу должны быть использованы различные уравнения, связывающие диаметр и длину труб с дебитом газа, забойным и устьевым давлениями с учетом изменения температуры газа от забоя до устья скважины. Причем понятие “забойное” давление приобретает особое значение для горизонтальных скважин, а также для вертикальных скважин, вскрывших продуктивный разрез с толщиной несколько сот метров.

Диаметр фонтанных труб, так же как и диаметр эксплуатационной колонны, выбирается исходя из условий, связанных потерями давления и выноса примесей, поступающих в ствол вместе с газом. Отличительной особенностью выбора конструкции фонтанных труб является то, что в большинстве случаев в горизонтальных скважинах необходимо обеспечить названные выше условия и в трубном, и в затрубном пространствах на горизонтальном участке ствола.

Выбор диаметра фонтанных труб в вертикальных скважинах

Для выбора максимально допустимого диаметра фонтанных труб, обеспечивающих вынос примесей, следует пользоваться формулой (8.20), которая написана для башмака фонтанных труб, где $P=P_з$, а от башмака до устья снижение давления происходит при постоянном диаметре фонтанных труб и скорость движения увеличивается. Предлагаемый метод выбора диаметра фонтанных труб справедлив только для этих труб. Если они спущены до кровли продуктивного пласта, точнее, до верхней границы интервала перфорации, то условия выноса должны быть обеспечены исходя из диаметра обсадной колонны, начиная от нижней границы интервала перфорации.

Если фонтанные трубы частично перекрывают интервал перфорации, то конструкция скважины, т.е. диаметры обсадных колонн и фонтанных труб, а также длина перекрытого интервала фонтанными трубами должны удовлетворять условиям выноса примесей и минимума потерь давления как в затрубном пространстве, так и по самим фонтанным трубам.

При выборе диаметра фонтанных труб следует исходить из того, что забойное давление известно. Причем принимаемое за известное значение забойного давления устанавливается исходя из выбранного технологического режима работы скважины независимо от того, каким методом (аналитиче-

ским или численным) прогнозируются показатели разработки месторождения. Величина забойного давления, обусловленного выбранными критериями технологических режимов работы скважины в виде: градиента давления, депрессии на пласт, заданного дебита и т.д., как правило, считается постоянной. Однако для продуктивных пластов с большой толщиной (несколько сот метров) забойное давление не может быть постоянной величиной. Обычно в проектах разработки используют два наиболее часто распространенных варианта: забойное давление на середине этажа газоносности и давление у башмака фонтанных труб. В условиях разрушения призабойной зоны и возможности образования песчаных пробок башмак фонтанных труб должен находиться вблизи нижней границы интервала перфорации. При сравнительно больших дебитах скважин и толщинах продуктивного интервала спуск фонтанных труб практически до нижних отверстий интервала перфорации приводит к значительным потерям давления либо в затрубном пространстве, либо в самих трубах, а в ряде случаев в обоих пространствах. Для снижения ожидаемых потерь давления как в затрубном пространстве, так и в фонтанных трубах, когда они спущены до нижних отверстий, необходимо обосновать диаметр обсадных колонн.

Порядок определения забойного давления и его потерь в затрубном пространстве, т.е. ниже от верхней границы интервала перфорации до башмака фонтанных труб; от торца скважины, точнее от нижней границы интервала перфорации до башмака и в фонтанных трубах осуществляется следующим образом:

– по известному забойному давлению, значение которого устанавливается технологическим режимом работы проектной скважины, рассчитывается давление в затрубном пространстве на уровне верхнего интервала перфорации, используя формулу:

$$P_{зат}=\left[P_{баш}^2 e^{2S}-\theta_{зат}Q^2\right]^{0,5}, \qquad (8.21)$$

где $P_{зат}$ – затрубное давление у верхней границы интервала перфорации;

$$S=0,031415\cdot\bar{\rho}\cdot H_{зат}/Z_{ср}\cdot T_{ср}, \qquad (8.22)$$

$H_{зат}$ – расстояние от верхней границы до башмака фонтанных труб; $Z_{ср}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости в интервале от верхней границы интервала перфорации до башмака фонтанных труб; $T_{ср}$ – средняя температура в этой же зоне.

$$\theta_{зат}=1,377\cdot\lambda_{зат}\cdot Z_{ср}^2\cdot T_{ср}^2\left(e^{2S}-1\right)/d_{эк}^5, \qquad (8.23)$$

где $\lambda_{зат}$ – коэффициент гидравлического сопротивления затрубного пространства; $d_{эк}$ – эквивалентный диаметр затрубного пространства и определяется по формуле:

$$d_{эк}=\left[D_{обс}^2-d_н^2\right]^{0,5}, \qquad (8.24)$$

$D_{обс}$, $d_н$ – внутренний диаметр обсадной колонны и внешний диаметр фонтанных труб. В формуле (8.21) для определения $P_{зат}$ следует пользоваться переменной величиной дебита от верхней границы интервала перфорации до башмака фонтанных труб. При известном пластовом давлении и давлении у башмака распределение дебита в указанном интервале однородного пласта будет иметь вид, показанный на **рисунке 8.10**. Для приближенных расчетов это распределение может быть заменено линейной зависимостью, показанной линией 1 на этом же рисунке. При разбивке интервала $H_{заб}$ на одинаковые участки $\Delta H_{зат}=H_{зат}/\mathbf{n}$, где **n** – число участков, потери будут интенсивно расти от верхней границы интервала перфорации к башмаку фонтанных труб, так как они вызваны величиной дебита, суммируемого от участка к участку по принципу: 1-й участок, дебит – Q_1; 2-й участок дебит – $Q_{2сум}=Q_1+Q_2$; 3-й участок дебита – $Q_{3сум}=Q_1+Q_2+Q_3$ и т.д.

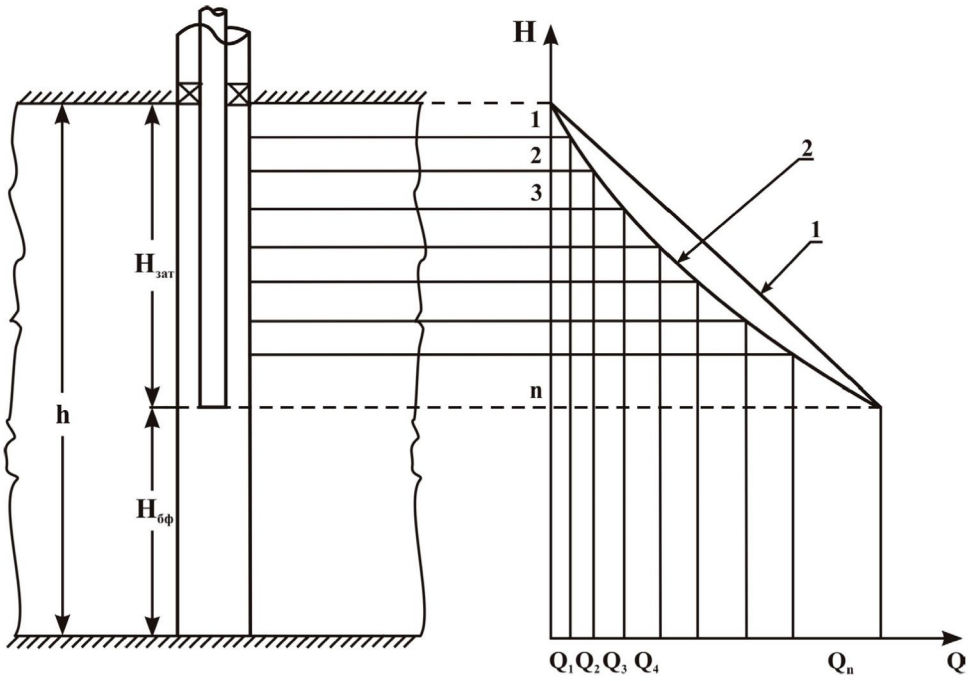

Рисунок 8.10 – Схема распределения дебита вертикальной скважины в затрубном пространстве при частичном перекрытии фонтанными трубами интервала притока газа:

1 – линейное; б – нелинейное

– по известному забойному давлению у башмака фонтанных труб давление на участке, где отсутствуют фонтанные трубы, определяется по формуле:

$$P_{офт} = \left[P^2_{офт} e^{2S} + \theta_{офт} Q^2_{офт} \right]^{0,5}, \quad (8.25)$$

где $P_{зб}$ – забойное давление у башмака фонтанных труб:

$$S = 0,0314 \cdot \bar{\rho} \cdot H_{офт} / Z_{ср.офт} \cdot T_{ср.офт}, \quad (8.26)$$

где $H_{офт}$ – расстояние от башмака фонтанных труб до нижней границы интервала перфорации (см. **рисунок 8.10**); $Z_{ср.офт}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа на участке $H_{офт}$; $T_{ср.офт}$ – средняя температура газа на этом же участке.

$$\theta_{бф} = 1,377 \cdot \lambda_{об} \cdot Z^2_{ср.офт} \cdot T^2_{ср.офт} \left(e^{2S} - 1 \right) / D^5_{обс}, \quad (8.27)$$

$\lambda_{сб}$ – коэффициент гидравлического сопротивления обсадной колонны; $D_{обс}$ – внутренний диаметр обсадной колонны.

Глубину спуска фонтанных труб определяют исходя из условий выноса твердых и жидких примесей с забоя скважины. Характер изменения дебита при различных глубинах спуска насосно-компрессорных труб в скважине показан на **рисунке 8.11**.

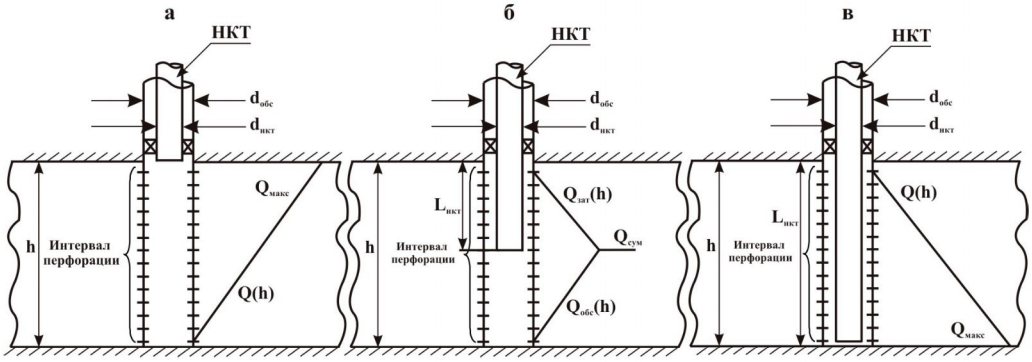

Рисунок 8.11 – Характер изменения дебита (скорости потока газа) в скважинах с различными глубинами спуска НКТ:

а – до кровли; б – до середины и в – до нижней границы интервала перфорации

Выбор диаметра фонтанных труб в горизонтальных скважинах

Разновидностью вертикальных скважин являются наклонные скважины. Выбор диаметра и глубины спуска фонтанных труб наклонных скважин следует производить аналогично с вертикальными скважинами, с той лишь разницей, что при расчете слагаемого, связанного с потерями давления на трение забойного давления или потерь давления на трение в наклонных скважинах вместо глубины использовать общую длину ствола.

При выборе конструкции горизонтальных скважин следует исходить от того, что чисто вертикальные и наклонные (искривленные) участки горизонтальной скважины изучены как с точки зрения выбора конструкции, так

и с позиции определения забойного давления удовлетворительно. Не исследуемой остается только горизонтальная часть ствола. Методика определения забойного давления в горизонтальной части ствола, оборудованного фонтанными трубами и без них, была изложена ранее. В горизонтальной скважине, не оборудованной фонтанными трубами, связь между давлением и диаметром имеет вид:

$$P_{зт}^2 = P_{зп}^2 + \theta_г Q^2, \tag{8.28}$$

где $P_{зт}$, $P_{зп}$ – забойные давления у торца горизонтального ствола и на переходе от вертикального или искривленного положения ствола к горизонтальному. Величина $P_{зп}$ при малом радиусе кривизны $R_{крм}$≈4÷12 м определяется формулой:

$$P_{зп} = P_у^2 e^{2S'} + \theta_п Q^2, \tag{8.29}$$

где величина S' и $\theta_п$ определяются соответственно по формулам:

$$S' = 0{,}031415 \cdot \bar{\rho} \cdot H_в' / Z_{ср.в} \cdot T_{ср.в}, \tag{8.30}$$

$$\theta_п = 1{,}377 \cdot \lambda_п \cdot Z_{ср.в}^2 \cdot T_{ср.в}^2 \left(e^{2S} - 1\right) / d_{ф.т}^5, \tag{8.31}$$

где $H_в' = H_в + R_{крм}$; $R_{крм}$ – радиус кривизны, принимаемый в среднем $R_{крм}$=8 м.

Параметр $\theta_г$, характеризующий горизонтальную часть ствола определяется формулой:

$$\theta_г = 0{,}094 \lambda_г Z_{ср.г} T_{ср.г} \bar{\rho} L_г / d_г^5. \tag{8.32}$$

Скорость движения газа по горизонтальному стволу будет:

$$V = \left[\left(P_{зт}^2 - P_{зп}^2\right) / \alpha F^2\right]^{0{,}5}, \tag{8.33}$$

где $\alpha = 0{,}094 \cdot \lambda_г \cdot Z_{ср.г} \cdot T_{ср.г} \cdot \bar{\rho} \cdot L_г \cdot Q^2 / d_г^5$.

При частичном перекрытии горизонтального ствола фонтанными трубами вопрос о минимизации потерь давления и выноса примесей будет касаться затрубного пространства в зоне, перекрытой фонтанными трубами, и зоне, не оборудованной этими трубами, т.е. зоне, охватывающей от башмака фонтанных труб до торца горизонтального ствола. В этой зоне будет справедлива формула (8.28) с той лишь разницей, что вместо $P_{зп}$, т.е. давления у переходной зоны, нужно будет значение давления у башмака фонтанных труб, определяемого по формуле:

$$P_{з.б} = \left[P_{з.п}^2 + \theta_{L_ф} Q^2\right]^{0{,}5}, \tag{8.34}$$

где $\theta_{L_1} = \dfrac{0{,}094 \lambda_ф Z_{ср.ф} T_{ср.ф} \rho L_{ф.г}}{d_ф^5}$,

$L_ф$ – длина фонтанных труб.

В затрубном пространстве эквивалентный диаметр круглого сечения, по которому движется газ, будет определяться формулой (8.24). Так как известным является давление у башмака фонтанных труб длиной $L_ф$ в горизонтальной части ствола, затрубное давление у переходной зоны (ниже пакера) будет определяться формулой:

$$P^2_{зат} = P^2_{зб} + \theta_{зат} Q^2_{зат}, \qquad (8.35)$$

где $P_{зат}$ – затрубное давление у сечения, где ствол переходит от вертикального (искривленного) положения к горизонтальному. Над этим сечением, т.е. над входом ствола в продуктивный пласт, притока газа нет и обычно устанавливается пакер. $P_{зб}$ – известное давление у башмака труб, определяемое по известному устьевому давлению. Параметр $\theta_{зат}$ определяется формулой:

$$\theta_{зат} = 0{,}094 \cdot \lambda_{зат} \cdot Z_{ср.зат} \cdot T_{ср.зат} \cdot \bar{\rho} \cdot L_ф / d^5_{эк}, \qquad (8.36)$$

где $L_ф$ – длина фонтанных труб в горизонтальной части ствола, перекрывающего путь поступления газа в фонтанные трубы; $d_{эк}$ – эквивалентный диаметр затрубного пространства; $\lambda_{зат}$ – коэффициент гидравлического сопротивления затрубного пространства; $Q_{зат}$ – дебит газа, поступающего в затрубное пространство, величина которого суммируется начиная от $L_ф=0$ до $L_ф$. Поэтому потери давления растут более интенсивно в сторону башмака фонтанных труб.

Для выноса примесей из затрубного пространства необходимо, чтобы на любом сечении в зоне $0 \le \ell \le L_ф$ скорость потока была $V>5$ м/с.

Величина скорости при этом определяется формулой:

$$V = \left[\left(P^2_{зат} - P^2_{зб} \right) / \alpha_1 Q^2_{зат} F^2 \right]^{0,5}. \qquad (8.37)$$

Эквивалентный диаметр $d_{эк}$, который обеспечит скорость $V \ge 5$ м/с, будет гарантировать надежную эксплуатацию скважины без накопления в горизонтальной части ствола твердых и жидких примесей.

Коэффициент α_1 включает в себя следующие параметры:

$$\alpha_1 = 0{,}094 \cdot \lambda_{зат} \cdot Z_{ср.зат} \cdot T_{ср.зат} \cdot \bar{\rho} \cdot L_ф / d^5_{эк}. \qquad (8.38)$$

Длина фонтанных труб на горизонтальном участке ствола L_1 выбирается исходя из:

- необходимости равномерности дренирования залежи путем выбора соответствующей конструкции горизонтальной скважины (такое возможно только при освоении месторождения системой горизонтальных скважин);
- продуктивной характеристики вскрываемого пласта (пропластков, на многослойных неоднородных не имеющих гидродинамической связи пластах). При этом длина вскрытия каждого пропластка при принятой общей длине горизонтального ствола определяется формулой:

$$L_i = \frac{Q_{зап.i}}{k_i} \cdot L_{общ}, \qquad (8.39)$$

где $Q_{зап.i}$ – запасы газа в i-м пропластке; k_i – проницаемость i-го пропластка; $L_{общ}$ – общая длина горизонтального участка, обоснованного путем моделирования и с учетом влияния геологических, технических и технологических факторов;

– опасности обводнения скважины подошвенной водой;

– необходимости создания благоприятных условий для выноса из горизонтальной части ствола твердых и жидких примесей.

Поступающий в затрубное пространство газ на начальном участке этого пространства (ниже пакера) в большинстве случаев не в состоянии обеспечить вынос твердых и жидких примесей. Также обстоит вопрос о возможности выноса этих примесей в зоне, где отсутствуют фонтанные трубы. С позиции выноса примесей наиболее в ухудшенных условиях находится зона, начиная от торца горизонтального ствола.

Из изложенного выше следует, что при освоении месторождения системой горизонтальных скважин проектировщик должен выбрать не только диаметры и длину обсадных колонн и фонтанных труб, но и профиль горизонтального ствола, обосновать оптимальную длину горизонтальных стволов пропорционально запасам газа и обратно пропорционально их проницаемости.

8.6. Размещение скважин

8.6.1. Размещение газовых скважин

Размещение газовых скважин на газоносной площади должно включить в себя четыре вопроса: расположение скважин на структуре, форму сетки размещения на структуре; расстояние между скважинами; порядок ввода скважин в эксплуатацию. Ниже рассмотрены факторы, влияющие на размещение скважин.

1. Для решения вопроса относительно размещения скважин на структуре необходимо исходить из формы и типа залежи; величины пластового давления по толщине и по площади; характера изменения толщины газоносного пласта – точнее, изменения емкостных параметров пласта по площади; наземных условий бурения скважин (шельфовая зона, наличие исторических или оборонных объектов, населенных пунктов, заповедных зон и т.д.); наличия нескольких, значительно отличающихся по характеристике залежей на месторождении (например, газовых залежей с чистым и сероводородсодержащим газом или газовой и газоконденсатонефтяной залежей).

Влияние на размещение скважин пластового давления на различных частях структуры зависит от особенностей залежи. Естественно, что для сравни-

тельно пологих залежей пластовое давление практически одинаковое и поэтому не должно влиять на размещении. Однако на сильно наклонных газовых месторождениях разница в значениях пластовых давлений в сводовой и приконтурной частях залежи может быть существенной. Такая разница в величинах пластового давления может влиять: на производительность газовых скважин при одинаковых депрессиях на пласт, на емкостные и фильтрационные параметры, на удельные запасы, дренируемые скважинами при их равномерном размещении; на потери конденсата в пласте при различных системах вскрытия пласта и разновременном вводе в разработку сводовой и приконтурной частей газоконденсатной залежи. Размещение газовых скважин должно осуществляться по принципу не только равномерности, падения пластового давления, но и с учетом множества других, не менее важных факторов. Равномерное размещение газовых скважин может идти только в том случае, если газоносный пласт имеет постоянную толщину по всей площади (в природе такого идеального варианта практически трудно встретить) и постоянные емкостные и фильтрационные параметры. Как правило, даже на достаточно пологих структурах приконтурной части залежи газонасыщенная толщина снижается и становится равной нулю у внешнего контура водоносности. Следовательно, площадь, дренируемая приконтурными скважинами, становится намного больше, чем в сводовой части залежи. Если несмотря на снижающуюся к контуру питания залежи толщину пласта произвести равномерное размещение скважин, то удельные запасы, приходящиеся на одну скважину на этой части залежи, будут намного меньше, чем в центральной зоне. Дебиты приконтурных скважин будут также незначительными. Следовательно, возникает необходимость оценить целесообразность бурения скважин приконтурной части с учетом стоимости скважин, дренируемых ими запасов, обвязки ее с УКПГ, а также опасности длительной эксплуатации таких скважин вблизи пластовой воды и способности их удалить поступающую к забою жидкость при незначительных дебитах.

Задача проектирования разработки газового месторождения сводится к определению оптимального числа и расположения газовых скважин на площади залежи, которые должны обеспечить добычу требуемого количества газа с наименьшими затратами. Дебит газовой скважины пропорционален толщине пласта и проницаемости. В пласте с постоянными по площади толщиной и проницаемостью дебит будет зависеть от расположения и от условий вскрытия пласта. При прочих равных условиях, дебит будет тем больше, чем больше толщина. Как правило, максимальная толщина имеет место в центральной части структуры. Следовательно, целесообразнее расположить скважины в центральной части залежи. Такое расположение газовых скважин получило название – групповое. Со временем такое расположение **(рисунок 8.12)** создает неблагоприятные условия эксплуатации для центральных скважин из-за образования депрессионной воронки и значительных сопротивлений, связанных расстоянием от контура зоны дрениро-

вания до этих скважин. Неравномерность распределения давления будет существенно зависеть как от дебитов каждой скважины, так и от отбора из залежи. Увеличение числа скважин при сохранении их дебитов приводит к более быстрому истощению залежи. Групповое размещение скважин было использовано в проектах разработки крупных газовых месторождений, выполненных ВНИИГазом.

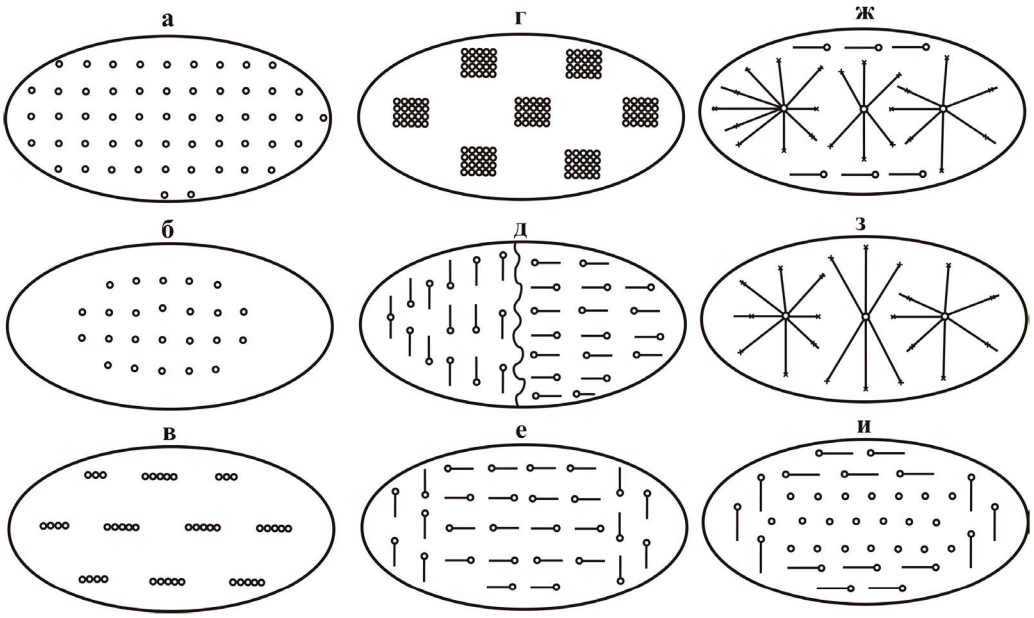

Рисунок 8.12 – Схемы размещения вертикальных и горизонтальных скважин:
а – равномерное; б – неравномерное (расположение в купольной зоне); в – кустовое; г – блочно-кустовое; д, е – продольное, поперечное; ж – продольно-кустовое; з – кустовое; и – смешанное вертикальных и горизонтальных скважин

2. Влияние формы сетки размещения газовых скважин на их дебиты было проанализировано квадратной и треугольной сеткой размещения. Полученные при этом результаты были сравнены с дебитом скважины с круговой формой зоны дренирования. Расчеты показали, что при прочих равных параметрах газоносного пласта дебит скважины, дренирующей удельную площадь, ограниченную шестиугольником, меньше дебита скважин, дренирующей площадь вписанного круга, и немногим больше дебита скважины, дренирующей площадь описанного круга по вершинам шестиугольника. Исследования влияния формы сетки расположения газовой скважины на ее дебит были изучены и на электроинтеграторе. Согласно этим исследованиям отношения дебита в прямоугольном контуре к дебиту скважины, расположенной в круговом контуре, равно при квадратной форме (1:1) равно 0,985; прямоугольной форме (1:3) равно 0,970 и при 1:5 0,940.

3. Влияние расстояния между скважинами на их производительность в первом приближении может быть сведено к оценке доли геометрии зоны дренирования в общем фильтрационном сопротивлении. Эта доля для линейной связи между градиентом давления и скоростью фильтрации может быть оценена формулой:

$$\ln R_д/R_с=a/a^*, \tag{8.40}$$

где a – коэффициент фильтрационного сопротивления;

$$a^*=\mu Z P_{ат} T_{пл}/\pi k h T_{ст}, \tag{8.41}$$

$R_д$ – радиус зоны дренирования, приходящейся на одну эксплуатационную скважину. Величина $R_д$ зависит от плотности сетки скважин. Чем больше скважина, тем меньше радиус зоны дренирования. Таким образом, влияние расстояния R на дебит газовой скважины тесно связано с числом скважин. В свою очередь, число скважин обуславливается суточным (годовым) отбором из месторождения, продуктивной характеристикой газоносного пласта, ожидаемым технологическим режимом работы и т.д. Естественно, что чем меньше R, тем меньше доля сопротивления вызванной геометрией зоны дренирования. Из изложенного выше следует, что если скважины будут расположены очень близко друг от друга, то доля этого сопротивления существенно уменьшится и поэтому при заданной депрессии дебит скважины увеличится. Однако при этом очень сильно ухудшатся экономические показатели разработки; более интенсивным будет темп падения дебита, а также пластового давления.

На практике разработки газовых месторождений, как правило, радиус зоны, дренируемой вертикальной скважиной составляет не менее $R_д$=500 м. Эта величина обусловлена прежде всего стоимостью скважины, удельными запасами, приходящимися на одну скважину, фильтрационными параметрами газоносного пласта и т.д.

На изложенный классический подход к размещению скважин и на расстояние между ними сильно влияют географические и метеорологические условия района расположения газовых месторождений. В частности, на Севере Тюменской области, где добывается около 80% газа в России, расстояние между скважинами и форма их размещения не соответствуют ранее принятым принципам. Новые принципы, принятые на уникальных газовых месторождениях с учетом наличия в валанжинских отложениях газоконденсатонефтяных залежей и географических особенностей района, будут рассмотрены позже.

Для нелинейной связи между градиентом давления и скоростью фильтрации газа влияние расстояния между скважинами на их производительность должно быть оценено с учетом изменения коэффициентов при линейной и квадратичной частях уравнения притока от геометрических параметров дренируемой зоны. Для плоскорадиальной фильтрации связь между коэффициентами сопротивления и радиусом зоны дренирования имеет вид:

$$\ln R/R_c = a/a^* \text{ и } R = \frac{1}{1/R_c - b/b^*}, \quad (8.42)$$

где
$$b^* = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} / 2\pi^2 \ell h^2 T_{ст}, \quad (8.43)$$

a, b – соответственно коэффициенты фильтрационного сопротивления при линейной и квадратичной частях уравнения притока газа к скважине.

Как видно из формулы (8.42), и при линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации расстояния между скважинами в принимаемых на практике размерах ($R_д \geq 500$ м) весьма несущественно влияют на производительность.

8.6.2. Выбор расстояния между скважинами

Выбор расстояния между скважинами на ранней стадии разработки нефтяных и газовых месторождений изучался путем увеличения числа скважин на кольцевой батарее и изменения при этом добычи газа как по каждой скважине, так и по батарее в целом, т.е.:

$$Q_{сум} = \mathbf{n} Q_i, \quad (8.44)$$

где $Q_{сум}$ – суммарный отбор из батареи скважин; **n** – число скважин на батарее; Q_i – дебит i-й скважины.

Суммарный отбор газа из залежи с объемом $200 \cdot 10^6 м^3$ и $P_{пл.н} = 10$ МПа в зависимости от числа скважин в процессе разработке изменяется согласно данным, приведенным в **таблице 8.2**.

Таблица 8.2

$Q_{сум}$ из залежи в млн.м^3/сут в процессе разработки

Годы разработки / Число скважин, n	0	0,5	1,0	5,0	10,0
25	6,78	6,39	6,03	3,77	2,09
50	13,56	12,05	10,72	4,19	0,50
100	27,13	21,45	16,95	2,58	–

Из приведенной таблицы следует, что между числом скважины и продолжительностью разработки газовой залежи имеется определенная закономерность и она очень близка к гиперболической зависимости (см. **рисунок 8.13**).

Приведенная закономерность между числом скважин и продолжительностью разработки показывает, что для данного примера предметом обсуждения могут быть **n** 200 и **t**=20 лет. За пределами этих величин увеличения **n** и **t** могут быть рассмотрены только в особых условиях. В принципе суммарный отбор из залежи во времени и продолжительность разработки практически предопределяют число скважин (следовательно, расстояние между

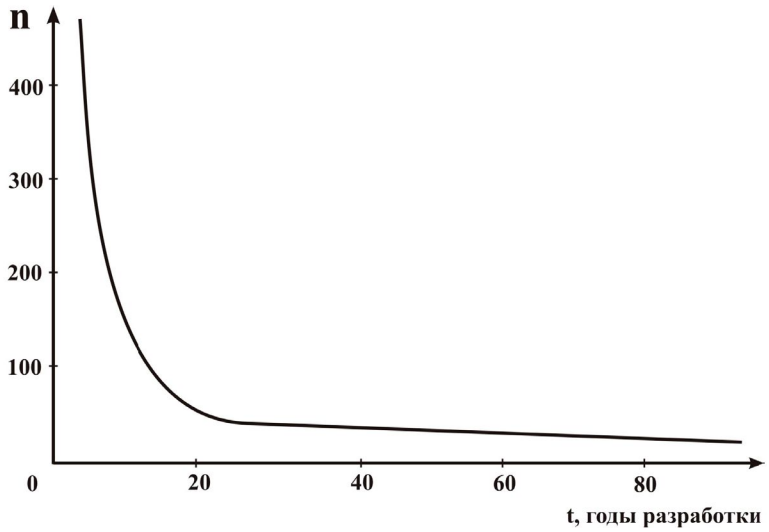

Рисунок 8.13 – Зависимость продолжительности разработки от числа скважин

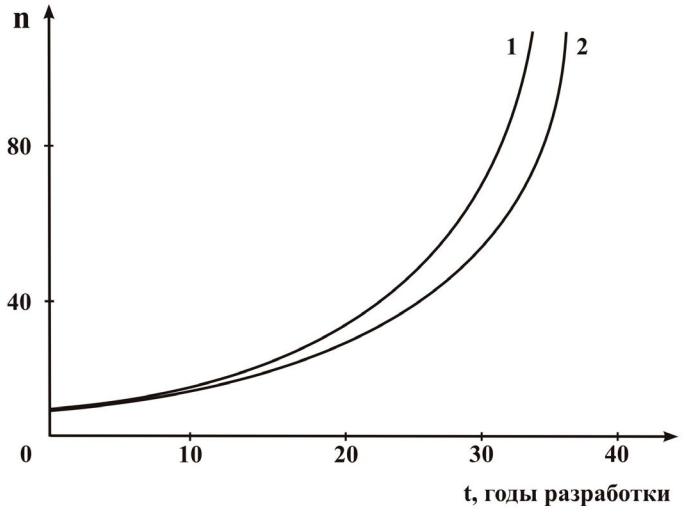

Рисунок 8.14 – Зависимость числа скважин от продолжительности разработки при постоянном суточном отборе:

1 – батарейное; 2 – равномерное размещение скважин

ними). При равномерном размещении скважин удельная площадь, приходящаяся на одну скважину, будет определяться формулой:

$$F_i = \frac{F}{n}, \tag{8.45}$$

где F – общая площадь газоносности. При неравномерном размещении скважин газоносная площадь может быть разделена на несколько участков с различным числом скважин и, следовательно, с различными удельными

площадями. Величину F_i можно выразить через площадь круга, как это было отмечено в предыдущем пункте, т.е.

$$F_i = \pi R^2 \text{ откуда } R_к=(F_i/\pi)^{0,5}, \qquad (8.46)$$

где $R_к$ – радиус контура питания скважины (внешней границы дренируемой зоны).

Для однородных пластов и при приближенном методе прогнозирования показателей время разработки практически не зависит от расположения скважин. Однако размещение скважин существенно сказывается, если темп отбора из залежи форсируется. В частности, при одинаковых темпах отбора газа продолжительность разработки зависит от формы сетки размещения. Например, при батарейном размещении скважин сроки разработки увеличиваются по сравнению с равномерным размещением такого же числа скважин. На **рисунке 8.14** показаны зависимости числа скважин при батарейном и равномерном размещении от срока разработки залежи.

8.7. Размещение скважин на газовых месторождениях севера Тюменской области

При разбуривании сеноманской залежи ВНИИГазом обосновано и использовано кустовое размещение скважин. При сравнительно небольшом расстоянии между вертикальными частями стволов (40÷60 м) забои скважин кустов отдалены друг от друга 150÷300 м. На **рисунке 8.15** приведена схема размещения забоев скважин кустов с четырьмя, шестью и восемью скважинами. При этом профиль эксплуатационной скважины с отклонением от вертикального ствола вычисляется согласно схеме, показанной на **рисунке 6.1**. Согласно этой схеме для заданного удаления забоя от вертикального ствола А необходимо определить радиус кривизны R_1.

Расчет величины R_1 проводится следующей последовательностью:

1. $a_1+a_2=A=150$ м, где А=150 м заданное удаление забоя от вертикального ствола.

2. $h=R_1\sin\alpha$. Для заданного $H_{вер}=650$ м и А=150 м; $\alpha=18^0$.

3. $$R_1=\frac{H\,tg\alpha-A}{\sin\alpha\cdot tg\alpha-(1-\cos\alpha)}=557\text{ м}.$$

4. $a = R_1(1-\cos\alpha)$.

При $L_1=H_{вер}=650$ м $$L_2=\frac{2\pi R_1\alpha}{360}=175\text{м}$$

$L_3=H_1/\cos\alpha_1=378/0{,}9511=397$ м; $L=L_1+L_2+L_3$

$L=650+175+397=1222$ м

$H=h + H_1=H_o-H_{вер}=1200-650=550$ м.

При толщине пласта h=100 м и глубине залегания по вертикали $H_o=1300$ м величина L будет L=1327 м, а $A_к=182$ м.

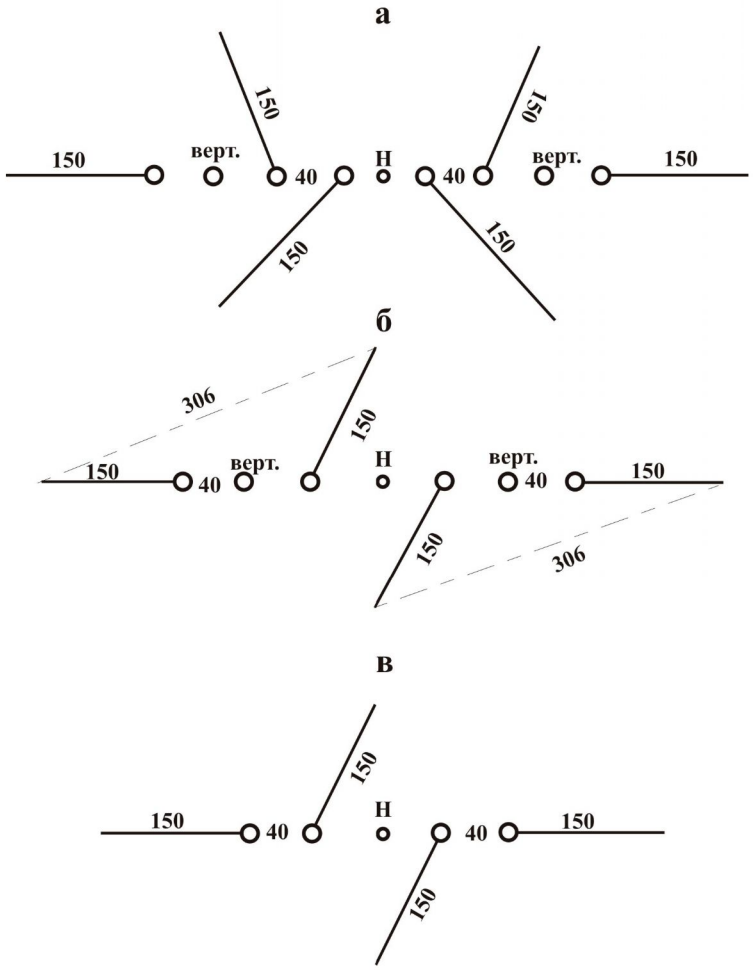

Рисунок 8.15 – Размещение забоев скважин в кусте, состоящем из:
а – восьми; б – шести; в – четырех эксплуатационных скважин; н – наблюдательные скважины в кустах

8.8. Размещение горизонтальных газовых скважин

Форма сетки расположения горизонтальных газовых скважин и расстояние между стволами изучена в меньшей степени, чем вертикальных. Горизонтальность ствола достигается с большим, средним и малым радиусами кривизны. Такая конструкция ствола создала новую геометрию дренирования. Принятая для вертикальных скважин форма сетки расположения не вписывается в зону, дренируемую горизонтальной скважиной. Поэтому форма сетки размещения горизонтальных скважин в большинстве исследований принята в виде полосообразного (вместо кругового для вертикальных стволов) пласта с постоянными емкостными и фильтрационными параметрами.

Форма зоны дренирования существенно зависит от совершенства – полноты вскрытия полосообразного пласта скважиной. Ранее было показано влияние степени вскрытия полосообразного пласта горизонтальной скважиной на ее производительность. Для снижения величин фильтрационного сопротивления необходимо, чтобы горизонтальный ствол полностью вскрывал полосообразную залежь (см. **рисунок 8.5**). При этом возможны следующие варианты расположения.

1. Залежь вскрывается горизонтальными скважинами вдоль (по длине) залежи (**рисунок 8.12д** – правая часть залежи).

2. Залежь вскрывается горизонтальными скважинами поперек залежи (**рисунок 8.12д** – левая часть залежи).

3. Смешанная система расположения горизонтальных или смешанная система расположения вертикальных и горизонтальных скважин (**рисунок 8.12е, г, ж, и**).

Форма сетки и тип скважин (вертикальный или горизонтальный) выбирается исходя из положения газоводяного контакта, толщины пласта (пропластков), последовательности их залегания при значительных различиях проницаемостей, удельных запасов, а также непроницаемых слоев между пластами. На направление горизонтального ствола и на тип скважины сильно влияют направление и густота трещин в трещиноватых коллекторах. Поэтому при наличии соответствующей информации о геологическом строении залежи и ее емкостных и фильтрационных свойствах выбор типа и формы размещения скважин не вызывает особой трудности. Однако, если имеющаяся информация недостаточна для однозначного выбора типа скважин и формы сетки их расположения перед началом расчета проектных показателей, то необходимо создать геолого-математические модели, хотя бы фрагментов залежи.

На равномерность дренирования пласта существенно влияет конструкция горизонтальных скважин. Если скважина не обсажена фонтанными трубами, то максимальный перепад давления имеет место на сечении у перехода ствола от горизонтального к вертикальному положению (см. **рисунок 8.4а**). Если горизонтальная скважина пробурена с большим радиусом кривизны (ближе к наклонному стволу), то максимальный перепад будет иметь место у выхода ствола из продуктивного пласта (**рисунок 8.4д**). Если скважина оборудована фонтанными трубами, то максимальная депрессия будет иметь место у башмака фонтанных труб (**рисунок 8.4б, в**). Это означает, что в скважинах, оборудованных фонтанными трубами, центром распространения депрессионной воронки является не зона расположения вертикальной части ствола, а зона расположения башмака фонтанных труб.

8.9. Размещение наблюдательных и пьезометрических скважин

Число и размещение наблюдательных и пьезометрических скважин зависит от: размеров месторождения по толщине и по площади, числа эксплуата-

ционных объектов, типа месторождения, неоднородности, многослойности и параметра анизотропии, от числа тектонических блоков, от изменения состава добываемой продукции по толщине и по площади, от размеров и активности водоносного бассейна и еще от многих других факторов. На любом месторождении эти скважины должны позволить газодобывающему предприятию и проектировщику контролировать характер изменения пластового давления по отдельным объектам эксплуатации, установить наличие гидродинамической связи между пластами по всей структуре залежи. Эти скважины должны позволить проектировщику и газодобывающему предприятию проконтролировать величину пластового давления водоносной зоны, установить темп подъема ГВК или же темп продвижения воды по отдельным объектам на многопластовых месторождениях при слабой гидродинамической связи между пропластками или при полном отсутствии такой связи.

Число наблюдательных и пьезометрических скважин определяется проектировщиком и должно быть обосновано с учетом особенности месторождения. Необходимость в наблюдательных и пьезометрических скважинах может возникать не только из-за геологических особенностей залежи, но и из-за применяемой системы разработки. В частности, поэтапный ввод в разработку газовых и газонефтяных месторождений обычно приводит к существенным изменениям пластового давления и положения контактов на отдельных участках месторождения.

Расположение наблюдательных и пьезометрических скважин решается проектом. В действующих проектах крупных газовых месторождений Уренгойское, Ямбургское и др. наблюдательные скважины имеются на каждом кусте состоящего из 6-ти или 8-ми эксплуатационных скважин. Эти наблюдательные скважины предназначены для определения характера изменения пластового давления по объектам в зависимости от их вскрытия и для оценки величины депрессионной воронки в районе расположения куста. Такую задачу можно было решить путем периодической остановки отдельных скважин куста на непродолжительное время. Анализ материалов по стабилизации давления после пуска скважин и по восстановлению давления после их остановки показывает, что для достижения истинного значения пластового давления достаточно 60 мин. Поэтому следует отметить, что в проектах этих месторождений рекомендовано необоснованное число и размещение наблюдательных скважин в каждом кусте.

Число пьезометрических скважин должно быть увязано с ожидаемой активностью подошвенной и краевых вод. В целом при известных размерах водоносного бассейна и параметрах пласта в водоносной и газонефтеносной зонах нетрудно оценить возможную активность вод.

Если по классической традиционной методике характер поведения водоносного бассейна оценивался с помощью пьезометрических скважин, то при наличии современных моделирующих вычислительных машин возникает необходимость использования результатов адаптирующихся геолого-мате-

матических моделей, позволяющих получить весьма точные прогнозы о поведении пластовых вод.

8.10. Система разработки месторождения

Система разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений устанавливается руководителем проекта с учетом геолого-технических особенностей месторождения и технико-экономических показателей вариантов разработки. При выборе системы разработки должны быть учтены:

- соотношение запасов газа, конденсата, нефти (при наличии оторочки), гелия и т.д.;
- изменение составов газа, конденсата и нефти по толщине и по площади;
- наличие гидродинамической связи между пластами, независимо от характера изменения составов добываемой продукции;
- тектонические нарушения и их амплитуды. Возможные перетоки углеводородов в процессе разработки через тектонические нарушения;
- неоднородность продуктивных пропластков по толщине и по площади и последовательность их залегания;
- возможность опережающего продвижения краевой воды;
- возможность одновременного отбора газообразных и жидких углеводородов;
- возможность полной и глубокой переработки добываемой продукции;
- возможность объединения эксплуатационных объектов исходя из совместимости составов и интенсивности истощения отдельных пропластков;
- возможность “замораживания” одной из фаз при разработке газонефтяного месторождения;
- возможность совместной или раздельной переработки на промысле добываемой продукции и возможность их совместной транспортировки при освоении морских газонефтяных месторождений и др.

Под системой разработки газовых и газонефтяных месторождений следует иметь в виду число, расположение и последовательность ввода скважин, их режим эксплуатации по выделенным эксплуатационным объектам, учитывающим перечисленные выше факторы как при разработке залежей на истощение, так и при поддержании пластового давления с использованием отсепарированного газа, воды и полимерных растворов.

Выбор системы предопределяется следующими основными факторами.

1. Совместимостью продукции отдельных пропластков и зон залежи по составу и по давлению (использованию энергии объектов).

2. Коэффициентами извлечения газа, конденсата, нефти, сероводорода и гелия.

3. Направлением использования добываемой продукции.

4. Равномерностью истощения в соответствии с запасами, отборами и обводнения отдельных объектов.

Очень часто эффективность выбранной системы разработки связана с двумя основными условиями.

1. Продолжительностью процесса разработки отдельных продуктивных объектов. Особенно это условие относится к газонефтяным месторождениям.

2. Необходимостью бурения дополнительной сетки скважин для одновременного освоения газообразных и жидких углеводородов, если отсутствует возможность разработки единым фильтром.

При выборе системы разработки одним из определяющих факторов является соотношение запасов. Классическим примером, когда система разработки зависит от соотношения запасов газа, нефти и гелия, является Среднеботуобинское месторождение. Запасы газа, нефти и гелия этого месторождения по действующим мировым ценам примерно равны. Разработка этого месторождения как газового с одновременным отбором нефти и с извлечением гелия из газа приводит к резкому снижению нефтеотдачи (6÷9% от балансовых запасов нефти при различных вариантах разработки). При опережающем отборе нефти с обратной закачкой отсепарированного газа коэффициент нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин составляет 23÷27% от балансовых запасов нефти. Однако при таком варианте отбор и использование газа замораживается на 15÷20 лет. Поддержание пластового давления закачкой воды для одновременного отбора нефти и газа не дает существенных эффектов независимо от объекта закачки (в нефтяную оторочку или газоносную часть), так как закачиваемая вода продвигается в основном по газонасыщенному интервалу и эффект вытеснения нефти существенно снижается.

При выборе системы разработки одним из определяющих факторов является изменение состава газа, содержание конденсата и нефти. Например, для Карачаганакского газоконденсатонефтяного месторождения определяющим является изменение содержания конденсата в газе по глубине. На Астраханском месторождении содержание сероводорода изменяется от нескольких процентов до 27%, а на Советабадском месторождении на части площади месторождения в составе газа отсутствует сероводород, а на другой, весьма значительной части залежи, H_2S присутствует. Поэтому разработка этого месторождения была начата с той зоны, где в составе газа сероводород отсутствует, что привело к неравномерному истощению залежи и площадным перетокам газа из сероводородсодержащей зоны в зону с газом без сероводорода.

Выбор системы разработки существенно зависит от наличия гидродинамической связи между отдельными продуктивными объектами. При наличии гидродинамической связи объединение продуктивных объектов становится неизбежным независимо от изменения состава газа по разрезу. Однако при прогнозировании показателей разработки необходимо определить сте-

пень участия, т.е. интенсивность разработки каждого пропластка, исходя из их пористости, проницаемости, удельных запасов, гидродинамической связи с хорошо проницаемыми пластами и возможного обводнения в результате более быстрого продвижения воды по вышележащему высокопроницаемому пропластку.

Кроме геолого-технической характеристики залежи выбор системы разработки зависит от наличия потребителя на отдельные продукты (на нефть, газ, конденсат, гелий, серу и т.д.) и от экономических показателей разработки. В проекте должна быть установлена, независимо от наличия потребителя или желания заказчика на отдельную продукцию, система разработки, обеспечивающая охрану природных ресурсов и рациональное их использование.

Глава 9

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ

9.1. Общие положения

Проект обустройства газовых и газонефтяных месторождений является самостоятельным документом и составляется на основании принятого варианта разработки и принципа подготовки добываемой продукции, рекомендованного проектом разработки месторождения. Принцип и технология подготовки газа на промысле зависят от геологической особенности месторождения, т.е. от числа эксплуатационных объектов, глубины залегания залежи, давления и температуры газа, наличия в составе газа, конденсата, гелия, сероводорода; запасов газа, конденсата; степени насыщения газа конденсатом; от местонахождения залежи (морское, заболоченная местность, наличие населенных пунктов, оборонных объектов, заповедных зон и т.д.). На систему сбора и подготовки газа и нефти существенно влияет наличие нескольких залежей на территории месторождения. Так, например, на территории месторождений Уренгойское, Ямбургское Заполярное и др. ниже сеноманских залежей чистого газа (практически без содержания конденсата) находятся валанжинские газоконденсатные и газонефтяные залежи. Естественно, что при проектировании обустройства таких месторождений должно быть учтено взаимовлияние отдельных объектов обустройства.

На систему сбора и подготовки газа и нефти влияют размещение скважин на структуре, обвязка скважин с установками по подготовке газа (индивидуальный или коллекторный), наличие дорог, водных ресурсов, магистральных газопроводов, потребителей низконапорного газа и т.д. Большинство перечисленных выше вопросов должно решаться в проекте разработки месторождения. В целом в проекте разработки должен быть раздел по сбору и подготовке газа и нефти (при наличии нефтяной оторочки), включающий в себя следующие вопросы, принципиально решенные проектировщиком:

- система сбора и внутрипромыслового транспорта газа, конденсата, нефти и воды;
- принцип подготовки (сепарации, осушки и т.д.) газа и нефти;
- технологические установки, оборудование и аппаратура, необходимые для подготовки газа, конденсата, нефти и воды: сепараторы, теплообменники, холодильники, абсорберы, десорберы, дебутанизаторы, стабилизаторы, регенерационные установки и т.д.;
- подготовка и транспорт конденсата;
- средства и технология для обеспечения контроля и регулирование работы скважин;

– средства общепромысловой связи, обеспечивающие согласованную работу всех узлов системы, включая основные и вспомогательные объекты;
– система автоматики и телемеханики для контроля и сигнализации технологических процессов, всех промысловых установок, агрегатов, объектов транспорта газа и нефти, конденсата и ингибирования;
– механико-энергетические и ремонтные подразделения промысла;
– компрессорное хозяйство, головные сооружения;
– система водоснабжения, обработки и сброса сточных вод, канализация;
– автотранспортные и дорожные службы промысла;
– производственные и бытовые здания, административное помещение;
– система техники безопасности, противопожарные и промсанитарные мероприятия на промысле;

и др.

Все объекты системы сбора и подготовки газа, конденсата, нефти, ингибиторов и воды должны быть спроектированы с полным соблюдением норм и требований охраны окружающей среды и природных ресурсов.

Одним из основных вопросов системы сбора и подготовки газа, конденсата и нефти является выбор принципа подготовки. Для газовых и газоконденсатных месторождений используют в основном три способа подготовки: низкотемпературная сепарация, абсорбционный и адсорбционный способы осушки газа. Выбор способа зависит главным образом от состава добываемой продукции (газ, газоконденсатная смесь, газонефтеконденсатная смесь), от климатических условий добычи и транспорта газа, конденсата и нефти; от термобарических параметров газа и нефти. Состав добываемой продукции и ее термобарические параметры предопределяют не только выбор принципа подготовки, но и схемы промысловой подготовки газа и нефти. В целом промысловая подготовка газа включает в себя три различные схемы:

– внутрипромысловая подготовка;
– подготовка на промысле и на головных сооружениях;
– промысловая и заводская подготовка газа, конденсата и нефти.

Выбор схемы зависит от состава добываемой продукции, давления и температуры. В большинстве газовых месторождений Российской Федерации основной схемой подготовки газа является внутрипромысловая. Для этой схемы главными признаками являются отсутствие сероводорода в добываемой продукции и сравнительно низкая пластовая температура ($T_{пл} \leq 50^0$C). Подготовка газа с использованием головных сооружений осуществляется в основном, когда температура газа высокая. Такая схема использована при проектировании обустройства месторождения Шатлык в Туркмении, где температура газа в пласте равна $T_{пл} \approx 140^0$C. Высокая пластовая температура газа требует многоступенчатого снижения температуры до проектной величины температуры сепарации. Проектная температура сепарации зависит от климатических условий транспорта газа, конденсата и нефти. На устье скважин названного месторождения температура газа на начальной стадии разра-

ботки составляла 100÷108^{0}С. Поэтому предварительно газ охлаждается на теплообменниках "воздух-газ" и "вода-газ" и только после этого используется охлаждение с использованием дросселя эффекта. Даже после использования дросселя эффекта не обеспечивается кондиция газа, подаваемого в магистральный газопровод. Поэтому для полного отделения конденсата дополнительно применяют абсорбционный способ подготовки газа.

Промысловая и заводская подготовка газа применяется в том случае, если в составе добываемой продукции содержится сероводород и гелий. К таким месторождениям в России относятся Оренбургское и Астраханское.

9.2. Выбор схемы сбора и подготовки скважинных продукций

В определенной степени схема сбора добываемой продукции предопределяется проектом разработки. В проекте разработки указываются размещение эксплуатационных и нагнетательных скважин с учетом особенностей местонахождения месторождения, сроки ввода скважин (кустов) и участков залежи в разработку и соответствующие производительности скважин, кустов, участков залежи, давление и температура добываемой продукции в процессе разработки. При кустовом размещении скважин обвязка скважин с установками по подготовке газа осуществляется через общий коллектор. Индивидуальная обвязка каждой скважины с УКПГ в последние годы, как правило, не предлагается. С точки зрения материальных затрат эта тенденция оправданна, если подключение каждой скважины в общий коллектор не осложняет режим их работы и не исключает контроль за работой каждой скважины. В зависимости от предполагаемой обвязки скважин проектировщик обязан обосновать технологический режим их работы путем обратного расчета от известного давления в коллекторе к забою скважин. Количество скважин, подключенных в общий коллектор, в настоящее время колеблется от 2 до 8 скважин. В морских условиях, когда подготовка газоконденсатонефтяной смеси (если имеется нефтяная оторочка) производится на суше, в общий коллектор может быть подключено больше скважин.

Схема подключения отдельных скважин к установкам по подготовке газа должна быть установлена путем минимизации материалов, потерь давления и затрат на обвязки. Как правило, при этом в зависимости от состава добываемой продукции, географии местности и формы залежи рассматриваются три варианта сбора скважинной продукции: групповой, кольцевой и лучевой (см. схемы на **рисунке 9.1а, б** и **в**).

Этот же принцип может быть использован и при освоении крупных месторождений, когда количество кустов сопоставимо с количеством скважин на месторождениях с соответствующими запасами, приходящимися на каждый куст. Если разработка месторождения осуществляется индивидуальными скважинами (классическое размещение скважин) или кустами, то сбор скважинных продукций также может быть групповым, кольцевым или луче-

вым. Проект обустройства не может повлиять на размещение скважин и должен обеспечить оптимальное размещение установок по внутрипромысловой подготовке газа и нефти и ДКС, а также головных сооружений, если они необходимы при подготовке.

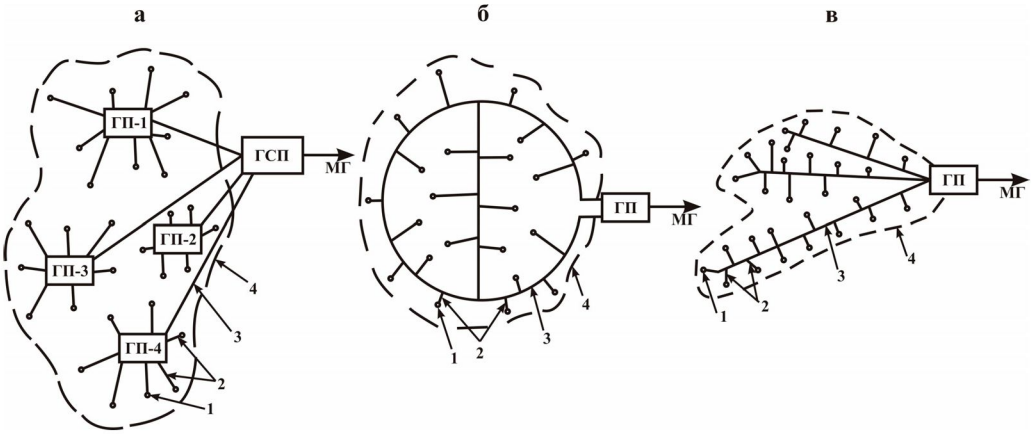

Рисунок 9.1 – Схемы сбора и внутрипромыслового транспорта газа:
а – групповая централизованная; б – кольцевая; в – лучевая; 1 – скважина (куст); 2 – шлейф; 3 – коллектор; 4 – контур газоносности

Общий принцип выбора местонахождения УКПГ, ДКС и головных сооружений и внутрипромысловых газо-, нефте- и конденсатопроводов должен учесть необходимость обеспечения минимальных потерь давления при транспорте газа, конденсата и нефти и материальных и капитальных затрат, а также охраны окружающей среды. В настоящее время имеются программы, определяющие оптимальное размещение УКПГ и ДКС при заданном числе и размещении скважин на структуре.

9.3. Основные способы подготовки газа, газоконденсатной смеси и нефти на газовых и газонефтяных месторождениях

Способ подготовки газа и газоконденсатной смеси зависит от состава добываемой продукции и от термобарических параметров газа и нефти. Любой из способов подготовки газа и газоконденсатной смеси должен обеспечить требования, предъявляемые на газ, конденсат и нефть отраслевым стандартом. Наличие в газе, подаваемого в газопровод, влаги, жидких углеводородов, твердых примесей и агрессивных компонентов, вызывающих коррозию и увеличение коэффициента гидравлического сопротивления, снижает пропускную способность газопроводов, увеличивает мощность линейных компрессорных станций и снижает надежность газоснабжения. Большинство газопроводов север-центр рассчитаны на режим работы при Р=7,5 МПа. По ОСТу влагосодержание газа северных месторождений, подаваемого в маги-

стральный газопровод, должно составлять в холодный период 0,022, а в теплый – $0{,}044.10^{-3}$ г/м^3, что соответствуют точкам росы –25 и –15^{0}С. При давлении в газопроводе Р=7,5 МПа при тех же влагосодержаниях точки росы в холодный и теплый периоды будут равный –23 и –14^{0}С. ОСТ на газ, подаваемый в магистральный газопровод, приведен в **таблице 9.1**.

Таблица 9.1

Отраслевой стандарт на качество подаваемого в газопровод газа

Показатели	Для умеренной и жаркой климатической зоны (ПГУ)		Для холодной климатической зоны (ПХГ)	
	ПГУ-1	ПГУ-2	ПХГ-1	ПХГ-2
1. Точки росы по влаге и тяжелым углеводородам при Р = 5,5 МПа, ^{0}С (не более) в зимний период в летний период	 –10 –3	 –5 0	 –25 –15	 –20 –5
2. Механические примеси, г/100 м^3 газа (не более)	0,1	0,3	0,1	0,3
3. Содержание сероводорода, г/100 м^3 газа (не более)	2,0	2,0	2,0	2,0
4. Содержание кислорода, объемн. % (не более)	1,0	1,0	1,0	1,0

Независимо от способа промысловой или промыслово-заводской подготовки газа качество требуемого для его подачи в магистральный газопровод остается неизменным. Проектировщик должен выбрать способ подготовки газа на промысле и установить необходимость в головных сооружениях. В проекте также должен быть определен срок ввода и изменение потребляемой мощности ДКС. Условия выбора способа подготовки газа исходя из состава добываемой продукции должны быть ориентированы на технико-экономические показатели этих способов.

9.3.1. Условия выбора низкотемпературной сепарации

Основным показателем для выбора низкотемпературной сепарации газа является наличие конденсата в газе. Подготовка газа газоконденсатных месторождений другими способами – абсорбционным или адсорбционным – затруднена по двум причинам: регенерацией сорбентов и необходимостью работать в режиме отрицательных температур, когда происходит более полное разделение потока на газовую и жидкую фазы. Основная задача проектировщика в случае выбора низкотемпературного способа подготовки газа сводится к:

– определению пропускной способности и типа сепараторов;

– определению технологических параметров и типа теплообменников и изменение этих параметров с учетом изменения суточной добычи газа и снижения давления в процессе разработки;
– установлению срока ввода турбодетандерного агрегата или установки искусственного холода;
– прогнозу выхода конденсата при отсутствии возможности поддержания в сепараторе давления максимальной конденсации и низких температур, установленных по результатам промысловых исследований на газоконденсатность.

При прогнозировании выхода конденсата необходимо учесть термобарические параметры сепарации, техническую характеристику сепараторов. В настоящее время отсутствуют сепарационные аппараты, гарантирующие 100%-ное разделение смеси по фазам при наличии для этого в сепараторе термобарических условий, т.е. $P_{сеп}$ и $T_{сеп}$. Коэффициент сепарации К, применяемых сепараторов различных конструкций составляет $K \leq 0{,}985$. Поэтому при подготовке газа газоконденсатных месторождений методом НТС на головных сооружениях используют и абсорбционные колонны.

Принципиальная схема низкотемпературной подготовки газа на промысле показана на **рисунке 9.2**. Основными элементами схемы НТС являются: сепараторы, теплообменники, разделительные емкости, деэтанизотор, холодильник, фильтры, насосы, компрессор для газа выветривания и регенерационная установка. Однако при определенных условиях, связанных с объемом добываемого газа, содержанием конденсата в газе, термобарическими параметрами газа и другими факторами, приведенная на **рисунке 9.2** схема может быть использована без звеньев по регенерации ингибитора и деэатанизации. Это означает, что блоки регенерации и деэтанизации предусмотрены проектом не на каждом УКПГ, а отдельно для нескольких установок или вообще централизованно. Поэтому основными элементами схемы при НТС остаются сепараторы и теплообменники. Количество технологических линий устанавливается суточным отбором из скважин, подключенных к данному УКПГ.

Обычно на УКПГ имеются несколько технологических линий, одинаковых по пропускной способности и по термобарическим параметрам. Поэтому при проектировании системы подготовки газа детально рассчитываются и прогнозируются параметры одной технологической линии производительностью 1÷5 млн.м^3/сут. При расчетах параметров технологической линии проектировщику известны суточные отборы из участка, скважины которого подключены к данному УКПГ, и входные давление и температура.

Тип выбираемого сепаратора зависит от производительности УКПГ, коэффициента сепарации, от состава сепарируемого газа от условий потребителя на качество, поставляемого газа и работы магистрального газопровода. Сепараторы должны выбираться, исходя из технической характеристики, гарантируемой заводом-изготовителем. В целом же при проектировании

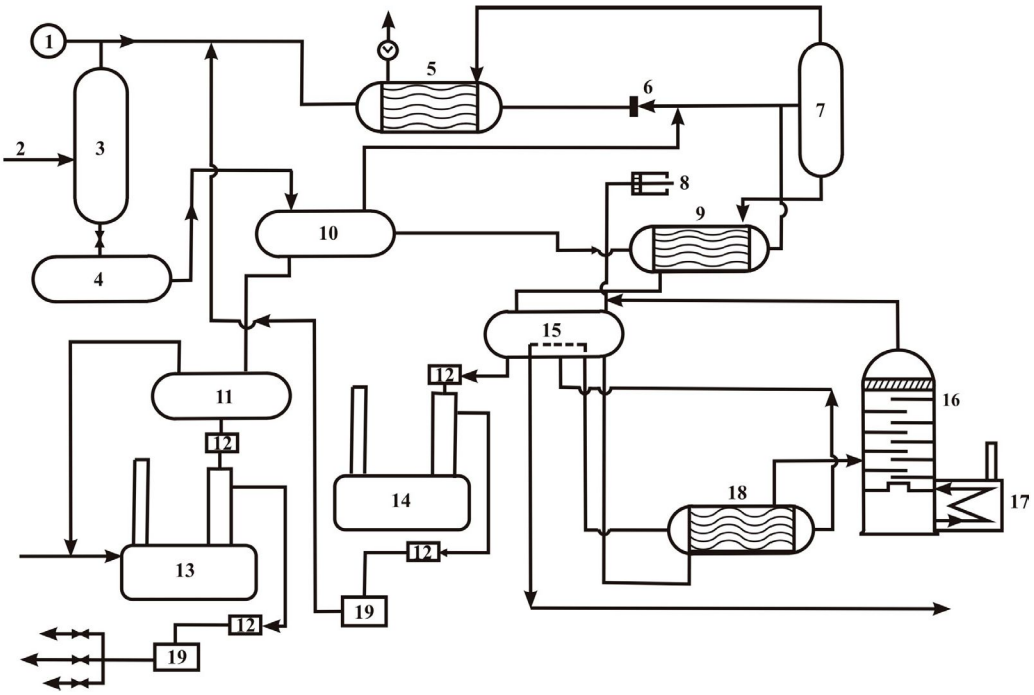

Рисунок 9.2 – Схема низкотемпературной сепарации газа газоконденсатных месторождений:

1 – замерный узел; 2 – сырой газ; 3, 7 – сепараторы; 4 – конденсатосборник; 5, 9 – теплообменники; 6 – штуцер; 8 – компрессор; 10 – разделитель; 11, 15 – емкость; 12 – фильтры; 13, 14 – регенерационные установки; 16 – деэтанизатор; 17 – печь; 18 – холодильник; 19 – насосы

системы подготовки используют два типа сепараторов: гравитационные и инерционные. Причем эти два основных типа, отличающихся принципом разделения газожидкостного потока на газовую и жидкую фазы, выпускаются в различных модификациях: горизонтальные, вертикальные с насадками, с камерой разрыва и т.д. Основными условиями для гравитационных сепараторов являются скорость движения газа в сепараторе и скорость осаждения твердых и жидких частиц. В общей постановке скорость осаждения W_0 должна быть больше скорости движения газа в сепараторе **V**, т.е. W_0>**V**. Однако скорость осаждения частиц зависит от плотности осаждающегося вещества – мехпримеси, капли конденсата, воды, водного раствора ингибитора и т.д. и от формы и размеров частиц. Коэффициент сепарации снижается, если частицы дисперсные. В таких случаях одним из эффективных методов увеличения коэффициента сепарации гравитационных сепараторов является контакт потока с насадками различных конструкций, к которым прилипаются частицы конденсата и воды, а затем стекаются в нижнюю часть сепаратора. Скорость движения частицы в сепараторе может быть оценена по формуле:

$$W(P_c, T_c) = d^2[\rho_ч - \rho_г(P_c, T_c)]g/1{,}8\mu_г(P_c, T_c). \quad (9.1)$$

Форма частицы в формуле (9.1) принята в виде сферы. Это означает, что если рассматривается осаждение капель или воды, то формула (9.1) применима, а если изучается возможность осаждения твердых частиц, то в формуле (9.1) вместо диаметра частиц должен быть использован некоторый эквивалентный диаметр, или же формула (9.1) должна быть умножена на поправочный коэффициент, связанный с формой частиц. В формуле (9.1) $\rho_ч$ и $\rho_г(P_c T_c)$ – плотности частицы и газа в сепараторе при P_c и T_c ; $\mu_г$ – вязкость газа при P_c и T_c.

Для частиц различных форм и размеров скорость осаждения может быть оценена по формуле:

$$W_0 = \left[\frac{\alpha^*\mu}{2d\rho_г\beta^*} + \frac{4d(\rho_ч - \rho_г)g}{3\rho_г\beta^*}\right]^{0,5} - \frac{\alpha^*\mu}{2d\rho_г\beta^*}, \quad (9.2)$$

где α^* и β^* – поправочные коэффициенты на формы частиц. Для шаров $\alpha^*=24$ и $\beta^*=0{,}44$, а круглых пластинок $\alpha^*=17{,}4$ и $\beta^*=1{,}1$.

Для инерционных сепараторов основным условием для сепарации является скорость движения частиц в циклоне, которая определяется в зависимости от размеров частиц: в частности, для мелких частиц:

$$W=d^2\rho_ч W^2 R/1{,}8\mu g, \quad (9.3)$$

а для крупных частиц:

$$W=1{,}74[d\rho_ч W^2 R/\rho_г]^{0,5}, \quad (9.4)$$

где R – расстояние от оси циклонного сепаратора до частицы; W – угловая скорость газа, обусловленная тангенциальным вводом потока в циклон, 1/с.

Как правило, для заданного суточного дебита газа, подлежащего сепарации, определяют диаметр инерционных сепараторов, используя при этом формулу:

$$D_ц=0{,}0122\cdot[Q^2\rho_{ст}\cdot Z\cdot P_{ат}\cdot T_{ср}/(P_1-P_2)\cdot P_{ср}\cdot T_{ст}]^{0,25}, \quad (9.5)$$

где Q – дебит газа, тыс.м^3/сут; $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях; P_1 и P_2 – давления на входе в сепаратор и на выходе из него, МПа; $P_{ср}$ – среднее давление в сепараторе $P_{ср}=(P_1+P_2)/2$; $T_{ср}$ – температура газа в сепараторе; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа в условиях сепарации при P_c и T_c.

Диаметр вертикального гравитационного сепаратора можно определить по формуле:

$$D_г=[4Q\cdot Z\cdot P_{ат}\cdot T_c/0{,}8V_0\pi P_c]^{0,5}, \quad (9.6)$$

где V_0 – скорость движения потока газа для выноса частиц из сепаратора

$$V_0=1{,}25\cdot V, \quad (9.7)$$

V – скорость потока в сепараторе, при котором частицы не выносятся.

Если вертикальный гравитационный сепаратор изготовлен с сеточной насадкой, то диаметр можно определить по формуле:

$$D_г = \left[4 \cdot Q \cdot Z \cdot P_{ат} \cdot T_с / 0{,}269 \cdot P_с \cdot \sqrt{(\rho_ч - \rho_г)/\rho_г}\right]^{0{,}5}. \quad (9.8)$$

Часто встречаются случаи, когда проектировщик выбирает сепараторы, изготовленные с определенным диаметром и конструктивными особенностями. В таких случаях определяются пропускные способности сепараторов, т.е. Q, величину которых можно установить путем решения уравнений (9.5)÷(9.8) относительно Q. Пропускная способность жалюзийных сепараторов может быть определена по формуле:

$$Q=0{,}628D^2 \cdot P_с \cdot T_{ст}(0{,}1 \cdot К_у)^{1{,}12}[g^2\sigma(\rho_ч-\rho_г)/\rho_г{}^2]^{0{,}25}/ZP_{ат}T_с, \quad (9.9)$$

где $К_у$ – массовое содержание уносимой жидкости в потоке отсепарированного газа, % и определяется равенством:

$$К_у=G_ж \cdot 100/(G_ж+G_г), \quad (9.10)$$

где $G_ж$, $G_г$ – соответственно массовые расходы жидкости и газа, σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз, Н/м. Обычно значение $К_у$ составляет 1÷2%.

9.3.2. Определение основных параметров теплообменника

Основным параметром теплообменников, используемых в системе НТС для заданных входных и выходных давлений и температур, является поверхность теплообмена. Поверхность теплообмена определяется по формуле:

$$F_т=Q_т/К_т\Delta T, \quad (9.11)$$

где $Q_т$ – количество теплоты, которое необходимо отобрать у горячего (теплого) потока газоконденсатной смеси, чтобы снизить температуру от T_1 до T_2, т.е. на величину $\Delta T=T_1-T_2$. $К_т$ – коэффициент теплопередачи от теплого газа к холодному, Вт/м^2 ^{0}С. Для простейшей конструкции теплообменника, т.е. для теплообменника “труба в трубе” величину $К_т$ можно определить по формуле:

$$К_т = \left[\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}+\frac{\delta}{\lambda_{тр}}\right]^{-1}, \quad (9.12)$$

где α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи от нагретого газа к трубе и от сухого отсепарированного газа (холодного) к трубе. Значения этих коэффициентов определяются по формулам:

$$\alpha_1 = 0{,}0267 \cdot \lambda_1 \cdot Re_1^{0{,}8} \cdot Pr_1^{0{,}4}/d, \quad (9.13)$$

$$\alpha_2 = 0{,}0267 \cdot \lambda_2 \cdot Re_2^{0{,}8} \cdot Pr_2^{0{,}4}/d_э, \quad (9.14)$$

где Re – число Рейнольдса, определяемое по формуле:

$$Re=V_{см}d\rho_{см}/\mu_{см}, \quad (9.15)$$

$V_{см}$ – скорость движения теплого газоконденсатного потока; d – внутренний диаметр труб, по которым движется эта смесь; $\rho_{см}$ – плотность смеси в условиях движения, т.е. при P и T; $\mu_{см}$ – вязкость смеси в условиях P и T; Pr – число Прандтля, определяемое по формуле:

$$Pr=C_{р.см}\mu_{см}/\lambda_1, \quad (9.16)$$

где $C_{р.см}$ – удельная изобарная теплоемкость теплой смеси; λ_1 – теплопроводность материала трубы, Вт/м ^{0}C. Значения Re_2 и Pr_2 определяются по формулам (9.15) и (9.16) с той лишь разницей, что вместо смеси необходимо подставлять $V_{хг}$, $\rho_{хг}$, $\mu_{хг}$, $C_{р\,хг}$ и эквивалентный диаметр кольцевого пространства, по которому движется отсепарированный холодный газ $d_э$. Величину $d_э$ нужно определить по формуле:

$$d_э=\left(D_в^2-d_н^2\right)/d_н, \quad (9.17)$$

$D_в$, $d_н$ – соответственно внутренний диаметр труб, по которым движется холодный газ, и внешний диаметр внутренних труб, по которым движется теплая смесь; $V_{хг}$; $\rho_{хг}$; $\mu_{хг}$; $C_{рхг}$ – скорость движения, плотность, вязкость и теплоемкость холодного отсепарированного газа.

Предложены различные приближенные формулы для определения величины коэффициента теплопередачи $K_т$. В частности, для теплообменников “труба в трубе” с диаметрами труб 89 и 159 мм, величина $K_т$ может быть определена по формуле:

$$K_т=1{,}163[0{,}000238\cdot Re+158]\approx[0{,}000242\cdot Q^{0,8}/d^{1,85}], \quad (9.18)$$

а для труб с диаметрами 159 и 254 мм по формуле:

$$K_т=1{,}163[75{,}6\cdot 10^{-6}Re+57]\approx[0{,}492\cdot Q+118{,}7], \quad (9.19)$$

где Q – расход газа в тыс.м^3/сут.

Количество теплоты, отдаваемое теплым газом холодному, равно количеству теплоты, получаемое холодным газом, т.е. $Q_{тг}=Q_{тх}$. Значения этих величин определяются по формулам:

$$Q_{тг}=G_тC_{рт}(T_1-T_2)+Q_{тк}+Q_{тв}+Q_{тд}, \quad (9.20)$$

$$Q_{тх}=G_хC_{рх}(T_3-T_4)\pm Q_п, \quad (9.21)$$

где $G_т$, $G_х$ – массовые расходы сухого теплого и холодного газов, кг/час; $C_{рт}$, $C_{рх}$ – изобарные теплоемкости теплого и холодного газов в условиях движения этих потоков, т.е.

$$P_{ср.т}=[P_{1т}+P_{2т}]/2 \text{ и } T_{ср.т}=[T_{1т}+T_{2т}]/2;\ P_{ср.х}=[P_{1х}+P_{2х}]/2 \text{ и } T_{ср\,х}=[T_{3х}+T_{4х}]/2, \quad (9.22)$$

T_3, T_4 – входная в теплообменник и выходная температура холодного газа. $Q_{тк}$ – теплота, отдаваемая холодному газу конденсатом определяется по формуле:

$$Q_{тк}=G_к[C_{рк}(T_1-T_2)+r_к], \quad (9.23)$$

$G_к$ – массовый расход конденсата, кг/час; $C_{рк}$ – теплоемкость конденсата, $r_к$ – скрытая теплота конденсации тяжелых углеводородов, кДж/кг; $Q_{тв}$ – теплота, отдаваемая холодному газу парами воды, поступающей в составе теплой смеси, определяется формулой:

$$Q_{тв}=G_в[C_{рв}(T_1-T_2)+r_в], \quad (9.24)$$

где $G_в$ – массовый расход воды кг/час, $C_{рв}$ – теплоемкость воды, $r_в$ – скрытая теплота конденсации воды, кДж/кг.

Величина $Q_{тд}$ – теплота, отдаваемая диэтиленгликоля (или другого ингибитора или сорбента) холодному газу, определяется по формуле:

$$Q_{тд}=G_д C_{рд}(T_1-T_2), \quad (9.25)$$

где $G_д$ – массовый расход ДЭГа, определяемый по формуле:

$$G_д=\left[W_1-W_2\right]\Big/\left[\frac{(1-x_2)x_1}{x_2}-(1-x_1)\right], \quad (9.26)$$

W_1, W_2 – влагосодержание газоконденсатной смеси на входе и на выходе из внутренней трубы теплообменника, кг/м^3 газа; x_1, x_2 – начальная и конечная концентрация ДЭГа в потоке газа.

В формуле (9.21) $Q_п$ – потери теплоты в окружающую среду определяют по формуле:

$$Q_п=F_1\Delta T_{ср}K_1, \quad (9.27)$$

где F_1 – площадь поверхности внешней трубы теплообменника, равная $F_1=\pi D_н.L$, м^2; L – длина труб с диаметром; $D_н$, $\Delta T_{ср}$ – средняя разность температур между окружающей средой и внешней трубой; K_1 – коэффициент теплоотдачи от стенки труб к окружающей среде.

Количество холода, образующегося в результате дросселирования газа с температурой T_2 до $T_{сеп}$, можно определить по формуле:

$$Q_к=GC_р\varepsilon(P_2-P_{сеп}), \quad (9.28)$$

где G – массовый расход редуцированного газа; $C_р$ – его теплоемкость; ε – коэффициент Джоуля–Томсона.

Порядок расчета поверхности теплообменника исходит из известных для расчета величин. Известными считаются T_1 и $T_2=T_{сеп}+\varepsilon(P_2-P_{сеп})$, T_4 и $T_{сеп}$. При этом величина T_2 вычисляется методом последовательных приближений, приравнивая $Q_{тг}=Q_{тх}$ и считая, что величина P_2 во времени известна. Величину T_3 обычно принимают равной $T_{сеп}$.

Среднюю разность температур $\Delta T_{ср}$ для **противоточных** теплообменников можно вычислить формулой:

$$\Delta T_{ср} = \left[(T_1 - T_2) + (T_3 - T_4)\right] \Big/ \ln \frac{T_1 - T_4}{T_2 - T_3}, \qquad (9.29)$$

а для **прямоточных** по формуле:

$$\Delta T_{ср} = \left[(T_1 - T_2) + (T_4 - T_3)\right] \Big/ \ln \frac{T_1 - T_3}{T_2 - T_4}. \qquad (9.30)$$

Если тип теплообменника **кожухотрубчатый**, то величину $K_т$ следует определить по формуле:

$$K_т = 133{,}9 \cdot \left[V_т V_х\right]^{0{,}4}, \qquad (9.31)$$

$V_т$, $V_х$ – скорости движения теплого и холодного потоков, м/с.

При расчетах теплообменников величину потерь теплоты $Q_п$ можно принять равной 2,0934 кДж/м^3 газа.

По мере истощения в процессе разработки естественной энергии газоконденсатной смеси количество холода, получаемого за счет дросселирования, уменьшается из-за снижения давления $P_2(t)$ в формуле (9.28). При этом не удается поддержать в сепараторе требуемую температуру. В результате чего часть тяжелых углеводородов не конденсируется и уносится вместе с газом.

Поэтому проектировщик обязан установить сроки, по истечении которых требуемая температура сепарации не обеспечивается собственной энергией газа. К этому времени должны быть введены в строй турбодетандерные агрегаты или установки искусственного холода (УИХ). Естественно, что мощности этих установок на определенной стадии разработки растут, а затем по мере снижения годового отбора из месторождения снижаются. Количество холода, получаемого УИХ, может быть определено по формуле:

$$Q_{их} = GC_р\varepsilon_1[P_2 - P_2(t)], \qquad (9.32)$$

где P_2 и $P_2(t)$ – давление перед сужающим устройством перед вводом УИХ в строй и текущее время. При использовании УИХ, в частности аммиачных испарителей, коэффициент теплопередачи определяется $K_т = 52 \cdot V$, где V – скорость движения теплого газа.

Если теплообменник водяной, то тепловой баланс $Q_{тг} = Q_{тх}$ приобретает вид:

$$G_т C_{р_т}(T_1 - T_2) + r_к Q_1 q_к + r_в Q_1 q_в = G_в C_{р_т}(T_3 - T_4), \qquad (9.33)$$

где Q_1 – расход теплого газа, м^3/час, $q_к$ – количество конденсата в смеси, кг/м^3; $q_в$ – количество сконденсировавшейся воды при снижении температуры от T_1 до T_2, кг/м^3; $G_в$ – массовый расход холодной воды, кг/час; $C_{рв}$ –

удельная теплоемкость воды, коэффициент теплоотдачи воды может быть определен по формуле:

$$\alpha_в = 42\cdot 10^{-5}\left[G_в^2 C_{p_в}/\mu_в\lambda_в\left(D_в - d_н\right)^2\right]^{0,4}\lambda_в\left[D_в/d_н\right]^{0,45}/d_н\,, \qquad (9.34)$$

где $\lambda_в$ – коэффициент теплопроводности воды.

При прогнозных расчетах теплообменников параметры, входящие в формулу (9.11), точнее в $Q_т$, $K_т$ и ΔT должны быть определены исходя из изменений расходов газа, конденсата, воды, давления, температуры, теплоемкости и вязкости в процессе разработки.

9.3.3. Условия выбора абсорбционного способа подготовки газа

Основными условиями, предопределяющими использования абсорбционного способа подготовки газа, являются практически отсутствие в составе газа тяжелых компонентов углеводородов и обеспечение низкой температуры точки росы осушенного газа. Практически идеальным условием для применения абсорбционного способа является газ, добываемый из сеноманских отложений севера Тюменских месторождений. В составе добываемого газа этих месторождений содержание конденсата, состоящего в основном из пентана, условно принято равным $0{,}3\cdot 10^{-3}$ кг/м^3. Практически чисто метановый газ, где содержание метана доходит до 99% объемных, при климатических условиях добычи и транспорта этого региона осушается абсорбционным способом в соответствии с требованием, предъявляемым к кондиции газа, подаваемого в магистральный газопровод. Принципиальная схема абсорбционного способа подготовки газа показана на **рисунке 9.3**. Основными узлами этой схемы являются: абсорбер, десорбер, сепаратор, теплообменники (нагреватели), холодильники, емкости для сорбента, конденсата, воды, насосы и т.д. Процесс подготовки газа к транспорту этим методом базируется на поглощении влаги жидкими поглотителями, в частности гликолями. Основные свойства гликолей приведены в **таблице 9.2**. Как правило, в качестве сорбента выбирают ДЭГ или ТЭГ.

Несмотря на явное преимущество ТЭГа над ДЭГом, в Российской Федерации по рекомендациям ВНИИГАЗа практически на всех газодобывающих промыслах с абсорбционным способом осушки газа применен ДЭГ.

Все гликоли смешиваются с водой в любых соотношениях. Растворы гликолей с водой не вызывают коррозии оборудования. Гликоли снижают температуру замерзания водных растворов. Поэтому водные растворы гликолей могут быть использованы как ингибитор гидратообразования. По сравнению с ДЭГ-ом, ТЭГ имеет меньшую летучесть и обеспечивает более значительное понижение температуры точки росы и более высокую температуру разложения -206^{0}С, чем ДЭГ (164^{0}С).

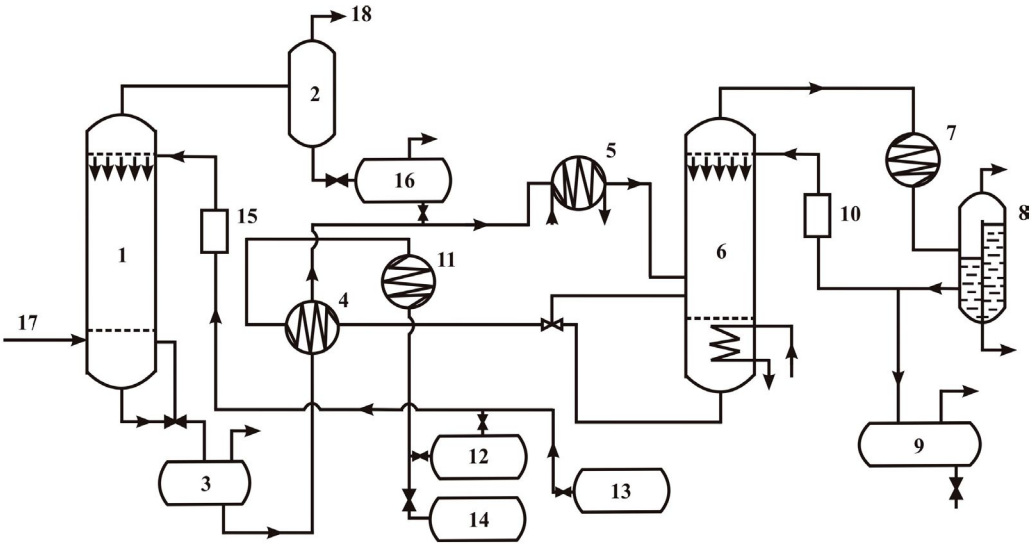

Рисунок 9.3 – Схема абсорбционного способа осушки газа:
1 – абсорбер; 2 – сепаратор; 3 – разделитель; 4, 5 – нагреватели; 6 – десорбер; 7, 11 – холодильники; 8 – сепаратор; 9, 16 – емкости; 10, 15 – насосы; 12÷14 – емкости; 17 – сырой газ; 18 – сухой газ

Таблица 9.2

Основные свойства гликолей

Показатели	Этилен-гликоль	Диэтилен-гликоль	Триэтилен-гликоль	Пропилен-гликоль
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,18	76,09
Относительная плотность	1,116	1,118	1,126	1,034
Температура кипения, ^{0}C	197,3	244,8	278,3	188,2
Давление насыщ. паров при 20^{0}C	0,06	0,01	0,01	0,08
Температура замерзания, ^{0}C	–13	–8	–7,2	–60
Вязкость при 20^{0}C м·Па·с	20,9	35,7	47,8	36,0
Коэффициент преломления n_4^{20}	1,4316	1,4472	1,4559	1,4326
Поверхностное натяжение при 20^{0}C, 10^{-3} Н/м	48,4	48,5	45,2	36,5
Удельная теплоемкость кДж/кг·К	2,35	2,09	2,20	2,47
Электропроводимость при 25^{0}C Ом$^{-1}$·см$^{-1}$	$1,07\cdot10^{-6}$	$3,1\cdot10^{-8}$	$8,4\cdot10^{-8}$	–
Дипольный момент при 30^{0}C	2,20	2,69	3,0	3,63
Критическая температура, ^{0}C	376	410	440	351
Критическое давление, МПа	8,26	5,10	3,72	6,32

Потери гликолей в результате их растворения в конденсате составляют $0,25\div0,75\cdot10^{-3}$м^3 и на 1 м^3 конденсата и существенно зависят от содержания ароматических углеводородов в составе конденсата. С точки зрения биоло-

гического разложения и охраны окружающей среды предпочтительными являются этиленгликоль и пропиленгликоль.

Осушка газа с применением гликолей обычно осуществляется в противоточных абсорберах. Снижение температуры точки росы в результате гликолевой осушки зависит от: концентрации воды в исходном растворе гликоля, температуры контакта в абсорбере, эффективности контакта газа с абсорбентом, содержания воды и тяжелых углеводородов в осушаемом газе, давления, температуры и т.д. Наибольшее применение получили тарельчатые абсорберы. На газодобывающих предприятиях некоторых стран используют двухступенчатую осушку газа с применением ТЭГ. Как правило, на первую ступень осушки подается менее концентрированный раствор ТЭГа, а на вторую высококонцентрированный раствор ТЭГа с содержанием ТЭГа 99,95%. При такой исходной концентрации ТЭГа температуру точки росы можно довести до -80^0С

При контакте с газом гликоли поглощают тяжелые углеводороды с общей массой поглощенных углеводородов 0,3÷0,45% от массы гликоля, которые отделяются при регенерации ДЭГа.

На **рисунке 9.4** показана регенерация ДЭГ на одном из газовых месторождений севера Тюменской области.

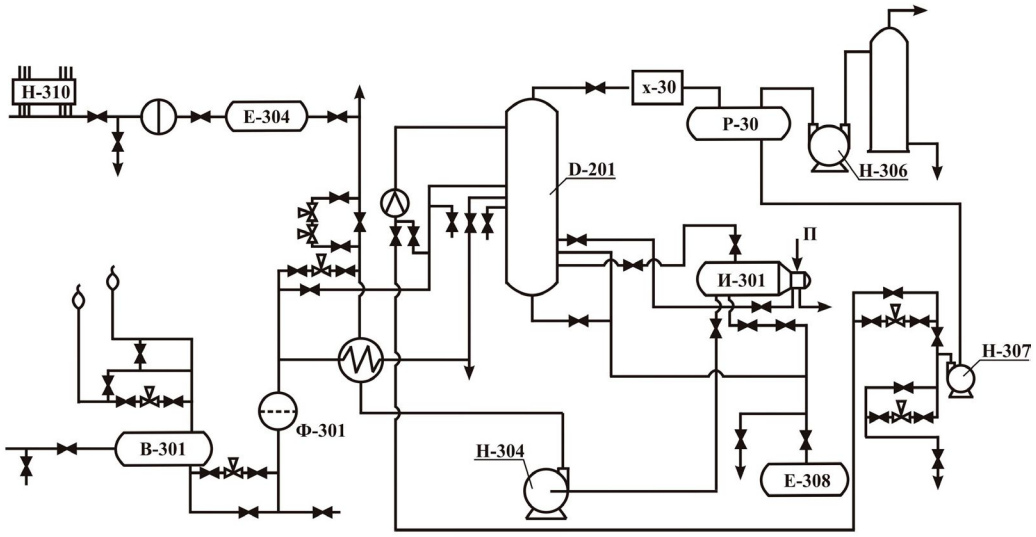

Рисунок 9.4 – Схема регенерации ДЭГ'а на месторождениях севера Тюменской области

На процесс осушки газа абсорбционным способом влияет давление в абсорбере. Приближенно влияние давления на скорость абсорбции паров воды может быть определено по формуле (9.16):

$$V_{аб} = D \cdot P_{общ} \cdot \ln\left(P_2/P_1\right)/R \cdot T \cdot \delta\,, \qquad (9.35)$$

где $V_{аб}$ – скорость абсорбции паров воды; P_1, P_2 – парциальное давление не диффундирующего газа на входе в абсорбер и выходе из него; D – кинематический коэффициент диффузии; R – газовая постоянная; δ – эффективная толщина диффузионной пленки. Применение этой формулы для определения влияния давления на скорость абсорбции требует знания величин D и δ. Во избежание трудности, связанной с нахождением величин D и δ, целесообразно формулу (9.35) использовать для двух значений давления. Тогда вместо (9.35) можно определить:

$$V_{аб}(P_1)/V_{аб}(P_2) = \ln\frac{P_{вых1}}{P_{вх1}} \Big/ \ln\frac{P_{вых2}}{P_{вх2}}. \qquad (9.36)$$

С увеличением давления в абсорбере уменьшается количество гликолевого раствора. При выборе способа осушки сероводородсодержащего газа абсорбцией следует учесть, что содержание влаги в таких газах больше, чем в газах без сероводорода.

При продолжительных контактах гликоля с сероводородом и углекислым газом гликоль становится кислым и усиливает коррозию оборудования. Поэтому при разработке рекомендаций по осушке сероводородсодержащего газа абсорбционным способом следует предусмотреть предварительную сепарацию газа перед его подачей в абсорбер.

На режим осушки влияют: число тарелок в абсорбере, количество абсорбента, начальная и конечная концентрация абсорбента, диаметр абсорбера, конструкция тарелок, пропускная способность абсорбера и т.д. При расчетах режима осушки температура газа в абсорбере (по его высоте) принимается постоянной.

Количество регенерированного абсорбента $G_{аб}$, обеспечивающего требуемую точку росы, определяется по формуле:

$$G_{аб}=Wx_2/(x_1-x_2), \qquad (9.37)$$

где W – влагосодержание газа, извлекаемого в процессе осушки, кг/час; x_1, x_2 – массовые концентрации абсорбента на входе и на выходе из абсорбера. В **таблице 9.3** приведены рекомендуемые величины абсорбента при различных концентрациях, давлениях и температурах для осушки сеноманского газа.

Пропускная способность абсорбера определяется по формуле:

$$Q=\frac{\pi D^2}{4}\frac{P\cdot K\cdot T_0}{\rho^{0,5}T_к}, \qquad (9.38)$$

где P – давление в абсорбере, D – диаметр абсорбера, м; T_0=273 К, $T_к$ – температура контакта, ρ – плотность газа в рабочих условиях, кг/м^3; К – коэффициент, равный К=0,818.

Диаметр абсорбера может быть определен по формуле (9.38) при известном Q или по формуле:

$$D=[4\upsilon_{сек}/\pi W_{max}]^{0,5}, \quad (9.39)$$

где $\upsilon_{сек}$ – секундный объем газа в условиях абсорбера, м^3/с, $W_{мах}$ – максимально допустимая скорость газа, зависящая от конструкции тарелки, расстояния между тарелками, расхода жидкости и свойств систем. Величина $W_{мах}$ определяется по формуле:

$$W_{max}=C_{max}[(\rho_ж-\rho_п)/\rho_п]^{0,5} \quad (9.40)$$

C_{max} – коэффициент, включающий в себя все перечисленные выше факторы, и определяется для тарелок каждого типа. В зависимости от направления движения газа и абсорбента на тарелках разработаны тарелки колпачкового и перекрестного типов, сетчатые и клапанные тарелки и т.д.

Таблица 9.3

Рекомендуемые величины абсорбента при различных концентрациях, давлениях и температурах

Концентрация абсорбента, %	97,0	97,5	98,0	98,0	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Температура контакта, ^{0}C	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Давление, МПа	**Рекомендуемая удельная подача абсорбента – ДЭГа при различных Р, Т и концентрациях, кг/1000 м^3**															
8,0	5,5	5,0	5,0	5,2	5,0	5,2	5,5	5,8	6,2	6,6	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
7,5	5,7	5,2	5,2	5,4	5,2	5,4	5,9	6,0	6,4	6,8	6,7	7,2	7,7	8,2	8,7	9,2
7,0	6,0	5,5	5,5	5,7	5,5	5,7	6,0	6,3	6,7	7,1	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5
6,5	6,4	5,9	5,9	6,1	5,9	6,1	6,4	6,7	7,1	7,5	7,4	7,9	8,4	8,9	9,4	9,9
6,0	7,0	6,5	6,5	6,7	6,5	6,7	7,0	7,3	7,7	8,1	8,0	8,5	9,0	9,5	10,4	11,1
5,5	7,8	7,3	7,3	7,5	7,3	7,5	7,8	8,1	8,5	8,9	8,8	9,3	9,8	10,3	10,8	12,0
5,0	9,0	8,5	8,5	8,7	8,5	8,7	9,0	9,3	9,7	10,1	10,0	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
4,5	10,5	10,0	10,0	10,2	10,0	10,2	10,5	10,8	11,2	11,6	11,5	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0
4,0	12,5	12,0	12,0	12,2	12,0	12,2	12,5	12,8	13,2	13,6	13,5	14,0	14,5	15,0	13,5	16,0

В рекомендациях по абсорбционному способу подготовки газа должны быть учтены и прогнозированы изменения давления и температуры газа в процессе разработки, увеличение влажности газа и снижение количества подготавливаемого газа в период падающей добычи газа.

Еще одним важным звеном в схеме подготовки газа абсорбционным способом является десорбер. При десорбции из насыщенного абсорбента отпариваются жидкие компоненты, добываемые вместе с газом. В десорбере эти жидкие фазы переводятся в газовую и поэтому абсорбент становится восстановленным.

9.3.4. Регенерация гликолей при абсорбционном способе подготовки газа

Регенерация гликолей является неотъемлемой частью процесса осушки газа абсорбционным способом. В десорбере, где происходит регенерация насыщенного влагой абсорбента, режим работы должен обеспечить минимальные потери абсорбента и максимальную концентрацию возвращаемого в абсорбер гликоля. При нормальном режиме работы установки по осушке потери гликоля не превышают $0{,}008 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3 осушенного газа. Величина потерь гликоля увеличивается при наличии в осушаемом газе конденсата с ароматическими углеводородами и других компонентов, растворяющих гликоли. Потери гликоля увеличиваются и при пенообразовании в результате загрязнения гликоля тяжелыми углеводородами, соленой водой и т.д.

Для регенерации насыщенного абсорбента предложены несколько способов. Выбор способа регенерации зависит от требуемой степени осушки газа. Одним из наиболее распространенных методов регенерации является ректификация, т.е. разделение гликоля от поглощенных жидкостей, исходя из разности температур кипения гликоля, воды и конденсата. Концентрация регенированного абсорбента зависит от давления, при котором происходит регенерация. Концентрация гликоля доходит до 97÷98%, если процесс происходит под давлением несколько большим атмосферного. Обычно при регенерации ДЭГа и ТЭГа температура в нижней части десорбера ограничивается температурой начала их разложения, т.е. при $T=164^0$C для ДЭГа и $T=204^0$C ТЭГа. Для ориентирования по показателям осушки газа с применением ДЭГа и ТЭГа следует учесть результаты опытов, проведенных в США, которые приведены в виде таблицы. При вакуумной регенерации гликолей концентрация доходит до 99,1÷99,95%. С такой концентрацией ТЭГа при температуре контакта 10^0C температура точки росы газа доходит до минус 70^0C.

Расчет процесса регенерации абсорбента можно произвести по методу Кремсера–Брауна. При расчете десорбции используют формулу:

$$\varphi = [S^{n+1} - S]/[S^{n+1} - 1], \qquad (9.41)$$

где φ – коэффициент отпарки, так называемого “ключевого” компонента. За ключевым компонентом считается наиболее трудно отпариваемый компонент, т.е. наименее летучий компонент. S – фактор отпарки (десорбции), определяемый по формуле:

$$S = KN/L, \qquad (9.42)$$

K – константа равновесия ключевого компонента при отпарке. Если происходит только отпарка воды, то K будет константа равновесия влаги; L – число молей насыщенного абсорбента; N – число молей отдувочного газа. Технические параметры десорбера выбираются так же, как и абсорбера. Значение коэффициента K в системе абсорбента – вода определяется по изобарам для ДЭГ–вода и ТЭГ–вода. В **таблице 9.4** приведены значения коэффици-

ента К для различных давлений и температур. Для расчета должны быть известны (заданы) состав и количество насыщенного гликоля, содержание гликоля в регенированном растворе, режим десорбера, теоретическое число тарелок.

Таблица 9.4

Значения константы равновесия ключевого компонента К при различных Т

Система	Температура, ^{0}C	Давление, мм рт. ст.								
		200	300	400	500	600	700	800	900	1000
ДЭГ-вода	125	6,8	5,0	3,8	3,2	2,7	2,3	2,0	1,8	1,7
	150	16,5	10,0	7,5	5,9	4,9	4,1	3,7	3,2	2,8
	164	23,0	16,0	11,2	9,0	7,4	6,3	5,5	4,9	4,3
ТЭГ-вода	150	9,0	6,5	5,2	4,2	3,8	3,2	2,8	2,6	2,3
	175	12,5	9,4	7,5	6,5	5,7	5,1	4,7	4,2	4,0
	200	21,0	15,0	11,5	9,2	8,2	7,1	6,3	5,7	5,4
ДЭГ	125	0,056	0,041	0,037	0,029	0,026	0,023	0,021	0,019	0,017
	140	0,096	0,068	0,054	0,045	0,040	0,035	0,032	0,020	0,026
	150	0,160	0,110	0,088	0,072	0,060	0,034	0,048	0,043	0,040
	160	0,250	0,180	0,140	0,120	0,100	0,090	0,080	0,070	0,065
	170	0,300	0,240	0,195	0,158	0,140	0,122	0,114	0,102	0,094
ТЭГ	160	0,075	0,060	0,042	0,035	0,030	0,026	0,023	0,021	0,020
	185	0,194	0,124	0,102	0,082	0,070	0,060	0,053	0,047	0,043
	190	0,225	0,150	0,118	0,093	0,080	0,067	0,059	0,053	0,048
	200	0,301	0,202	0,158	0,123	0,103	0,092	0,080	0,073	0,066
	210	0,480	0,340	0,225	0,210	0,178	0,147	0,127	0,120	0,105

Определение количества отпарного газа, обеспечивающего необходимую степень отпарки. Расчеты ведутся по схеме:

– определяют требуемую степень отпарки φ (если она не дана)

$$\varphi=1-\alpha_1(1-\alpha_2)/\alpha_2(1-\alpha_1), \qquad (9.43)$$

где α_1 и α_2 – массовая доля гликоля в насыщенном и регенерированном растворах;

– используя диаграмму Кремесера по известному теоретическому числу тарелок **n** и коэффициенту φ определяют фактор десорбции S;

– определяют число молей гликоля в насыщенном растворе L

$$L=G\alpha_1/M; \qquad (9.44)$$

– определяют среднюю температуру в отпарной колонне (десорбере)

$$T_{ср}=T_1-Gq\varphi(1-\alpha_1)/2C(G+G_{ог}), \qquad (9.45)$$

где G – масса раствора, кг; M – молекулярная масса гликоля; $G_{ог}$ – масса отпарного газа; q – теплота парообразования воды; C – удельная теплоемкость раствора гликоля; T_1 – температура входа гликоля в колонну;

– определяют количество молей отпарного газа N при известных K, L и S по формуле (9.42). Зависимость концентрации ТЭГа от количества отдувочного газа при различных P и T можно использовать для получения высококонцентрированного ТЭГа. С этой же целью можно использовать и номограмму для расчета процесса регенерации раствора ТЭГ в зависимости от количества отдувочного газа при различных P и T в десорбере.

В проекте разработки должно быть учтено изменение свойств гликолей при их контакте с минерализованной водой и предусмотрена очистка растворов гликолей от солей. Очистка гликолей от растворенных солей может быть осуществлена путем использования ионистых фильтров или химических реагентов.

9.3.5. Условия выбора адсорбционного способа подготовки газа

При проектировании разработки газовых месторождений адсорбционный способ подготовки газа должен быть выбран в зависимости от состава добываемой продукции и климатических условий добычи и транспорта газа. Основным преимуществом адсорбционного способа осушки газа является обеспечение практически весьма низкой температуры точки росы по сравнению с другими методами подготовки газа. Процесс адсорбции отличается от абсорбции тем, что в качестве поглотителя влаги используются твердые сорбенты: бокситы, активированный уголь, силикагели, цеолиты (молекулярные сита) и т.д. Адсорбционную емкость в %, кг/кг или 10^{-3} кг/кг принято называть активностью адсорбента.

Для снижения гидравлического сопротивления слоя адсорбента, оказываемого потоку газа, адсорбенты изготавливают в виде гранул или шариков. Чем меньше размеры гранул или шариков, тем больше поверхность поглощения влаги и конденсата и тем выше гидравлическое сопротивление. Из перечисленных выше адсорбентов для осушки газа месторождений Мессояхское и Медвежье был использован силикагель марки А. Удельная поверхность этого силикагеля составляет 700 $м^2$ на 1 грамм. Адсорбционный способ подготовки газа используется и для получения отдельных компонентов природного газа, в частности гелия. Технологическая схема подготовки газа адсорбционным способом показана на **рисунке 9.5**. Основными звеньями этой установки являются: сепаратор (каплеотбойник), разделительная емкость, печь, адсорберы (десорберы), холодильник. В целом эти звенья могут быть в несколько иной форме, хотя при этом сущность процесса осушки не изменится.

При проектировании подготовки газа адсорбционным способом проектировщик должен выбрать адсорбенты, учесть состав поступающего в адсорбер газа и изменение содержания влаги по воде и по углеводородному конденсату, а также изменения термобарических параметров газа в процессе разработки. Далее в проекте должны быть определены основные параметры адсорбера. К основным параметрам адсорбера относятся: продолжительность цикла, по-

ристость адсорбента, количество адсорбента, минимально необходимая высота адсорбента, скорость движения газа в адсорбере, потери давления в адсорбере и т.д. Пористость адсорбента определяется по формуле:

$$m=(d-\delta)\cdot 100/d, \qquad (9.46)$$

где d – плотность материала адсорбента, δ – кажущаяся плотность адсорбента.

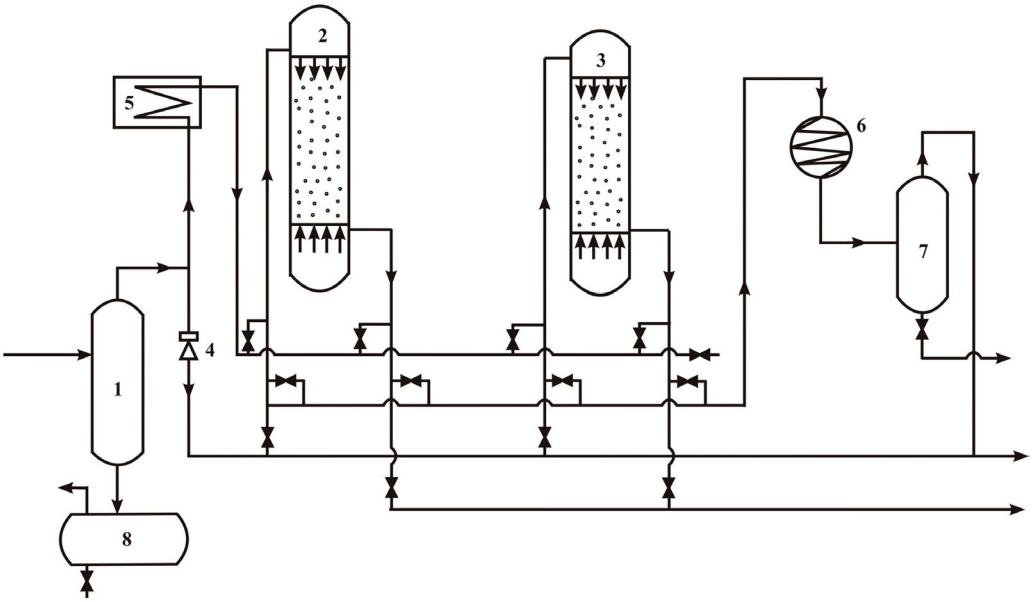

Рисунок 9.5 – Схема адсорбционного способа осушки газа:
1 – сепаратор; 2, 3 – адсорберы (десорберы); 4 – штуцер; 5 – печь; 6 – холодильник; 7 – сепаратор; 8 – разделительная емкость

Количество адсорбента, загружаемого в адсорбер, определяется по формуле:

$$G=G_п t/a_{ср}, \qquad (9.47)$$

$G_п$ – количество поглощаемых компонентов, кг/час; t – время адсорбции; $a_{ср}$ – средняя активность адсорбента, кг/кг. Числитель формулы (9.47) показывает на количество поглощенных компонентов за цикл. Величину $G_п$ можно определить по формуле:

$$G_п=\upsilon_г(W_1+W_2), \qquad (9.48)$$

где $\upsilon_г$ – объем газа, проходившего через адсорбер, м^3/час; W_1, W_2 – соответственно влагосодержание газа до и после адсорбера, кг/м^3. Минимально необходимую высоту слоя адсорбента следует определить по формуле:

$$\ell_{min}=G_п t/0{,}785 a_{ср}\rho_а D^2, \qquad (9.49)$$

где D – диаметр адсорбера, м; $\rho_а$ – плотность адсорбента, кг/м^3.

Скорость потока газа через адсорбент определяется формулой:

$$V=\upsilon_г/0{,}785\cdot 3600, \qquad (9.50)$$

где $\upsilon_г$ – объем газа, проходящего через адсорбент за час в $м^3$.

Потери давления в адсорбере рассчитываются по формуле:

$$\Delta P=P_{вх}-P_{вых}=2\lambda\rho_г V^2\ell/d_э g\, m, \qquad (9.51)$$

где λ – коэффициент трения; $\rho_г$ – плотность газа в условиях адсорбера; V – скорость движения газа, определяемая по формуле (9.50); ℓ – высота слоя адсорбента; $d_э$ – эквивалентный диаметр частиц адсорбента, если они изготовлены в виде гранул; m – пористость слоя адсорбента. Коэффициент трения λ для слоя адсорбента зависит от числа Рейнольдса Re, величина которого определяется формулой:

$$Re=Vd_э\rho_г/m\mu_г g\,, \qquad (9.52)$$

где $\mu_г$ – вязкость газа. Для различных значений Re величина коэффициента трения λ приведена в **таблице 9.5**.

Таблица 9.5

Re	0,1	1,0	10	100	1000	>1000
λ	4500	500	50	10	5,3	5,5÷5,3

Исходя из того что гранулы выпускаются с определенными размерами, ниже для таких гранул в **таблице 9.6** приведены значения эквивалентного диаметра $d_э$

Таблица 9.6

Значения эквивалентных диаметров гранул в зависимости от их размеров

Размеры зерен адсорбента, мм	4,7÷8,3	2,17÷4,70	1,34÷2,17
Эквивалентный диаметр $d_э$, мм	3,9	2,77	1,13

Удельную нагрузку слоя по воде q определяют по формуле:

$$q=\upsilon_г W/0{,}785D^2, \qquad (9.53)$$

где W – влагосодержание газа, $кг/м^3$.

При известном q определяется время работы слоя адсорбента, т.е. продолжительность цикла $t_ц$:

$$t_ц=0{,}01a\rho_a\ell/g. \qquad (9.54)$$

На адсорбционных установках по осушке газа местрождения Медвежье параметры газа были: $P_{ад}$=6,7÷7,85 МПа, $T_{ад}=15^0$C, скорость газа 0,07÷0,08 м/с, объем газа 210÷250 тыс.$м^3$/час газа. Расчетный срок работы загрузки адсорбента равен 2 годам. Температура точки росы в начальный период загрузки равна -35^0C, а в конце, т.е. после 2-х лет работы $-20\div -25^0$C. При проектировании системы адсорбционной подготовки газа на месторож-

дении были получены: длительность цикла адсорбции 35÷12 часов; десорбции – 20÷8 часов, а охлаждение регенерированного адсорбента – 6÷4 часа. При этом температура газа при адсорбции составляла около 14^0С, десорбции $180÷210^0$С и после охлаждения около 50^0С.

Эти данные могут быть ориентиром для проектировщика при выборе способа адсорбционной осушки газа на новых месторождениях. На примере Медвежьего месторождения были показаны основные параметры адсорбционного способа подготовки газа. При регенерации адсорбента горячим газом с температурой Т=210÷230^{0}С степень извлечения тяжелых углеводородов составляет около 80% от их содержания в отсепарированном газе. При этом сравнительно легкие углеводороды с температурой кипения $Т_{кип}<190^0$С вытесняются водой и тяжелыми углеводородами и отводятся из адсорбера с сухим газом, а тяжелые с температурой кипения $Т_{кип}>290^0$С сорбируются силикагелем. Технические характеристики выпускаемых промышленностью силикагелей, активных углей, молекулярных сит приведены в работе [17].

9.3.6. Заводская подготовка газа

Этот пункт не является определяющим для проектировщика при прогнозировании основных показателей разработки. Однако при оценке рентабельности разрабатываемого месторождения и расчетах технико-экономических показателей необходимы количество получаемой товарной продукции, его изменение в процессе разработки и реализации этой продукции. Заводская подготовка газа связана с наличием в составе добываемого газа кислых, коррозионно-активных компонентов и необходимостью выделения ценных газообразных компонентов, например гелия. Однако заводская подготовка газа прежде всего относится к его очистке от сернистых соединений. Таких крупных заводов в России два: Оренбургский и Астраханский газоперерабатывающие заводы. Технология очистки газа от сероводорода и получения чистой серы на этих заводах может быть частично использована при проектировании разработки сероводородсодержащих месторождений природных газов.

Для очистки газов от кислых компонентов можно использовать жидкие и твердые поглотители. В свою очередь, жидкостные процессы очистки газа имеют несколько разновидностей: в частности, хемосорбционные, абсорбционные, комбинированные и окислительные процессы. На указанных выше газоперерабатывающих заводах использован хемосорбционный процесс с использованием диэтаноламина. Технологическая схема переработки газа на Оренбургском ГПЗ показана на **рисунке 9.6**. Основными узлами этой схемы являются: сепаратор, абсорбер, теплообменники, емкости, холодильники, десорбер, испаритель, насосы, конденсатор и т.д. Следует учесть, что хемосорбционный процесс осуществляется кроме диэтаноламина также и моноэтаноламином, триэтаноламином, диизопропаноламином и дигликольами-

ном, а также аминокислотами. Основные свойства этаноламинов приведены в **таблице 9.7**.

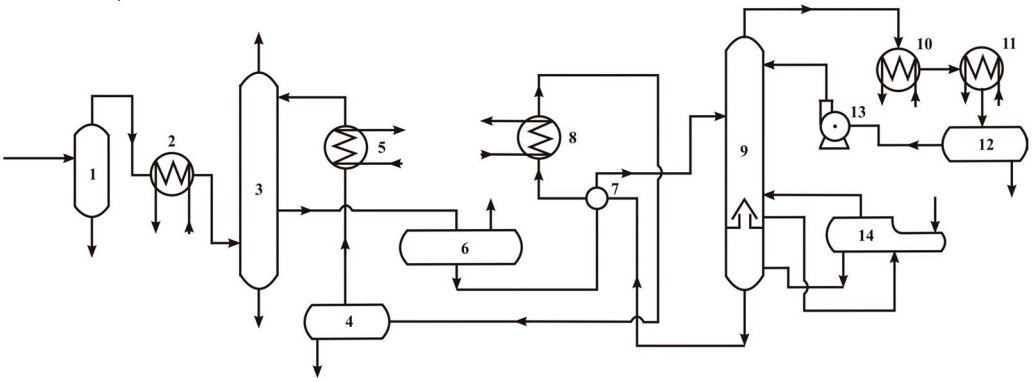

Рисунок 9.6 – Схема подготовки газа на Оренбургском ГПЗ:
1 – сепаратор; 2, 7 – теплообменники; 3 – абсорбер; 4 – емкость для амина; 5, 11 – водяные холодильники; 6 – выветриватель; 8 – холодильник; 9 – десорбер; 10 – конденсатор; 12 – емкость орошения; 13 – насос; 14 – испаритель

Таблица 9.7

Основные свойства этаноламинов

Показатели	***МЭА***	**ДЭА**	**ТЭА**
Внешний вид при Т = 20^{0}С	Бесцветная жидкость	Бесцветные кристаллы	Бесцветная жидкость
Молекулярная масса	61,08	105,14	149,19
Плотность при Т = 20^{0}С, кг/л	1,018	1,092	1,126
Температура кипения при Р=10 мм рт. ст., ^{0}С	64	150	193
при Р=100 мм рт. ст., ^{0}С	114	205	266
при Р=760 мм рт. ст., ^{0}С	171	271	–
Температура замерзания, ^{0}С	10,5	28	21
Теплота испарения, кДж/кг	825	662	536
Вязкость при Т=20^{0}С, Н·с/м^2	0,024	0,38	1,01
Используемая концентрация для очистки, %	15	25	35
Упругость паров чистого амина при Т=38^{0}С	1,55	0,005	0,005
Коэффициент регенерации Т=20^{0}С	1,4539	1,4776	1,4852
Коэффициент диссоциации Т=20^{0}С	$5\cdot10^{-5}$	$6\cdot10^{-6}$	$3\cdot10^{-7}$

Поглотительные способности аминовых растворов зависят от концентрации по отношению к кислым газам. С увеличением концентрации аминов в растворе практически линейно увеличивается поглотительная способность. При поглощении сероводорода выделяется тепло. Для МЭА теплота реакции равна 1906, а для ДЭА 1190 кДж/кг. Теплота реакции с CO_2 для МЭА равна 1919 и для ДЭА 1517 кДж/кг. Существенным является обоснование исходного состава продукта для очистки. При разработке проекта

Оренбургского ГПЗ был принят средний состав поступающего на очистку в ГПЗ газа.

Согласно этому составу содержание кислых компонентов было N_2 – 5,93%; CO_2 – 0,49% и H_2S – 2,05 % объемных. Однако в процессе разбуривания залежи было установлено изменение содержания сероводорода по площади и по толщине. Эти изменения должны быть учтены при определении удельного расхода раствора амина. В Оренбургском ГПЗ для поглощения кислых компонентов в абсорбер подается 25% водный раствор ДЭА двумя потоками на середину абсорбера – на 11-ю тарелку и на верхнюю при температурах 50 и 45^0С соответственно. На один киломоль кислого газа расходуется 0,738 $м^3$ 25% раствора ДЭА. Очищенный газ подается на установку осушки, а насыщенный раствор ДЭА с низа абсорбера через выветриватель направляется на регенерацию, т.е. в десорбер. Аминовый раствор из десорбера поступает в испаритель, где нагревается до 130^0С и затем направляется в куб десорбера. Проектный режим десорбера предусматривает давление Р=0,24 МПа и температуру Т=100÷108 ^{0}С, а температуры низа и верха колонны соответственно 130 и 111^0С. Регенерированный амин после частичного охлаждения в теплообменниках, а затем в воздушных холодильниках с температурой Т=50^0С поступает в емкость для хранения амина.

Производительности абсорбера и отпарной колонны могут быть определены по графикам, показанным на **рисунке 9.7а, б** при использовании 15% МЭА. Поглотительная емкость абсорбента, зависящая от расхода и составов газа и жидкости, может быть оценена по формуле:

$$\alpha=\alpha_{нас}-\alpha_{рег}=G\cdot\Delta C_c\cdot M_a/L\cdot C_a\cdot 22{,}4, \qquad (9.55)$$

где $\alpha_{нас}$, $\alpha_{рег}$ – степень насыщения растворов, моль/моль; G – расход газа, $м^3$/час; L – расход абсорбента, кг/час; ΔC_c – разность концентраций всех кислых компонентов в сырьевом и товарном газе, %; M_a – молекулярная масса абсорбента; C_a – концентрация амина в исходном растворе, %.

В работе [17] даны рекомендации к проектированию аминовых установок для очистки газов, содержащих кислые компоненты с использованием МЭА и ДЭА. Ниже перечислены рекомендации, которые могут служить ориентиром для проектировщика.

1. Оптимальный расход раствора МЭА равен 1 моль на 0,3 моля кислых компонентов, а раствора ДЭА на 0,4 моля кислых компонентов. Массовые доли МЭА в растворе должны быть не выше 20%, а ДЭА – 30%.

2. Теоретическое число тарелок в абсорбере должно быть не меньше 4. Если тарелки колпачковые, то максимальная скорость потока газа в прорезях должна быть 0,6≤V≤0,9 м/с.

3. Регенерацию раствора следует проводить при Р≤0,07 МПа и Т≤121^0С в испарителе. Расход пара должен быть $Q_п$≈1,2 кг на 10 л раствора. Содержание сероводорода в регенерированном растворе не должно превышать 0,7 г/л, в противном случае степень очистки газа существенно снизится.

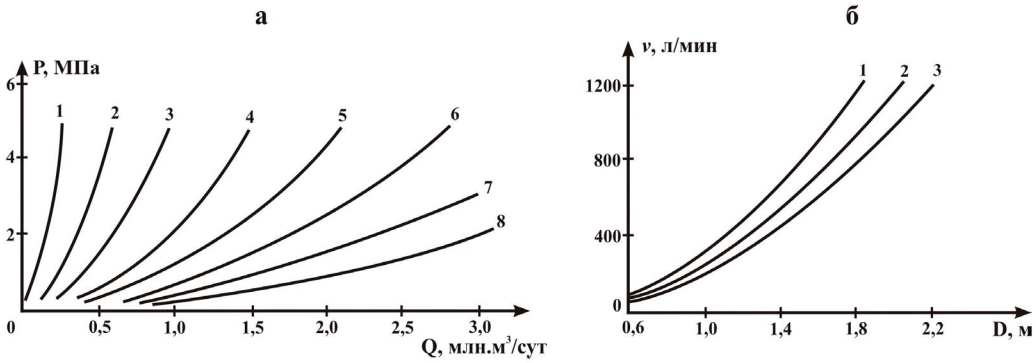

Рисунок 9.7 – Производительность абсорбера (а), отпарной колонны (б):
Кривые 1÷8(а) – при диаметрах абсорбера D=0,061; 0,93; 1,22; 1,52; 1,85; 2,13; 2,43 и 2,74.
Кривые 1÷3(б) – скорость газа в прорезах тарелки υ=4,6; 3,7 и 3,0 м/с при массовом содержании МЭА 15%

4. Скорость паров и газов в свободном сечении отпарной колонны должна быть V≤0,12 м/с. Колонна должна иметь не менее 15 тарелок или слой посадки, эквивалентный 3÷4 теоретическим тарелкам. Раствор амина следует ввести на тарелку, номер которой соответствует 2/3 общего числа тарелок (считая снизу).

5. Для уменьшения потерь амина в верхней части абсорбера следует установить коагулятор, а после абсорбера сепаратор.

6. Температура регенерированного раствора должна быть выше температуры выходящего из абсорбера очищенного газа. Температура насыщенного раствора на выходе из абсорбера должна быть $T_{вых} \geq 49^0$C.

Очистка кислых компонентов на газоперерабатывающих заводах осуществляется не только для получения кондиционного газа, но и для получения серы. В зависимости от состава газа используют различные варианты окислительных процессов. Химический процесс получения серы происходит по следующей схеме:

$$H_2S + \frac{3}{2}O_2 \rightleftarrows H_2O + SO_2 + 520 \div 578 \text{ кДж},$$

$$2H_2S + SO_2 \rightleftarrows 2H_2O + \frac{3}{n}S_n + 88 \div 150 \text{ кДж}.$$

Кроме получения чистой серы в два этапа, как это следует из приведенных реакций, происходит и прямое окисление по схеме:

$$H_2S + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O + S + 150120 \text{ кДж}.$$

Эта реакция сопровождается большим количеством теплоты. Количество получаемой от сероводорода чистой серы зависит не только от соотноше-

ния расходов воздуха и кислого газа, но и от температуры сырьевого газа, скорости газа в конверторе, температуры печи и т.д. Процесс конверсии сероводорода в серу может быть ускорен путем применения катализаторов, в частности бокситов. Получение элементарной серы на Оренбургском ГПЗ осуществляется по схеме установки Клауса. Для чего смесь кислых газов из установок регенерации насыщенного раствора ДЭА и стабилизации конденсата поступает в сепаратор для отделения от жидкости. Далее этот газ направляется в камеру сгорания в реакционной части печи. Туда же подают воздух. Выходящие горячие газы попадают в радиационную секцию печи, где температура доходит до 1000^0С, а затем они поступают в конвекционную секцию и охлаждаются до 370^0С. Полученную жидкую серу отправляют на хранение.

Глава 10

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

10.1. Общие положения

Необходимость анализировать прогнозированные показатели разработки связана с тем, что объем и качество исходных данных, использованных при проектировании разработки месторождений, не позволяют гарантировать достоверность прогнозируемых показателей с высокой степенью точности. Необходимо исходить из того, что по объективным причинам к моменту составления проекта разработки из-за ограниченного числа поисково-разведочных скважин на площади газоносности и естественной неоднородности залежей углеводородов невозможно однозначно и точно определить все необходимые для проектирования разработки залежи параметры пористой среды и насыщающих ее флюидов и их взаимодействие на различных стадиях разработки.

Получить достоверную информацию об отмеченных выше параметрах, используемых при проектировании разработки, практически невозможно, что связано с изменениями по толщине и по площади залежи емкостных и фильтрационных свойств многослойных неоднородных пропластков. Кроме того, к настоящему времени теоретически не разработаны методы и технологии точного определения многих параметров, используемых при проектировании.

Перечень исходных данных, подлежащих изучению при прогнозировании показателей разработки, зависит от метода проектирования.

При прогнозировании показателей разработки приближенными методами (не путем создания геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов) число параметров, необходимых для проектирования, намного меньше, чем при проектировании разработки месторождений с применением численных методов. ***Если бы к моменту проектирования были известны все параметры, необходимые для проектирования с высокой точностью, то вопрос об анализе показателей разработки не возникал бы вовсе***. Следует подчеркнуть, что анализу подвергаются в основном принятые исходные данные и прогнозированные показатели разработки залежи, которые зависят от достоверности исходных данных.

С помощью анализа разработки проверяется соответствие принятых исходных данных при проектировании с фактическими, полученными в процессе разработки, путем сравнения с аналогичными данными, полученными по результатам исследования новых и повторных исследований имеющихся скважин. Многие из исходных данных, используемых при приближенном

методе прогнозирования показателей разработки, обобщаются, осредняются, а затем используются при проектировании.

Принятые осредненные данные при проектировании могут подтверждаться данными, с некоторыми отклонениями по отдельным скважинам, но в среднем должны совпадать с фактическими. На практике проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений хорошее совпадение принятых при проектировании данных с фактическими имеется в двух случаях когда:

– пласт и его содержимое сравнительно однородны;
– на месторождении пробурено и исследовано большое количество скважин, а также изучены их продукции.

Таким образом, сущность понятия "Анализ разработки месторождений углеводородов" заключается в выявлении точности принятых данных, а следовательно, и совпадении прогнозируемых показателей с фактическими данными, полученными на месторождении в процессе разработки.

Задача анализа разработки газовых и газоконденсатных месторождений в процессе разработки частично изменяется. Как правило, на ранней стадии разработки анализируются практически все геолого-геофизические, термодинамические параметры, составы флюидов, их изменение по залежи, результаты исследования, технологические режимы работы скважин, устойчивость дебитов, параметры вскрытия, распределение и изменение давления и температуры в системе "пласт–УКПГ", состояние фонда скважин, сроки их ввода, конструкции скважин, УКПГ, контуры газоносности, положение ГВК, оценка запасов газа и сопутствующих компонентов и т.д.

На поздней стадии разработки залежи, начиная с конца периода постоянной добычи газа, когда залежь полностью разбурена, основным предметом анализа становится не геологическая характеристика залежи, а вопросы очистки и осушки газа в условиях нехватки давления и повышенной температуры разделения продукции по фазам; характер депрессионных воронок по площади, ввод ДКС, перераспределение отборов по участкам, обводнение скважин и залежи, изменение условий подъема твердых и жидких примесей и т.д.

Анализ разработки газовых месторождений должен проводиться на базе данных, полученных геологической и технической службами газодобывающих предприятий согласно методике, технологии и частоте проведения исследований, указанных в проекте разработки месторождения. В настоящее время в системе ОАО "Газпром" отсутствуют единые правила, регламентирующие содержание документов по анализу разработки.

Поэтому рассматриваемый в данной работе раздел до утверждения регламентирующего документа должен являться основным ориентиром по содержанию, который должен быть представлен заказчику с данными по анализу разработки месторождений природных газов.

10.2. Анализ показателей разработки месторождения, прогнозированных приближенным методом проектирования

Как было отмечено выше, объем исходных данных, используемых при приближенном методе проектирования разработки месторождения, значительно меньше, чем при численном методе. Поэтому число параметров, подлежащих анализу при приближенном методе проектирования сравнительно невелико.

В целом при приближенном методе проектирования разработки анализу подлежат:

1. Геологическая характеристика месторождения: строение залежи, ее тип, наличие и амплитуда тектонических нарушений, основные параметры пласта (пропластков) – пористость, проницаемость, газонефтеводонасыщенность, толщина, глинистость, минералогический состав пород, устойчивость к разрушению, гидродинамическая связь между пропластками, трещиноватость, параметры и направление трещин, параметры матрицы по толщине и по площади; наличие и размеры литологических окон или экранов и т.д. При анализе материалов, касающихся геологической характеристики, должны быть использованы лабораторные исследования по изучению кернового материала, геофизические исследования, проводимые в процессе бурения, и специальные исследования в обсаженных скважинах, газогидродинамические исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации, гидрогеологические и газоконденсатные исследования и другие виды исследовательских работ.
2. Состав и свойства газа и конденсата, их изменение по толщине и по площади залежи, потери конденсата, выход конденсата, наличие коррозионно-активных (кислых) компонентов, ртути и гелия в составе газа, влажность газа, растворимость газа в воде. Составы газов сепарации, дегазации, дебутанизации, групповой и фракционный составы конденсата. Конденсатоотдача при разработке на истощение. Результаты закачки сухого газа в пласт при разработке залежи путем обратной закачки сухого газа в пласт. Прорыв сухого газа в эксплуатационные скважины. Влияние темпа отборов газа и закачки газа в пласт на коэффициенты газоотдачи.
3. Гидрогеологическая характеристика водоносного бассейна. Оценка режима залежи; физико-химические характеристики пластовых вод. Положение газоводяного контакта. Параметры двухфазной зоны, капиллярное давление.
4. Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов: этана, пропана, бутана, $C_{5+в}$, серы, гелия, растворенного и остаточного газов. Оценка степени участия утвержденных запасов в разработке.

5. Результаты стандартных и специальных исследований скважин с позиции определения параметров пластов и обоснования технологических режимов эксплуатации скважин.
6. Текущие показатели разработки залежи, отборы по годам; в периоды нарастающей постоянной и падающей добычи газа. Изменение пластового давления по толщине, по площади и во времени. Продвижение пластовой воды в газовую залежь. Состояние обводнения залежи в целом и по объектам, а также зон, дренируемых отдельными УКПГ, кустами и скважинами.
7. Бурение, и освоение скважин, тип и расположение скважины. Вскрытие продуктивного разреза. Состав бурого раствора, перфорация, интервал перфорации, наличие фильтра, открытого забоя, их сравнение, конструкция и герметичность скважин, центрирование.
8. Система сбора и подготовки газа, шлейфы, коллекторы. Осушка и очистка добываемой продукции на промысле, головных сооружениях, ГПЗ. Сроки их ввода, мощности, расположение УКПГ, ДКС.
9. Показатели принятого варианта разработки и соответствие их принятым проектным и фактическим показателям.
10. Технико-экономические показатели принятого варианта разработки.
11. Работы по интенсификации притока газа в проектных эксплуатационных скважинах. Ремонтно-профилактические работы в скважинах.
12. Работы по контролю за разработкой: частота, число и качество работ по контролю за отдельными параметрами.
13. Работы по охране окружающей среды, труда и природных ресурсов, утилизация отходов.

В изложенных в общем виде разделах проекта, подлежащих анализу в зависимости от этапа разработки, часть вопросов подлежит изучению и анализу не в начале разработки, а только на определенном этапе, как например, анализ влияния ввода ДКС на состояние подготовки газа на промысле.

Среди перечисленных разделов имеются такие, которые являются определяющими. К ним следует отнести:

1) особенности геологического строения залежи, взаимодействие пропластков, тектонические нарушения, активность вод водного бассейна;
2) запасы углеводородов по пропласткам и степень их участия в разработке с учетом опережающего обводнения высокопроницаемых;
3) технологические режимы работы скважин, устойчивость режима в условиях возможного образования гидратов в призабойной зоне, разрушение этой зоны, деформация пласта, образование конуса подошвенной воды, депрессионной воронки и т.д.;
4) систему разработки с учетом добываемой продукции по площади и по толщине и взаимодействие газоносных пластов, максимальное извлечение всех компонентов – газа, конденсата и т.д.;

5) полное извлечение из газа всех ценных компонентов за весь период разработки залежи.

Целесообразно, чтобы каждый из этих разделов со своими принятыми при проектировании и полученными в процессе разработки параметрами изучался специалистами соответствующего профиля.

Однако часто к договору на проведение анализа разработки (такая работа называется авторским надзором за разработкой) привлекается только ограниченное число специалистов и в группу по прогнозированию не включаются специалисты по всем анализируемым разделам, что приводит к неполноценному анализу материалов разработки и одностороннему изучению только отдельных параметров проекта разработки.

10.3. Анализ результатов, полученных после проектирования по геологическому строению залежи

На стадии проектирования разработки залежи, как правило, геологическое строение оказывается недостаточно изученным из-за отсутствия полной информации по оконтуриванию залежи необходимым числом и расположением скважин, а также из-за сильной неоднородности залежи, значительного количества тектонических нарушений с различными амплитудами в пределах залежи.

Так, например, на Шебелинском месторождении (Украина) огромное число тектонических нарушений и неоднородность по трем основным газоносным объектам НАГ, СМП и АСК привели к длительному изучению структуры залежи и неоднократному переутверждению запасов газа от $380 \cdot 10^9$ м^3 до $720 \cdot 10^9$ м^3 и, следовательно, неоднократному пересмотру проектных решений.

В этом же разделе должны быть рассмотрены выдержанность высоко– и низкопористых, высоко- и низкопроницаемых пропластков и их соответствие в новых скважинах, принятых при проектировании. Наличие в разрезе вскрытого новыми скважинами в пределах продуктивной толщи новых глинистых пачек и их размеры должны быть предметом анализа геологического строения залежи. Необходимо изучить изменение характеристик отдельных пропластков по площади и толщине. К этим характеристикам прежде всего следует отнести пористость, проницаемость, газонефтеводонасыщенность и толщину каждого пропластка и тенденции, изменения этих параметров. Такие данные составляют основу подсчета запасов газа, коэффициента извлечения компонентов и активности продвижения контурной и подошвенной вод в залежь и предопределяют режим залежи, распределение дебитов и депрессий по площади.

Одним из основных вопросов анализа геологической характеристики залежи является изучение наличия гидродинамической связи между пропластками в пределах рассматриваемого эксплуатационного объекта. Степень этой связи оценивается параметром анизотропии.

В проекте для определения гидродинамической связи между пластами следует использовать лабораторные методы изучения проницаемости образцов породы в вертикальном направлении $k_в$. Для этого целесообразно использовать уникальную установку, методические указания по проведению экспериментов в ней и обработки полученных результатов, рекомендуемую РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и детально описанную в работе [7].

Наряду с этим методом, являющимся наиболее надежным для определения $k_в$ для устойчивых коллекторов, не разрушающихся при отборе керна и изготовления образцов для изучения их проницаемости по направлениям, следует использовать КВД, методика обработки которой приведена в работе [23]. Эта методика позволяет как для устойчивых, так и неустойчивых коллекторов обработать кривые восстановления давления и оценить среднюю вертикальную проницаемость по продуктивному интервалу. Более детальную информацию о величине $k_в$ по этой методике можно получить путем проведения поинтервальных исследований в одной скважине и по разным интервалам в разных скважинах при нестационарных режимах фильтрации.

Наличие гидродинамической связи между пластами может быть установлено и по данным эксплуатации скважин, кустов, зон дренирования УКПГ исходя из характера падения давления по толщине залежи. Такие данные можно получить исходя из объемов добычи газа по объектам через эксплуатационные и наблюдательные скважины с учетом удельных запасов газа по пропласткам.

Данные о разработке месторождений, прежде всего отборы и характер падения давления, являются основными источниками информации, подтверждающими наличие нескольких самостоятельных объектов эксплуатации при известном вскрытии пропластков скважинами.

Предметом изучения и анализа в рассматриваемом разделе должна быть трещиноватость коллекторов. При этом особое внимание следует обратить на направление трещин, густоту, раскрытость, продуктивность этих коллекторов по площади и по толщине в разбуренных после проектирования скважинах. Должны быть определены емкостные и фильтрационные свойства матрицы. Данные, полученные при лабораторном изучении трещиноватости и по исследованию скважин, должны быть сопоставлены и обобщены с учетом возможного загрязнения коллекторов при вскрытии пласта. Эти обобщения должны быть учтены при бурении новых скважин и определении их продуктивной характеристики при вскрытии таких коллекторов вертикальными и горизонтальными стволами.

Должны быть проанализированы: минералогический состав газонефтеносных коллекторов и изменение этого состава по толщине и по площади. Эти данные должны быть учтены при выборе метода интенсификации притока газа к скважине. Существенный интерес, с позиции обводнения газовой залежи, имеет литология продуктивного интервала.

Разбивка продуктивной толщи по пропласткам в рамках разрешающей способности современного комплекса геофизических исследований с при-

влечением лабораторных методов изучения образцов породы и использование полученных результатов в полном объеме должны составлять основу для подсчета запасов, степени участия каждого пропластка в разработке, возможности обводнения скважин и т.д.

10.4. Анализ составов и свойств газа, конденсата и нефти при наличии оторочки

Для сравнения и анализа состава пластовой продукции прежде всего необходимо соблюдать требования, предъявляемые к отбору представительной пробы газа и конденсата. Данные, полученные по новым скважинам из различных глубин по всей газоносной площади, должны быть изучены с позиции изменчивости состава углеводородов и неуглеводородных компонентов в продукции скважин. Особое внимание анализу составов газа и конденсата следует уделять в том случае, если толщина продуктивного разреза (этаж газоносности) сравнительно большая. Так, например, на газоконденсатонефтяном месторождении Карачаганакское этаж газонефтеносности в центральной части структуры превышает 1300 метров. При такой толщине продуктивного интервала вполне естественно, что из-за различия термобарических условий между кровлей и подошвой структуры существенно изменяется содержание $C_{5+в}$ в составе газа. Эти изменения закладываются в основу проектирования с целью выявления системы разработки залежи снизу вверх, или наоборот. Выбранная система должна обеспечить максимальный коэффициент конденсатоотдачи пласта.

Изменчивость состава газа и конденсата характерна для многих месторождений. Причем эта изменчивость связана либо с особенностью самого месторождения, либо с процессом добычи газа в условиях неоднородности пласта и наличия связи между пропластками. Так, например, состав газа Астраханского месторождения весьма существенно изменяется по площади и частично по толщине залежи (см. **таблицу 10.1**).

Таблица 10.1

Составы пластовой смеси в скважинах Астраханского месторождения

Компонент смеси	Номера скважин						Утвержденный по месторождению состав
	8	17	32	40	58	73	
H_2S	24,4	25,37	21,74	16,03	25,60	28,30	24,65
CO_2	18,66	13,96	10,25	12,63	14,61	17,27	14,22
N_2	0,53	0,40	0,67	0,60	0,46	0,49	2,45
CH_4	47,65	52,79	57,33	64,79	50,80	47,49	49,99
C_2H_6	2,25	2,12	2,96	2,12	3,35	1,43	1,62
C_3H_8	0,88	0,82	1,73	0,82	1,08	0,74	0,98
C_4H_{10}	0,57	0,54	1,05	0,48	0,49	0,56	0,53
C_5H_{12}	5,02	4,00	4,27	2,53	3,61	3,71	5,56

От качества результатов изучения составов газа и конденсата существенно зависит направление их переработки и количество получаемой продукции покомпонентно.

Существенное значение имеет анализ характера изменения состава добываемой продукции из газоконденсатных месторождений в процессе разработки. При проектировании разработки газоконденсатных месторождений проектировщик использует исходные данные по потенциальному содержанию $C_{5+в}$, по потерям и по выходу конденсата, а также по условиям сепарации, при которых газ сепарации соответствует ОСТу газа, подаваемого в магистральный газопровод. Однако эти показатели в процессе разработки достаточно часто не подтверждаются по площади залежи и по глубине, вскрываемой проектными скважинами. Поэтому в проекте должны быть предусмотрены запланированные периодические газоконденсатные исследования скважин и отобранных из них проб газа и конденсата для уточнения выхода конденсата из месторождения в целом и по отдельным участкам, в частности. Несоответствие проектных и фактических показателей по выходу конденсата возникает и в результате несоблюдения условий сепарации: давления, температуры, скорости движения газа в сепараторах и уноса конденсата с газом.

При анализе состава, потерь и выхода конденсата обобщение должно быть сделано с одновременным учетом изменчивости содержания $C_{5+в}$ по площади и по залежи исходя из числа и расположения скважин; изменения состава в результате перетоков газа из низкопроницаемых глубоколежащих пропластков в высокопроницаемые вышележащие пропластки, площадных перетоков газа из зон, введенных в разработку позднее, чем первые участки, связанные со строительством и обустройством новых скважин, кустов и УКПГ, т.е. сроком ввода в эксплуатацию этих объектов.

Должно быть проанализировано изменение группового и фракционного составов конденсата, предопределяющее количество товарной продукции, получаемой из конденсата. Должны анализироваться физико-химические и теплофизические свойства газа и конденсата, входящие в различные расчетные формулы, используемые при определении исходных для проектирования параметров, в частности: коэффициентов фильтрационного сопротивления, гидравлического сопротивления труб, по которым движется смесь, параметров сепараторов, теплообменников, адсорбера, десорбера, регенерационных установок, ДКС и т.д.

Должны быть проанализированы данные о принадлежности месторождения к газовым, газоконденсатным, газонефтяным; насыщенность или недонасыщенность пластового газа с компонентами $C_{5+в}$, давления начала конденсации и максимальной конденсации. Исходя из полученных данных, должна быть установлена достоверность принятого в проекте разработки конечного коэффициента конденсатоотдачи пласта.

Особое внимание следует уделять изменению состава добываемого газа при разработке месторождения с поддержанием пластового давления, путем

обратной закачки отсепарированного газа в пласт. При этом следует установить сроки прорыва сухого газа в добывающие скважины и содержание сухого газа в добываемом при различных темпах закачки, в условиях неоднородности и многослойности залежи в разных направлениях от источника закачки. По полученным данным следует установить целесообразность дальнейшей закачки сухого газа в пласт.

10.5. Анализ гидрогеологической характеристики водоносного бассейна

По этому разделу анализу подлежат результаты, полученные при доразведке залежи в процессе разбуривания эксплуатационными, наблюдательными и пьезометрическими скважинами. Уточнение положения газоводяного и газонефтяного (при наличии нефтяной оторочки) контактов и типа залежи (массивный, пластовый, смешанный), схематично показанных на **рисунке 2.3**.

Изучение состава и свойств пластовой воды: минерализация пластовой воды, количественные показатели растворенных в пластовой воде газов, насыщенность пластовой воды минеральными солями в пластовых условиях и очередность отложения (осадки) солей при изменении термобарических условий – давления, температуры, а также смешивание пластовой воды с технической и конденсационной водой. Основные параметры водоносного бассейна: пористость, проницаемость, газоводонасыщенность и толщина отдельных пропластков могут являться основным фактором активности обводнения залежи и скважин и интенсивности процесса обводнения. Капиллярное давление, переходные двухфазные газоводяная и нефтеводяная зоны должны быть увязаны с размерами этих зон и опасностью обводнения залежи. Если вода подошвенная, то первоочередное значение имеет вертикальная фазовая проницаемость для воды. Подлежит изучению порог подвижности по воде при обводнении газоносной зоны.

Должен быть проанализирован характер изменения проницаемости по площади на контакте газ-вода на месторождениях массивного типа и по периметру на месторождениях пластового и смешанного типов для определения неравномерности обводнения залежи в процессе разработки. Исследованы пьезометрические скважины для определения параметров водоносной зоны и интенсивности вторжения подошвенной и контурной вод в газовую залежь.

Требуется изучение и обобщение процесса обводнения скважин пластовой водой, интенсивности роста минерализации воды выносимой вместе с газом из скважин, расположенных на разных частях месторождения. Необходима детальная интерпретация разреза продуктивного пласта от нижней границы интервала перфорации до газоводяного контакта для выявления наличия в разрезе слоев, экранирующих поступление пластовой воды в га-

зовые скважины. Выявление наличия суперколлекторов-пропластков, по которым контурная вода может с опережением обводнить скважины, является весьма существенным. Должны быть проанализированы результаты промыслово-геофизических исследований по изучению подъема газоводяного контакта по отдельным кустам или участкам, дренируемым скважинами, подключенными в одну из установок комплексной подготовки газа-УКПГ. В зависимости от срока ввода этих участков и емкостных и фильтрационных параметров пластов газоносной зоны и темпа отбора газа подъем ГВК может оказаться не одинаковым.

10.6. Анализ достоверности принятых при проектировании разработки залежи запасов газа и конденсата

Одной из основных причин корректировки проекта или перепроектирования месторождения является достоверность принятых запасов газа. Поэтому анализ показателей разработки залежи для уточнения запасов газа должен быть проведен методами: объемным; падения пластового давления и применением геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов.

1. Для уточнения запасов газа объемным методом необходим сбор и обобщение новых данных, полученных после составления проекта разработки в процессе разбуривания месторождения, исследований скважин и лабораторных изучений кернового материала. В частности, к таким данным относятся:

- пористость всех пропластков в пределах продуктивного разреза и по площади, обобщение коэффициента пористости по удельным площадям, величина которой выбирается проектировщиком с учетом изменчивости пористости, а также по пропласткам;
- газоводонасыщенность всех без исключения пропластков геофизическими и лабораторными методами изучения. Причем определению подлежат и остаточные газоводонасыщенности пропластков. Осреднение коэффициентов газоводонасыщенности должно производиться по тем же удельным площадям и пропласткам, по каким были осреднены и обобщены коэффициенты пористости;
- толщины газонасыщенных пропластков в пределах выделенных удельных площадей;
- термобарические параметры газа в пределах этих удельных площадей: давление, температура и соответствующие им коэффициенты сверхсжимаемости, учитывающие составы газа по удельным объемам, т.е.:

$$V_{уд} = h_{г\,уд} \cdot F_{г\,уд} \cdot m_{г\,ср} \cdot \alpha_{г\,ср}. \qquad (10.1)$$

Далее по этим удельным объемам и осредненным $P_{пл\,ср}$ и $T_{пл\,ср}$ следует определить удельные запасы газа, нефти, конденсата, а затем просуммировать,

полученные запасы газа, чтобы найти общие геологические запасы газа по формуле:

$$Q_{з.об} = \sum_{i=1}^{n} Q_{з.уд} = \Sigma[h_{г.уд} \cdot m_{г.уд} \cdot \alpha_{г.уд} \cdot F_{г.уд} \cdot T_{ст} \cdot P_{пл.ср.уд} / P_{ат} \cdot Z_{пл.ср.уд} \cdot T_{пл.ср.уд}], \qquad (10.2)$$

где n – число удельных площадей на общей площади залежи.

Полученные запасы газа следует сопоставить с запасами газа, принятыми при проектировании разработки залежи. Согласно принятым в системе ОАО "Газпром" положениям, проектные показатели пересматриваются только в том случае, если новые запасы ниже или выше принятых при проектировании на 5%. При значительной толщине газонасыщенного пласта осреднение термобарических параметров газа следует производить по условно усеченным по толщине элементам, как это показано на **рисунке 10.1**. При этом число удельных площадей и элементов, по которым определяются удельные запасы, будут разные.

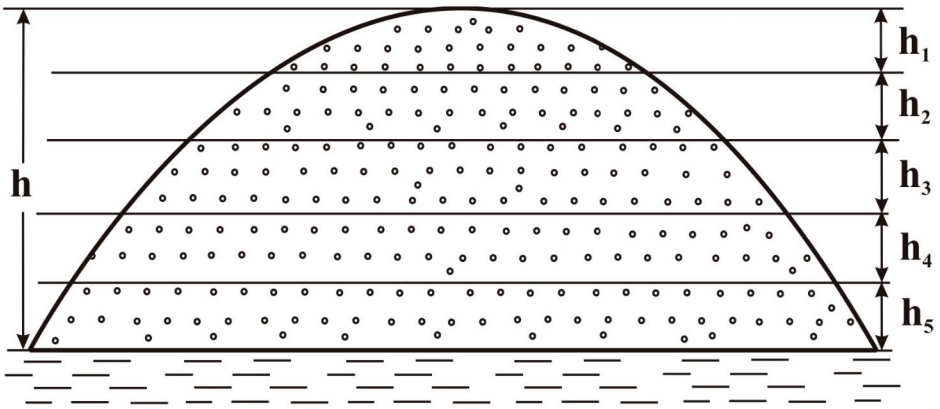

Рисунок 10.1 – Схема условно усеченной газовой залежи с большим этажом газоносности, используемая при осреднении термобарических параметров пласта

2. Для уточнения запасов газа методом падения пластового давления с использованием данных разработки залежи и анализа этих материалов необходимы:

– средние пластовые давления по участкам залежи. Размеры и число участков выбираются проектировщиком. Чем больше число участков, тем точнее определяются текущие извлекаемые запасы газа;

– по средним пластовым давлениям и пластовой температуры, исходя из состава газа, определяются коэффициенты сверхсжимаемости газа для каждого отрезка времени и выделенного участка;

– суммарные по отдельным объектам по пропласткам, по скважинам, кустам, УКПГ и в целом по месторождению отборы газа. Причем даты расчета – периодичность суммарных дебитов по отрезкам времени (обычно в качестве отрезка времени выбирают 3 месяца, полгода или

один год) должны быть привязаны к датам практически одновременного замера пластового давления во всех наблюдательных и, желательно, и в эксплуатационных скважинах. По определенным значениям $P_{пл}(t)$, $Z_{пл}[P_{пл}(t), T_{пл}]$ и $Q_{доб}(t)$ необходимо строить зависимость $\overline{P}_{пл}(t)/Z_{пл}[\overline{P}_{пл}(t), T_{пл}]$ от $Q_{доб}(t)$. Эти зависимости при соблюдении изохронности замеров давления и отбора газа, т.е. при привязке к единой дате, в сумме дадут общие запасы, а в отдельности удельные запасы по скважинам, кустам, УКПГ или по отдельным эксплуатационным объектам, если между этими объектами нет гидродинамической связи.

Удельные запасы дренируемые каждой скважиной, кустом или УКПГ, определяются из зависимостей $\overline{P}_{пл\,i}(t)/Z_{пл\,i}$ от $Q_{доб\,i}(t)$, пример которой показан на **рисунке 10.2**. При этом общие запасы будут $Q_{об}=\Sigma Q_{зап\,i}$.

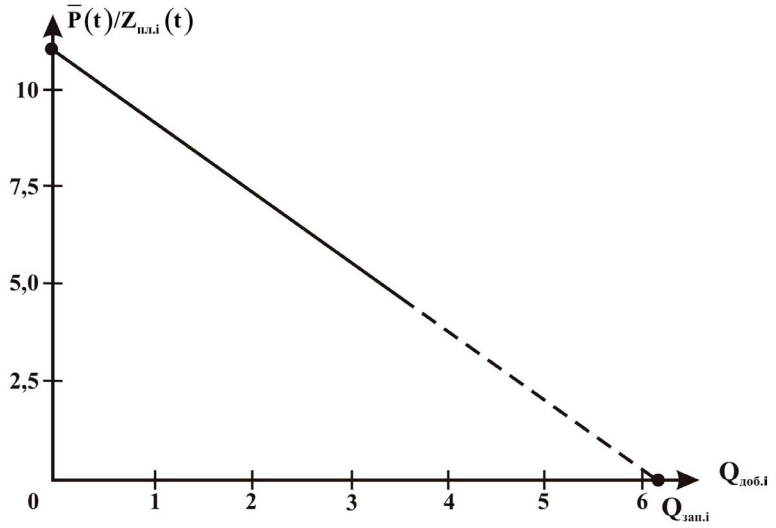

Рисунок 10.2 – Зависимость $\overline{P}$ (t)/$Z_{пл.i}$(t) от $Q_{доб.i}$(t) для определения удельных запасов, дренируемых *i*-й скважиной

Оцененные таким образом запасы газа должны быть сопоставлены с принятыми в проекте запасами. Если имеющимися скважинами, кустами и УКПГ не охвачена вся газоносная площадь, т.е. залежь дренируется не полностью, то полученные таким образом запасы окажутся заниженными. Однако эти запасы будут текущими и вовлеченными в разработку к данному моменту времени. Такие запасы в отличие от запасов, определенных объемным методом, могут быть приняты с более высокой категорией. На **рисунке 10.3** показан прирост запасов газа от числа скважин, пробуренных в пределах газоносной площади. Даже при полностью разбуренном месторождении методом падения пластового давления невозможно определить точные запасы, которые будут извлечены из месторождения. Этот недостаток метода па-

дения пластового давления вызван тем, что в процессе разработки низкопористые и низкопроницаемые пропластки включаются интенсивно в разработку только при достижении определенной разницы между пластовыми давлениями из-за различной степени истощения высоко– и низкопроницаемых пропластков. При этом существенное значение имеет параметр анизотропии этих пропластков.

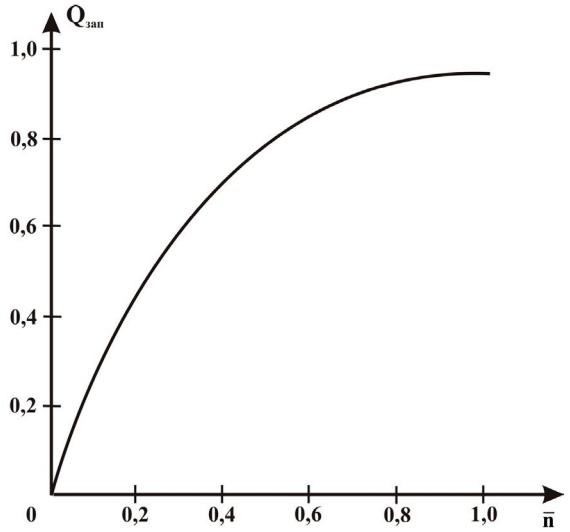

Рисунок 10.3 – Зависимость прироста запасов газа от числа скважин в процессе разбуривания залежи

Следует иметь в виду, что метод падения давления позволяет определять извлекаемые запасы газа только на дату расчета. На точность определения запасов газа методом падения пластового давления существенно влияет продвижение подошвенной или контурной воды (а месторождения смешанного массивно-пластового типа оба одновременно). При этом для оценки вторжения вод в газовую залежь следует пользоваться уравнением материального баланса, полученного для упруговодонапорного режима залежи:

$$\frac{\overline{P}_{пл}(t)}{Z\left[\overline{P}(t),T_{пл}\right]}=\frac{\overline{P}_{пл}(t=0)V_{н}}{Z_{н}\left[\overline{P}(t),T_{пл}\right]V(t)}-\frac{Q_{доб}(t)P_{ат}T_{пл}}{T_{ст}V(t)}, \qquad (10.3)$$

где $V_{н}$, $V(t)$ – начальный и текущий газонасыщенные объемы залежи. Величину $V(t)$ определяют по формуле:

$$V(t)=V_{н}-Q_{св}(t), \qquad (10.4)$$

$Q_{св}(t)$ – суммарное количество вторгшейся в газовую залежь воды на дату подсчета запасов газа. Объем вторгшейся в залежь воды $Q_{св}(t)$ зависит от величины перепада давления между газоносной и водоносной зонами, от упругих запасов водоносного бассейна, от фазовой проницаемости для воды в

обводняющихся зонах, от продолжительности разработки месторождения и т.д. Общий вид зависимости $Q_{св}(t)$ от продолжительности разработки показан на **рисунке 6.9**. Проектировщик обязан при определении объема вторгающейся в залежь воды учесть неоднородность пласта по периметру газоносности, что вода вторгается в залежь с разных направлений разным темпом не только потому, что газоносный пласт по периметру структуры имеет разные проницаемости, но и в зависимости от последовательности ввода отдельных участков залежи в разработку.

Перечисленные выше факторы, влияющие на объем и характер продвижения воды в залежь, должны быть увязаны с количественными и качественными изменениями минерализации добываемой с газом воды, изменением уровня воды в пьезометрических скважинах в пределах газоносности и за ее пределами, темпом снижения пластового давления и т.д.

3. Для уточнения запасов, подсчитанных с использованием геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов, необходимо в адаптирующуюся модель внести значения подсчетных емкостных и фильтрационных параметров, полученных после составления проекта. Влияние новой информации на величину запасов должно быть установлено по той же программе, которая была использована при допроектном подсчете запасов.

После проверки и переоценки запасов газа следует пересчитать запасы и сопутствующих компонентов – конденсата, гелия, сероводорода и т.д.

10.7. Анализ результатов стандартных и специальных исследований скважин для уточнения коэффициентов фильтрационного сопротивления, параметров пласта и технологического режима эксплуатации

10.7.1. Анализ результатов исследований, проведенных для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления

Анализ результатов, проведенных после составления проекта разработки исследований, следует производить исходя из назначения этих исследований, предусмотренных проектом. Независимо от типа скважин – вертикальная или горизонтальная – эти исследования проводятся в:

- вновь пробуренных и имеющихся в момент составления проекта скважинах, предусмотренные проектом по контролю за разработкой и для проверки некоторых принятых в проекте исходных данных. Эти исследования делятся на стандартные и обязательные, проводимые для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и обоснования режима работы скважин;
- наблюдательных скважинах для определения характера изменения пластового давления по площади и по толщине залежи в процессе разработки;

– эксплуатационных скважинах при нестационарных режимах фильтрации для определения емкостных и фильтрационных параметров пласта;
– пьезометрических скважинах для наблюдения за темпом изменения уровня воды в процессе разработки с целью учета полученной информации при прогнозировании режима залежи и активности обводнения залежи и скважин.

Кроме этих регулярных, а по новым скважинам обязательных исследований в процессе разработки, проводятся и специальные исследования отдельных скважин в зависимости от вскрытия ими пласта и расположения на структуре. К таким исследованиям относятся: газоконденсатные, промыслово-геофизические исследования в работающих скважинах, исследования по отбивке текущего забоя в условиях разрушения призабойной зоны, по определению коэффициента гидравлического сопротивления, по выносу примесей, по определению профиля притока и т.д.

Проектировщик обязан проверить технологию проведения специальных исследований и материалы, полученные в результате их проведения. Должна быть проверена методика обработки этих результатов и интерпретация данных исследований. ***На разрабатываемых в настоящее время месторождениях, практически не обоснованы объемы исследований всех видов для качественного контроля за разработкой.***

1. Как правило, проектировщик при составлении программы исследовательских работ с целью контроля за разработкой в проекте ограничивается общими фразами без указания методических основ исследований и технологии их проведения и ссылается на устаревшие правила разработки, принятые в работе [7].

2. Предприятие-исполнитель, осуществляющее выполнение этой программы, как правило, полностью не выполняет ее, а проведенные исследования по технологии проведения и методики обработки осуществляет с качеством, часто неприемлемым для получения достоверной информации.

Основанием для такого вывода являются та технология проведения в вертикальных скважинах стандартных исследований и методика обработки их результатов, которые приняты на месторождениях севера Тюменской области. На этих месторождениях скважины, вскрывающие сеноманскую залежь, исследуются на 4÷5 стационарных режимах фильтрации при депрессиях на пласт $P \leq 0{,}5$ МПа, а полученные результаты обрабатываются методом наименьших квадратов, что приводит к получению в ряде случаев отрицательных коэффициентов фильтрационного сопротивления ***a*** и ***b***. Определенные таким образом коэффициенты не удовлетворяют уравнению притока газа к скважине по фактическим замерам $P_{пл}$, $P_{зi}$ и Q_i.

В качестве примера в **таблице 10.2** приведены результаты обработки стандартных исследований реальных скважин, по которым определены коэффициенты ***a*** и ***b***. Затем по этим коэффициентам проверено уравнение притока газа на 1-м и 5-м режимах. Далее сделано то, что должен делать про-

ектировщик, т.е. эти же данные исследования обработаны в данной работе и определены новые коэффициенты ***a*** и ***b*** с последующей проверкой уравнения притока. Приведенные примеры является типичными для всех месторождений севера Тюменской области. Качество проведенных стандартных исследований и обработки их результатов показывает на необоснованность и нецелесообразность проведенных многочисленных исследований.

Таблица 10.2

Результаты исследования скважины 2136

№ режима	Диаметр диафр., мм	Давление, *10 МПа				ΔP^2	Темпер. на ДИКТ	Дебит, тыс. $м^3$/сут.	$\Delta P^2/Q$
		Буферн	ДИКТ	$P_з$	$P_з^2$				
1	22,5	76,20	73,97	83,31	6940,56	137,3	13,3	585	0,234
2	25,5	75,73	70,31	83,06	6898,96	178,9	13,5	709	0,252
3	28,5	75,07	68,05	82,69	6837,64	240,2	13,8	850	0,284
4	31,5	74,21	65,14	82,20	6756,84	321,0	13,5	992	0,324
5	35,0	73,02	61,30	81,47	6637,36	440,5	13,2	1145	0,385
	0	77,46	0	84,13	7077,86	–	–	–	–

Проверка достоверности предлагаемых величин коэффициентов ***a*** и ***b***, определенных численно, методом наименьших квадратов и рекомендуемых исследователями может быть осуществлена исходя из измеренных величин ΔP_i^2 и Q_i на различных режимах и использования уравнения притока газа.

$$\Delta P_i^2 = aQ_i + bQ_i^2.$$

Проверим на 1-м и 5-м режимах работы скважины 2126. По этой скважине значения коэффициентов ***a*** и ***b***, определенные методом наименьших квадратов, т.е. численно оказались $\boldsymbol{a_ч=0,0632}$ **и** $\boldsymbol{b_ч=0,000546}$ ΔP_1^2 =13,73 $МПа^2$ и Q_1=585 тыс.$м^3$/сут. и ΔP_5^2 =44,05 $МПа^2$ и Q_5=1145 тыс.$м^3$/сут. При этих значениях $a_ч$ и $b_ч$ уравнение притока будет:

$$137,3=0,0632\cdot585+0,000546\cdot(585)^2=224$$
$$440,5=0,0632\cdot1145+0,000546(1145)^2=788$$

При графоаналитическом определении коэффициентов a и b их значения оказались $a_р$=0,00662 и $b_р$=0,000268. При этих значениях $a_р$ и $b_р$ уравнение притока на 1-м и 5-м режимах дает следующие результаты:

$$137,3=0,0662\cdot585+0,000268(585)^2=130,$$
$$440,5=0,0662\cdot1145+0,000268(1145)^2=427.$$

Из приведенных данных следует, что противоречие в величинах коэффициентов $a_ч$ и $b_ч$ и принятые существенно отличающиеся от принятых $a_р$ и $b_р$ исследователями предприятия не принимаются во внимание. В результате сводится на нет цель проведения таких исследований.

Указанные недостатки проводимых исследовательских работ связаны с тем, что проектировщик не качественно выполняет авторский надзор за разработкой. В рекомендациях по проведению исследований проектировщик не уточняет, какие исследования, по какой технологии следует проводить и по какой методике следует обработать полученные результаты. Поэтому, несмотря на огромное число проведенных исследований (несколько сот исследований в год), эти работы оказываются практически безрезультатными.

Особое внимание при анализе результатов исследований следует уделить на количество проводимых исследований. Основная задача этих исследований в проектах разработки сводится к определению коэффициентов a и b.

Достаточно часто проектное предписание по исследованию на некоторых газодобывающих предприятиях выполняется в лучшем случае на половину. Такая ситуация с проектными решениями часто объясняется отсутствием трудовых ресурсов по исследованию, необходимой техники, необходимостью выполнения плана по добыче газа и т.д.

При анализе результатов стандартных и специальных исследований скважин следует обратить внимание прежде всего на конечную цель, преследуемую проектировщиком. Сотни стандартных исследований, проведенных на месторождениях Медвежье, Ямбургское, Уренгойское и т.д., только для переподтверждения близости коэффициентов a и b на этих месторождениях не имеют никакой научной и практической ценности. Немало случаев, когда на одной и той же скважине в течение года проводятся 3÷4 стандартных исследования. Такое количество исследований нецелесообразно, если даже это рекомендовано проектировщиком.

В проекте в общий объем исследований не следует включать все имеющиеся скважины, так как в реальных условиях количество некачественно выполненных исследований не гарантирует достоверность искомой информации. При анализе результатов исследования должны быть приняты за основу как минимум два условия.

1. Нужны ли многочисленные однотипные исследования при сравнительно одинаковой характеристике залежи по емкостным и фильтрационным свойствам.

2. Можно ли эти стандартные исследования заменить другими, менее трудоемкими, с минимальными потерями газа, но с одинаковыми со стандартными исследованиями результатами по получаемой информации.

В действующих в настоящее время проектах разработки, выполненных ВНИИГазом, ТюменГипрогазом и др., вопросы по исследованию с такой позиции не рассматриваются. Количество проводимых однотипных исследований независимо от того, стандартные они или специальные, должно быть установлено, исходя из изменчивости параметров пласта по площади залежи.

10.7.2. Анализ результатов исследования для обоснования режимов эксплуатации скважин

Стандартные исследования при стационарных режимах фильтрации проводятся для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления, параметров пласта и обоснования режима работы скважин. При этом особое внимание должно быть уделено зависимостям дебита газа, количества примесей и воды от депрессии на пласт, в частности интенсивности роста дебита газа, примесей в газе от увеличения депрессии на пласт. Причем вопрос о зависимости количества примеси в добываемом газе должен быть рассмотрен с учетом условий их выноса с забоя. Характер изменения дебита газа от депрессии на пласт и с различными фильтрационными свойствами показан на **рисунке 10.4**. Создаваемая на пласт депрессия должна быть такая, при которой не происходит:

– деформация призабойной зоны, приводящая к снижению проницаемости этой зоны;
– интенсивное разрушение призабойной зоны пласта или разрушение исключено путем использования фильтров;
– обводнение скважины подошвенной водой;
– образование гидратов в призабойной зоне;
– образование глубоких депрессионных воронок.

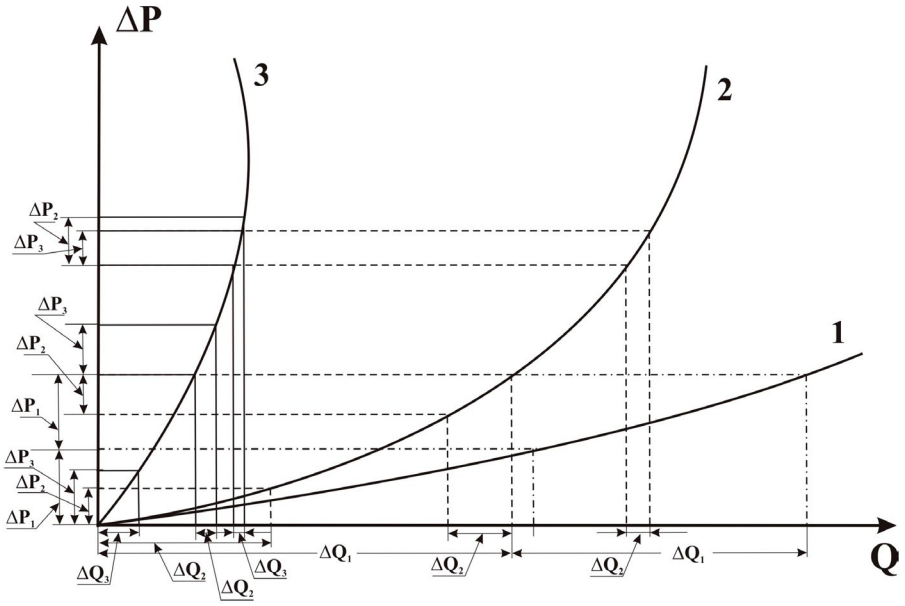

Рисунок 10.4 – Зависимость дебита газа от депрессии на пласт при их различных емкостных и фильтрационных свойствах

При анализе результатов исследования с позиции обоснования технологического режима работы скважин необходимо исходить из наличия этих

процессов на данном месторождении и на данной скважине, в частности. Если коллектор устойчивый, как, например, коллекторы Оренбургского или Астраханского месторождений, то следует исключить необходимость проведения исследований на предмет разрушения призабойной зоны. Для устойчивых коллекторов предметом анализа должны являться возможная деформация призабойной зоны, ухудшение в результате этого проницаемости призабойной зоны и снижение темпа роста дебита с ростом депрессии на пласт (см. кривую 3 на **рисунке 10.4**).

В случае разрушения призабойной зоны, если пласт состоит из неустойчивых и слабоустойчивых коллекторов, должен быть проанализирован характер зависимости количества примесей в газе от депрессии на пласт, т.е. темпа выноса песка из скважины. В соответствии с результатами, полученными из новых скважин или из повторных исследований, проведенных в находящихся в эксплуатации скважинах, должен быть скорректирован режим работы, если определяющим фактом при обосновании режима работы было разрушение призабойной зоны.

В случае, когда определяющим фактором является наличие подошвенной воды, следует проанализировать соответствие: проектных величин вскрытия пласта новыми скважинами; величин допустимой депрессии на пласт в зависимости от положения ГВК и нижней границы интервала перфорации; поступление пластовой воды в работающие скважины путем измерения ее количества в продукции скважины и анализа минералогического состава добываемой воды, а также путем слежения уровня воды в пьезометрических скважинах, расположенных на разных частях месторождения. К этому должны быть добавлены специальные исследования по отбивке положения ГВК в скважинах. Наряду с перечисленными параметрами, подлежащими анализу, должна быть создана модель залежи или ее фрагмента и на ней оценен возможный уровень подъема ГВК к текущему моменту времени с обязательным повторением истории разработки залежи или фрагментов ее отдельных участков. Только после учета всех перечисленных факторов, сопоставления этих данных с проектными и подтверждения обводнения с признаками упомянутых факторов следует сделать выводы по проблеме обводнения залежи и скважин.

При анализе результатов исследования скважин с позиции обоснования технологического режима работы скважин следует обратить особое внимание на скорость движения газа по стволу скважины, в частности скорости потока у забоя скважины. Опытные данные, показанные на **рисунке 10.5**, указывают на необходимость обеспечения такой скорости, начиная практически от торца скважины. Если в нижней части интервала перфорации скорость газа не обеспечивает вынос примесей, то следует оценить глубину забоя и высоту пробки, которая могла образоваться из-за отсутствия условий выноса примесей. Следует оценить влияние высоты пробки на производительность скважины. На основании фактических данных измерения текуще-

го забоя скважины следует разработать рекомендации о создании условий нормальной устойчивой эксплуатации путем изменения конструкции фонтанных труб – увеличения глубины спуска и уменьшения их диаметра. В рекомендациях должны быть учтены снижение дебита скважин в процессе разработки и увеличение количества примесей в составе добываемой продукции при обводнении скважины.

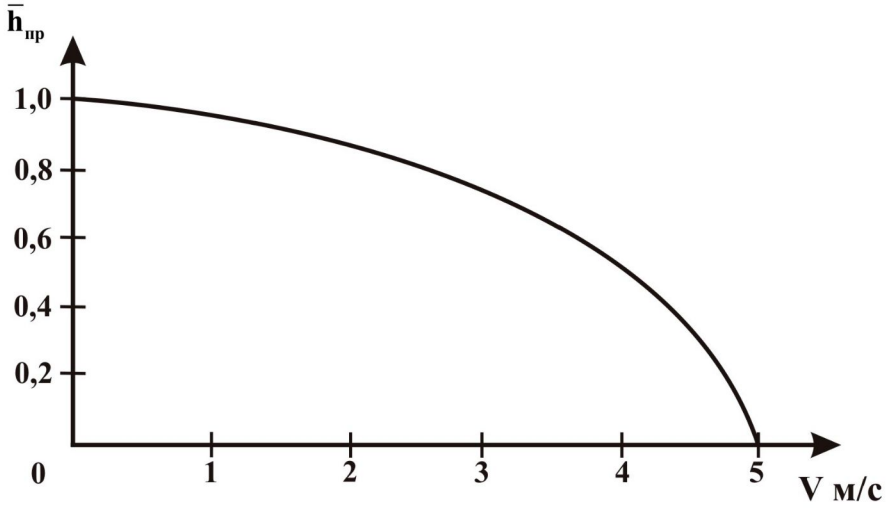

Рисунок 10.5 – Зависимость высоты пробки от скорости потока в интервале перфорации ствола скважины

При анализе технологических режимов, связанных с гидратообразованием следует исходить из возможности образования гидратов:

– в призабойной зоне пласта. Такая опасность существует на газовых месторождениях Якутии, где глубина зоны многолетней мерзлоты доходит до 1300 метров;
– при небольших дебитах в процессе исследования скважин;
– на поздней стадии разработки залежи из-за существенного снижения дебита скважин, хотя на этой стадии низкое давление является практически гарантом безгидратного режима работы скважин.

Оценка возможности образования гидратов связана прежде всего с тем, чтобы своевременно рекомендовать закачку ингибиторов гидратообразования в зону возможного гидратообразования.

10.8. Анализ текущего состояния фонда скважин, числа и срока их ввода в эксплуатацию, конструкции

Анализ текущего состояния фонда скважин

Состояние фонда скважин следует проанализировать исходя из полученного после окончания разведки числа скважин и принятого перед проек-

тированием разработки и из рекомендованного в проекте скважин за рассматриваемый отрезок времени.

При этом должны быть рассмотрены все виды скважин:

– переведенные из фонда разведки в фонд эксплуатации;
– переведенные из фонда разведки в фонд наблюдательных и пьезометрических;
– ликвидированные скважины;
– предусмотренные проектом к моменту анализа эксплуатационные, наблюдательные и пьезометрические скважины и соответствие их проектным решениям.

Согласно проекту каждая скважина должна быть пробурена в соответствии с графиком, оборудована и введена в эксплуатацию с ожидаемым по проекту дебитом, давлением, вскрытием продуктивного пласта и коэффициентами фильтрационного сопротивления. Конструкция скважины должна соответствовать проектной. Технология вскрытия пласта должна быть рекомендована проектом. Если эта технология нарушена при вскрытии продуктивного пласта, то в случае несоответствия проектных и фактических параметров проектировщик не несет ответственности. При приеме новых эксплуатационных скважин в фонд действующих особое внимание следует обратить на герметичность скважин.

Очень часто к моменту составления проекта не все работы по подготовке и передача скважин из разведочного фонда газодобывающему предприятию заканчиваются. Поэтому анализ состояния фонда скважин относится как к переходящим из фонда разведки скважин, так и к новым, пробуренным по проекту скважинам разного предназначения. Если анализ состояния скважин переходящих из фонда разведочных сводится к выполнению работ, рекомендованных проектировщиком, то по новым скважинам сводится к своевременному качественному бурению согласно проектному сроку, оборудованию их соответствующими фонтанными трубами, арматурой, клапанами: циркуляционным, ингибиторным, отсекателем, пакером, хвостовиком (если потребуется) и др.

При анализе фонда скважин, переходящих из числа разведочных, необходимо проверить качество и своевременность выполнения ремонтно-восстановительных и ликвидационных работ и оборудование этих скважин согласно проекту.

Ремонтно-восстановительные и ликвидационные работы разведочных скважин заключаются в ликвидации непригодных в дальнейшем для работы скважин в качестве пьезометрических, наблюдательных и эксплуатационных. В материалах по анализу следует показать, какие работы и за какое время были выполнены по этим скважинам и получена ли та информация, которая была предусмотрена проектом.

Если в проекте были предусмотрены работы по удлинению длины горизонтального ствола и вскрытию новых газоносных пропластков, изоляция

интервала близко расположенного к подошвенной воде, бурение цементного стакана, установленного в процессе разведки, то должно быть проанализировано качество выполнения таких работ. Качество этих работ оценивается по дебиту, получаемому из таких скважин согласно их прогнозным значениям по проекту.

По новым пробуренным скважинам, предусмотренным проектом, должны быть проанализированы:

– число пробуренных эксплуатационных скважин, сроки их ввода по проекту с последующим сопоставлением с фактическими сроками;
– число, сроки ввода и вскрытие требуемого интервала наблюдательных и пьезометрических скважин;
– производительности новых эксплуатационных скважин при предусмотренной величине депрессии на пласт и их соответствие с проектными дебитами.

Состояние герметичности скважин

При освоении газовых и газоконденсатных месторождений существенное значение приобретает герметичность скважин. Создание герметичных газовых скважин является конечной целью предложенных многочисленных методов и технологий получения цемента и цементажа скважин при различных горно-геологических условиях. Несмотря на усилие исследователей ведущих промышленно развитых стран проблема бурения и ввод в эксплуатацию герметичных газовых скважин полностью не решена. Герметичность газовых скважин становится более актуальной, если ствол скважины проходит через многолетнемерзлых грунтов. К таким месторождениям в Российской Федерации относятся большинство открытых к настоящему времени залежей. Создание и в массовом порядке внедрение в практику теплоизолированных труб для обсадки стволов скважин, проходящих через многолетнемерзлые грунты к настоящему времени также не осуществлены из-за неполноценности разработанных рекомендаций и неналаженности производства таких труб.

В общей постановке вопрос герметичности должен быть рассмотрен с двух позиций:

– создания герметичных скважин и ввода их в эксплуатацию;
– возможности нарушения герметичности в процессе эксплуатации скважин.

Негерметичные скважины очень опасны с точки зрения ухода газа в верхние водоносные пласты, накопления его в этих пластах и прорыв в самих неожиданных местах, освоенных жилищными, промышленными и сельскохозяйственными объектами. Негерметичность скважин приводит к образованию экологически опасных зон, потерям газа. Заказчик имеет право отказаться от приема в фонд эксплуатации негерметичных скважин.

Другим весьма существенным вопросом является нарушение герметичности газовых и газоконденсатных скважин в процессе разработки в основном по двум причинам.

1. Из-за увеличения нагрузки на обсадные колонны в заключительной стадии разработки, когда давление наружное на обсадные колонны в условиях отсутствия внутреннего противодавления приводит к смятию колонны, при этом главной действующей силой является горное давление пород. Скважина, имея закрепленные концы, сверху и снизу подвергается сжатию. Такое сжатие приводит к нарушению цементного камня, самих обсадных колонн. Поэтому на поздней стадии разработки на большинстве разработанных месторождений появляются скважины, в которых прихвачены фонтанные трубы, в такие скважины невозможно спускать контрольно-измерительные приборы. Опыт показывает, что сужение проходного сечения в таких скважинах имеет место в нижней половине ствола.
2. Второй причиной нарушения герметичности скважин в процессе разработки может оказаться коррозия скважинного оборудования. Такая опасность кратно усиливается, если в составе газа имеется сероводород, при наличии которого происходит оводораживание металла.

При анализе материалов по состоянию скважины с точки зрения их герметичности следует рассматривать комплекс факторов, являющихся признаками негерметичности скважин. К числу таких факторов относятся межколонные давления, интенсивность роста давления в межколонном пространстве, непрохождения глубинных приборов или шаблона по стволу, прихват фонтанных труб и т.д. По результатам анализа должны быть рекомендованы ремонтные работы по устранению нарушений, и если такие работы невозможны или нецелесообразны, то ликвидация самой скважины или перевод ее в другую категорию, например в категорию пьезометрических, если технически и технологически возможен такой перевод.

10.9. Анализ изменения пластового давления

Пластовое давление наравне с запасами газа и сопутствующих компонентов является одним из главных параметров, с которого начинаются расчеты других параметров и показателей разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. В понятие анализ пластового давления входит прежде всего два основных фактора, по отношению к которым должна быть изучена величина пластового давления: изменение пластового давления по толщине и площади залежи и во времени в процессе разработки.

Метод анализа пластового давления по этим факторам, сходство фактических значений его с проектными зависит от метода проектирования. Как правило, в проектах разработки месторождений характер изменения пластового давления определяется приближенным методом, в основу которого заложено уравнение материального баланса. Исходя из этой предпосылки сначала следует рассматривать суть анализа пластового давления, вытекающего из основ приближенного метода проектирования показателей разработки.

Характер изменения пластового давления при приближенном методе его прогнозирования

В основу приближенных методов прогнозирования характера изменения заложено некоторое среднее значение давления, связанное только с начальным давлением и отбором газа во времени. По существу этот метод исключает изменение пластового давления по площади при соответствующем отборе газа и одновременном вводе в разработку всей газоносной площади. Такая теоретическая основа приемлема только для идеально однородных залежей, разбуренных скважинами повсеместно, и дебитами скважин в соответствии с их удельными запасами, исключающими перетоки газа между удельными зонами, дренируемыми скважинами.

В реальных условиях однородных залежей не бывает и, кроме того, освоение месторождения происходит поэтапно, т.е. отдельные участки залежи вводятся в разработку в разное время и поэтому происходит неравномерное снижение пластового давления по площади. Неравномерность снижения пластового давления связано не только с разновременностью ввода в разработку отдельных участков залежи, но и с различной интенсивностью отбора газа из этих участков. Таким образом, в реальных условиях на любой стадии разработки месторождения имеет место перераспределение пластового давления. Причем в зависимости от интенсивности отбора газа глубина депрессионной воронки в процессе разработки может остаться постоянной, увеличиваться или уменьшаться, и это зависит от проектировщика, который должен при необходимости перераспределять отборы газа между участками.

Различными сроками ввода отдельных участков залежи, расположением скважин (групповой, кустовой и т.д.), интенсивностью отборов из различных зон проектировщик обуславливает неравномерность падения пластового давления, хотя согласно уравнению материального баланса оно должно быть одинаковым по площади. На **рисунке 10.6** показан типовой характер изменения пластового давления во времени вдоль длинной оси структуры залежи.

Часто на практике вместо профиля распределения пластового давления строят карты изобар на различные даты разработки, что является более информативным, чем профиль пластового давления. При кустовом размещении скважин депрессионные воронки имеют две величины: воронка в районе расположения куста и общая воронка зонального характера, связанная с отборами газа и сроками ввода этих зон в разработку. Каждая из депрессионных воронок влияет на производительность скважин и, как правило, приводит к более интенсивному снижению дебита проектных скважин по сравнению с проектными дебитами, ухудшает условия низкотемпературной сепарации газа на газоконденсатных месторождениях и ускоряет сроки ввода ДКС. Снижение пластового давления по зонам приводит к более интенсивному зональному подъему контакта газ-вода при наличии подошвенной воды, увеличивает потери конденсата в тех участках, где месторождение еще не освоено.

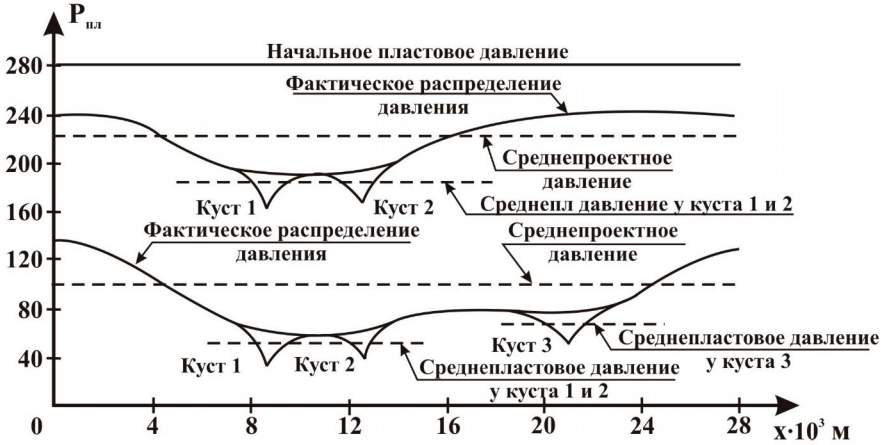

Рисунок 10.6 – Распределение пластового давления по площади в процессе разработки месторождения в зависимости от срока ввода скважин на этих площадях

Кроме зонального перераспределения пластового давления следует проанализировать его изменение и по толщине, при значительных этажах газоносности. Особое значение этому вопросу следует придавать в том случае, если состав газа существенно изменяется в пределах газоносной толщи, с увеличением глубины увеличивается содержание высококипящих углеводородов. В таких случаях выбор системы разработки сводится к выбору объема добываемого газа из более богатого по содержанию конденсата интервала путем стремления к сохранению более высокого пластового давления в этом интервале.

Практически на всех газовых и газоконденсатных месторождениях размещение скважин в более продуктивной части залежи привело к образованию глубокой депрессионной воронки, в центральной зоне к менее интенсивному истощению приконтурной зоны. Однако причиной повышенного пластового давления в приконтурной зоне является не только центральное размещение скважин, но и отчасти повышенное пластовое давление водоносной зоны. Опыт разработки многих газовых месторождений показывает, что снижение пластового давления происходит и в водоносной зоне, однако интенсивность его снижения зависит от упругих запасов водоносной зоны, от темпа отбора газа, от фильтрационных свойств газоносной зоны и т.д.

Поэтому при анализе характера изменения пластового давления и прогнозирования его на весь период разработки необходимо учесть:

– влияние размещения скважин и возможность отставания темпа падения пластового давления в приконтурной зоне из-за значительности расстояния, которое необходимо преодолеть определенной части запасов газа. Надо отметить, что несмотря на весьма низкую вязкость газа, потери на трение при движении газа из приконтурной зоны к центру, где в основном расположены скважины, значительны и поэтому темп

истощения приконтурной зоны всегда будет отставать. Очень глубокая депрессионная воронка образуется и при бурении нескольких десятков горизонтальных скважин с платформы.

Избежать неравномерности распределения пластового давления по площади залежи практически невозможно, так как начинать разработку полностью разбурив месторождение и соблюдать при этом отбор газа по каждой скважине пропорционально ее удельным запасам не всегда оказывается рентабельным. Также невозможно полностью регулировать продвижение воды по отдельным пропласткам и участия низкопроницаемых пропластков в процессе разработки.

Поэтому основной задачей проектировщика при анализе изменения пластового давления в процессе разработки является:

– перераспределение отбора газа из различных участков залежи при наличии такой возможности;
– перепрогнозирование дебитов проектных скважин, объемов добычи газа и вторжения воды в залежь, продолжительности работы скважин без ввода ДКС, оценка условия сепарации газа при подготовке газа методом НТС и т.д., если проект разработки составлен приближенным методом без создания геолого-математической модели залежи.

Одним из основных предназначений анализа пластового давления является пересчет запасов газа методом падения давления. При этом весьма существенное значение имеют два показателя:

– изменение пластового давления за счет изменения газонасыщенного объема в результате вторжения воды в газовую залежь;
– изменение пластового давления за счет перетоков газа из неосвоенных участков залежи или из зон с менее интенсивным отбором газа, а также за счет перетоков из низкопроницаемых пропластков.

Необходимость пересчета запасов газа с целью их уточнения является основным фактором, из-за которого в проекте предусматривается огромное число измерений пластового давления практически одновременно во всех наблюдательных скважинах. Эти измерения носят периодичный характер (один раз за квартал или за полугодие) и обобщаются по зонам для оценки глубины депрессионных воронок и определения удельных запасов газа по этим зонам. Одновременность определения средних пластовых давлений и отборов газа по участкам является обязательным условием с целью исключения ошибок в величине определяемых запасов в результате перетоков газа между участками и двойного учета одних и тех же запасов газа.

Анализ результатов падения пластового давления в процессе разработки залежей с высоко- и низкопроницаемыми пропластками показывает, что характер падения пластового давления существенно изменяется в зависимости от запасов газа, проницаемости и параметра анизотропии пропластков, как это следует из **рисунка 10.7**.

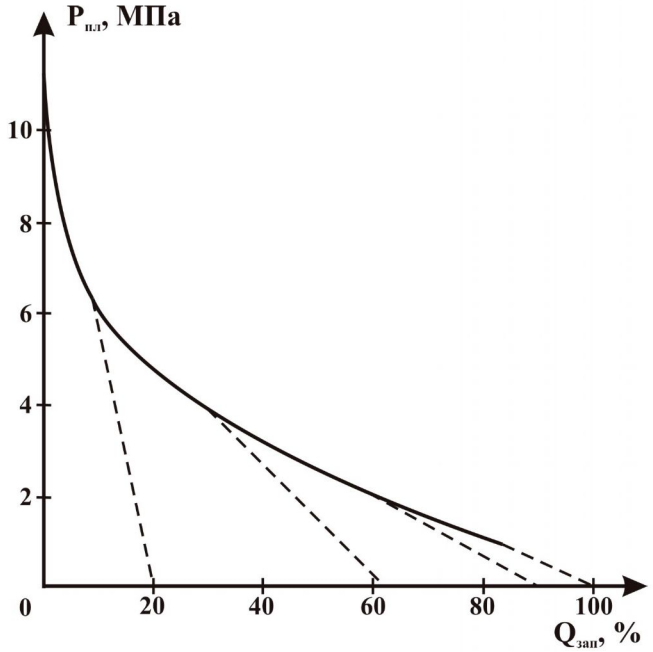

Рисунок 10.7 – Характер падения средневзвешенного пластового давления по площади в процессе разработки многослойных, неоднородных и анизотропных пластов

Использование блочных моделей участков месторождений для достоверного анализа характера изменения пластового давления

Анализ показателей разработки направлен на регулирование процесса разработки залежи и повышение точности прогнозируемых показателей. Имеющиеся приближенные методы оценки продвижения воды в газовую залежь и полное отсутствие методов учета участия низкопористых и низкопроницаемых пропластков в разработке не позволяют по результатам анализа поведения пластового давления сделать обоснованные выводы и дать рекомендации на период дальнейшей разработки залежи. Поэтому необходимо использовать хотя бы метод блочного моделирования.

Необходимость создания блочных (отдельных активных и менее активных с точки зрения темпа изменения пластового давления участков) моделей связана с двумя причинами.

1. Сложностью за короткий период времени создания полностью геолого-математической модели залежи, если разработка ее запроектирована приближенными методами без использования такой модели, что требует очень большого объема работ по сбору, анализу и обобщению имеющихся по всем скважинам материалов и ввода их в “Банк данных”.
2. Отсутствием приближенных с приемлемой точностью методов, позволяющих определить поведение пластового давления с учетом продвижения пластовых вод и степени участия каждого пропластка, незави-

симо от их емкостных и фильтрационных параметров в процессе истощения залежи.

Главным недостатком использования блочных моделей отдельных участков залежи и, если нужно, отдельных пропластков, в случае возможного продвижения воды по отдельным пропласткам является неучет взаимодействия между блоками. В принципе в грубой форме взаимодействие блоков может быть учтено путем задания темпа падения давления на контуре питания каждого блока.

Анализ поведения пластового давления при разработке месторождения горизонтальными скважинами

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений с применением горизонтальных скважин, если показатели разработки определены приближенными методами, то разницы в методах оценки среднего пластового давления не имеется и они аналогичны с методами, применяемыми при освоении залежи вертикальными скважинами.

Характер изменения пластового давления во времени и его распределения по площади при освоении залежи вертикальными скважинами зависит от сроков ввода скважин и участков залежи в разработку, от распределения отбора газа из залежи и от размещения и числа скважин.

При освоении залежи кустами наклонных скважин к изменению пластового давления во времени присовокупляется и сравнительная близость забоев скважин и происходит неравномерное распределение пластового давления не только из-за распределения отбора газа по зонам, но и из-за интенсивного истощения в пределах активного влияния близкорасположенных забоев, что в конечном счете отражается на дебитах скважин и обводнении этой зоны. Для большинства газовых месторождений севера Тюменской области образование дополнительной депрессионной воронки в результате кустового размещения скважин составляет 0,2÷0,6 МПа. Общий вид распределения пластового давления на определенную дату показан на **рисунке 10.8**.

Индекс “ф” указывает на фактическое распределение пластового давления. Пунктирными линиями показаны средневзвешенные пластовые давления, принятые при проектировании с использованием уравнения материального баланса. При использовании горизонтальных скважин изменение пластового давления во времени и его распределение по площади зависят не только от отбора газа из зоны размещения скважин, но и от их конструкции.

Равномерность дренирования газовых и газоконденсатных залежей может быть обеспечена размещением и конструкцией горизонтального ствола. Значительная длина горизонтального ствола при определенных величинах скорости движения газа по стволу приводит к весьма существенным потерям давления по его длине. Это означает, что забойные давления у начала горизонтального участка и у торца скважины существенно отличаются. Эта разница в давлениях становится более значимой, если горизонтальный ствол оборудован фонтанными трубами. При этом наименьшее давление

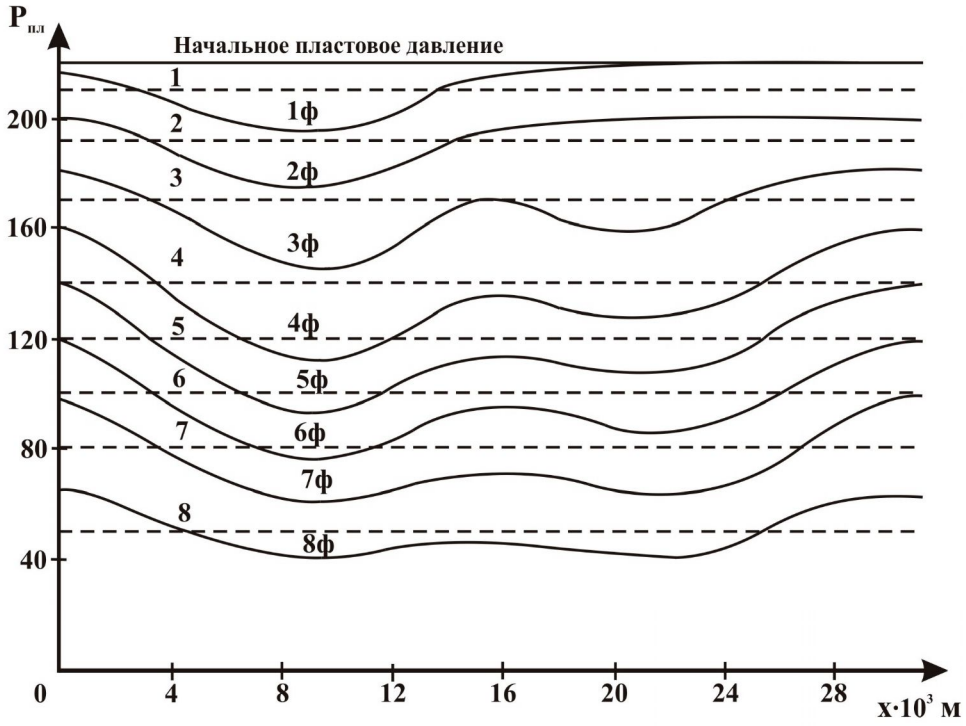

Рисунок 10.8 – Распределение пластового давления вдоль структуры залежи в процессе разработки в зонах расположения кустов и участков с интенсивным отбором газа

имеет место у башмака фонтанных труб. Чем длиннее ствол и соответственно фонтанные трубы и чем меньше диаметр фонтанных труб (см. **рисунок 10.9**), тем больше разница в величинах забойных давлений у начала горизонтального ствола и у башмака труб (см. **рисунок 10.9** кривые 1÷4).

Естественно, что чем меньше диаметр фонтанных труб, тем больше потери давления в фонтанных трубах и тем меньше потери давления в затрубном пространстве при заданном диаметре обсадной колонны, и наоборот.

В любом случае из-за сравнительно большой разницы в давлениях между началом горизонтального ствола и башмаком фонтанных труб при различных их длинах и диаметрах происходит истощение залежи с различной интенсивностью. Депрессионная воронка, образующаяся вдоль горизонтального ствола, зависит от потерь давления в горизонтальной части ствола скважины. Изменяя или заранее проектируя различные длины горизонтального ствола и длину и диаметр фонтанных труб, можно отвести максимальные депрессии на пласт на различные расстояния от начального участка горизонтальной скважины. На **рисунке 10.10** показано размещение горизонтальных скважин и положение башмака фонтанных труб, который обозначен крестиком, следовательно, место наибольшей депрессии на пласт и минимального пластового давления.

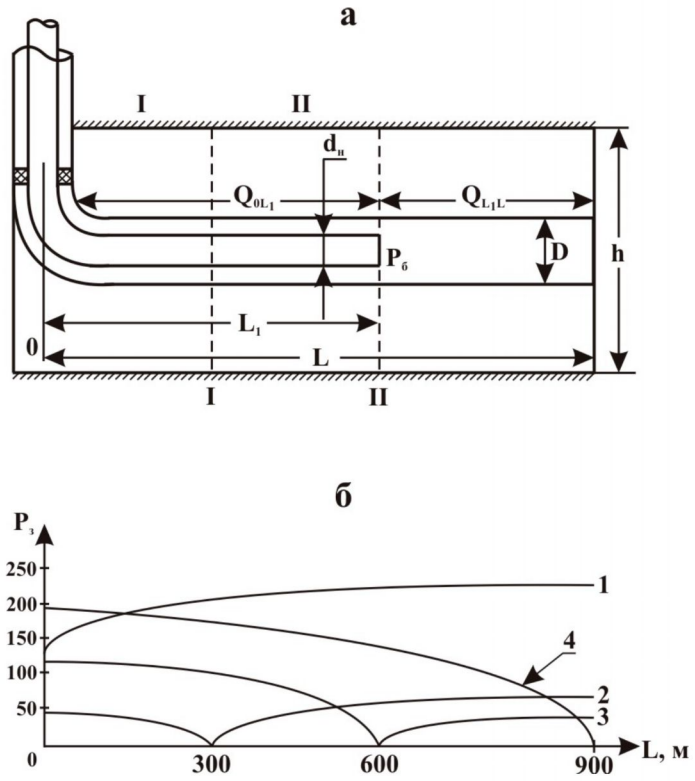

Рисунок 10.9 – Схема конструкции горизонтальной скважины – а и распределение давления по длине горизонтального ствола – б:

1 – фонтанные трубы спущены до начала горизонтального участка; 2 – длина фонтанных труб в горизонтальном стволе $L_ф$ равна 300 м; 3 – длина фонтанных труб в горизонтальном стволе $L_ф$= 600 м; 4 – длина фонтанных труб в горизонтальном стволе $L_ф$= 900 м, т.е. фонтанные трубы спущены по всей длине горизонтального ствола

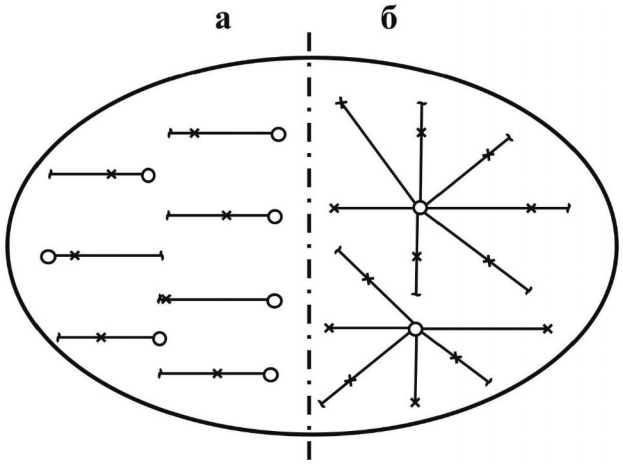

Рисунок 10.10 – Схема размещения горизонтальных скважин. Положения башмака фонтанных труб в горизонтальном стволе показаны крестиками

Возможность переноса сечения вдоль горизонтального ствола с максимальной депрессией на пласт позволяет не только сравнительно равномерно дренировать залежь, но и избежать обводнения скважин подошвенной водой. Изменение диаметра и длины фонтанных труб может быть осуществлено без ущерба для производительности скважин.

Поэтому при анализе поведения пластового давления залежи разрабатываемой системой горизонтальных скважин необходимо исходить из не обреченности, как это бывает при использовании вертикальных скважин, а из возможности оперативного регулирования распределения пластового давления путем изменения длины и диаметра фонтанных труб. Следует особо подчеркнуть, что при проектировании длины и диаметра эксплуатационных колонн горизонтальных скважин следует исходить из возможного изменения конструкции фонтанных труб в процессе разработки. Для заданных диаметра и длины обсадной колонны можно путем подбора соответствующей конструкции фонтанных труб создать практически любую депрессию на пласт на любом сечении ствола.

При анализе характера изменения пластового давления залежи, разрабатываемой горизонтальными скважинами, следует обратить особое внимание на расположение горизонтального ствола и вскрытие пропластков. В случае разработки многослойных неоднородных анизотропных пластов следует проанализировать степень истощения залежи по вскрытым и невскрытым пропласткам с учетом их взаимодействия. Поэтому при проектировании число и расположение наблюдательных скважин должно быть установлено исходя из вскрытия пропластков горизонтальным стволом, наклона пластов, фильтрационных параметров и запасов пропластков.

Анализ изменения забойного и устьевого давлений вертикальных и горизонтальных скважин

1. Забойное давление вертикальных скважин

При анализе забойных давлений надо исходить из величины депрессии на пласт, при которой скважина должна обеспечить проектный дебит. Часто на практике для получения проектного дебита в отдельных скважинах, а иногда на отдельных участках создают большие депрессии на пласт, чем это предусмотрено проектом. Превышение депрессии на пласт над проектным, а следовательно, снижение забойного давления может привести к ухудшению проницаемости призабойной зоны, ее разрушению, обводнению скважины подошвенной водой, образованию гидратов в призабойной зоне. Поэтому при анализе величин забойных давлений скважин следует предварительно изучить материалы о наличии подошвенной воды и возможности образования конуса воды. Если между контактом газ-вода и нижней границей интервала перфорации имеются непроницаемые или плохо проницаемые для воды пропластки, то при анализе величин забойных давлений следует не бояться возможности обводнения при нарушении допустимой величины депрессии на пласт. Аналогичным образом следует изучить и возможность об-

разования гидратов в призабойной зоне. При сравнительно высоких температурах газа в призабойной зоне – $T \geq 20^0$C снижение забойного давления над запланированным не должно являться основанием для пересмотра установленных значений депрессий на разных участках залежи.

2. Забойное давление горизонтальных скважин

Значительная длина горизонтального ствола, сравнительно большие дебиты горизонтальных скважин и выбранная конструкция должны быть объектами для анализа величины забойного давления в процессе разработки. При анализе забойных давлений горизонтальных скважин необходимо исходить из:

- изменчивости забойного давления и дебита по длине горизонтального ствола;
- возможности снижения потерь давления в горизонтальной части ствола путем изменения диаметра и длины фонтанных труб;
- возможности перераспределения давления вдоль горизонтального ствола в фонтанных трубах и в затрубном пространстве;
- необходимости перед вводом ДКС снизить потери давления на участке "пласт-устье скважины" за счет правильного выбора диаметра и длины фонтанных труб, сохраняя при этом дебит скважины.

Перечисленные выше факторы, влияющие на величину забойного давления, должны быть учтены и прогнозированы в проекте разработки. При необходимости, исходя из результатов анализа забойных давлений горизонтальных скважин, положения ГВК, текущих дебитов скважин можно увеличить диаметр и уменьшить длину фонтанных труб для снижения потерь давления в фонтанных трубах.

3. Устьевое давление

Одним из основных показателей, прогнозируемых в проекте разработки, является устьевое давление. Значение устьевого давления используется при расчетах шлейфов и коллекторов системы сбора газа на промысле. Величина устьевого давления при известных дебитах скважин в процессе разработки и диаметрах шлейфов и коллекторов является определяющей для величины входного давления в систему подготовки газа на промысле. Величина устьевого давления зависит от давления столба газа и потерь давления при движении газа по фонтанным трубам. Чем меньше скорость движения газа по фонтанным трубам, тем меньше потерь давления на трение в стволе и тем выше давление на устье. Снижение скорости потока газа в фонтанных трубах возможно путем увеличения их диаметров при заданном дебите скважины. Однако скорость потока не может быть снижена ниже 5 м/с из-за необходимости выноса твердых и жидких примесей, поступающих в скважину из пласта. Кроме того, неоправданно большой диаметр фонтанных труб, а следовательно, и обсадных колонн требует дополнительных затрат. При анализе изменения устьевых давлений следует особое внимание уделять на устьевые давления скважин, подключенных к общему коллектору. На месторож-

дениях севера Тюменской области, как правило, к общему коллектору подключены от трех до восьми скважин. На большинстве других месторождений в один общий коллектор подключены, как правило, 2÷3 скважины.

Поэтому при подключении в общий коллектор нескольких скважин, как правило, устьевое давление скважин регулируется при взаимодействии всех подключенных в коллектор скважин исходя из устьевых давлений каждого из них, потерь давления в манифольдах и в коллекторах в зависимости от расстояния скважины, подключенной первой в коллектор, и ее дебита. Схематично подключение нескольких скважин в один коллектор показан на **рисунке 10.11**.

В процессе разработки, в особенности на поздней стадии при выбранной начальной конструкции фонтанных труб потери давления в стволе уменьшаются из-за снижения дебита скважин. Кроме того, из-за значительного снижения давления в пласте и на забое к концу разработки разница между устьевым и забойным давлениями уменьшается.

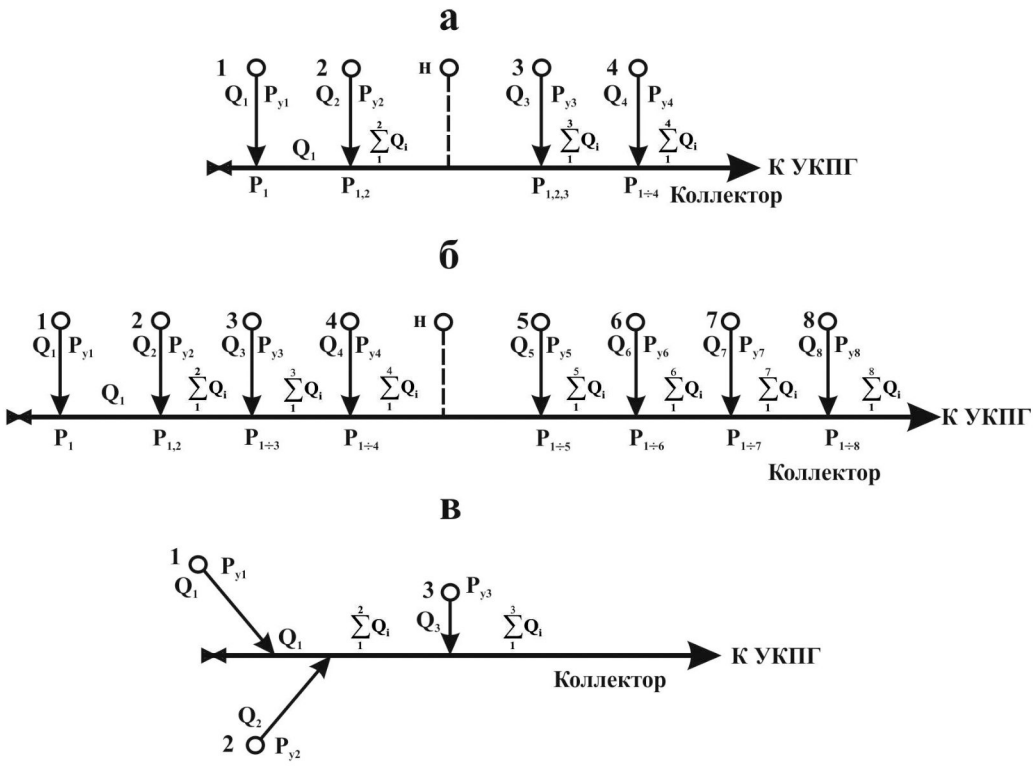

Рисунок 10.11 – Схема обвязки скважин в общий коллектор куста из 4-х – (а) и 8-ми – (б) эксплуатационных скважин и одной наблюдательной скважины – Н, а также скважин с произвольным размещением – (в)

В ряде случаев продление срока ввода ДКС осуществляется за счет снижения дебита скважин, т.е. за счет поддержания постоянным устьевых давлений скважин на определенном уровне. Однако при поддержании постоян-

ного устьевого давления дебит скважины снижается более интенсивно и при постоянном числе имеющихся скважин это приводит к снижению годового отбора из месторождения или его отдельных участков.

На любом газодобывающем предприятии ежеквартально "обновляются" в табличный форме технологические режимы работы скважин. В этих таблицах приводятся устьевые давления, не пересчитанные соответствующими методами, а установленные, как правило, путем синхронного со снижением пластового давления. Поэтому при анализе устьевых давлений не следует в качестве исходной информации использовать давления, приведенные в таблицах с технологическими режимами. Анализ поведения устьевых давлений следует проводить по результатам замеров P_y, выполняемых согласно программе по контролю за разработкой. При этом обязательно нужно учесть дебит скважины на момент измерения P_y, знать конструкцию фонтанных труб, дополнительного оборудования в стволе (клапанов, переходных узлов, пакера, хвостовика и т.д.), а также наличие и количество жидкости в потоке. При обвязке скважин в общий коллектор противодавления в коллекторе, создаваемые другими скважинами, должны отражаться на устье скважины, если даже она отключена.

10.10. Анализ годовых отборов из месторождения

Годовые отборы из месторождения связаны с наличием скважин, пригодных для эксплуатации в начале разработки, числом буровых станков и бригад для разбуривания залежи, геологической характеристикой месторождения, производительностью скважин, запасами газа, системой разработки, в особенности на газоконденсатных и газонефтяных месторождениях, состоянием обустройства, составом газа, если добываемый газ представляет интерес не только как топливо, но и как сырье для получения серы, гелия, этана и т.д., потребностью на газ, наличием в регионе других месторождений, сети газопроводов и т.д.

В принципе объем годового отбора должен быть установлен технико-экономическими показателями разработки залежи. При классическом подходе к величине годового отбора из месторождения в период постоянной добычи газа считалось, что он не должен превышать 5% от балансовых запасов газа и поддерживаться до 50% их извлечения. Эти параметры обосновывались исходя из окупаемости капвложений и эксплуатационных затрат. На разрабатываемых месторождениях Российской Федерации в период постоянной добычи газа годовые отборы составляют от доли процента до 5% от начальных запасов газа. Так, например, годовой отбор газа из Астраханского месторождения составляет меньше одного процента, из Оренбургского месторождения около 3%, из месторождения Медвежье около 5% от запасов принятых в начале разработки (в настоящее время эти запасы переутверждены и увеличены на ~30%).

В период нарастающей добычи газа годовые отборы устанавливаются техническими возможностями предприятия и системы сбора, подготовки и транспорта газа. Обычно этот период длится 2÷5 лет. В период падающей добычи газа годовые отборы превращаются из категории известных величин в категорию возможных, так как дальнейшее разбуривание месторождения прекращается из-за нецелесообразности бурения новых скважин по экономическим показателям, а также возникающих технологических трудностей при бурении в условиях низких пластовых давлений.

При анализе годовых отборов следует исходить из:

– запланированного отбора газа из месторождения в целом, по участкам, по кустам и скважинам;
– величины запасов газа, если они изменились по результатам новых скважин, пробуренных на структуре;
– сроков ввода в эксплуатацию скважин, обвязки, УКПГ и ДКС;
– изменения основных геологических параметров: толщины пласта, ГВК, проницаемости и т.д. по мере получения информации из новых скважин;
– запланированного и фактического технического оснащения предприятия для разбуривания залежи согласно проекту разработки

и т.д.

При анализе следует сравнить проектные и фактические данные, и если они не совпадают, то следует конкретно указать степень обоснованности отклонений от проектного. При анализе годового отбора следует исходить из необходимости работы на нормальном режиме пласта, скважины, установок по осушке газа и если введена ДКС, то и компрессорных машин.

Необходимо исходя из реальных показателей месторождения, скважин и установок по подготовке газа при необходимости перераспределить отборы газа по отдельным участкам. Проектировщик должен при анализе годовых отборов исходить из реальных материалов. Часто на газодобывающих предприятиях производят искусственное перераспределение отборов газа по участкам, если один из участков временно оказался неработоспособным. По результатам анализа пластового давления и годовых отборов должны быть разработаны рекомендации по продлению срока ввода ДКС, выравнивания давления на различных участках залежи.

Наиболее существенное изменение годовых отборов происходит, если запасы газа оказываются существенно завышенными или заниженными по сравнению с запасами, принятыми при проектировании, если фильтрационные свойства пористой среды оказались более низкими по сравнению с принятыми в проекте на значительной части залежи, если положение газоводяного контакта оказалось намного выше, чем это было принято в проекте, и т.д.

Проведенный анализ годовых отборов, учитывающий: число и сроки ввода скважин; их обвязки; сроки ввода УКПГ, а позднее и ДКС; дебиты скважин и другие факторы, должен показать текущее состояние добычи газа

из залежи и объективно оценить перспективы отбора на базе накопленного материала.

Если отклонения по отборам существенны, то должна быть рекомендована необходимость пересмотра проекта, его корректировка. Иногда такие рекомендации могут носить временный характер. Перераспределение отбора должно быть увязано с мощностью установок по осушке газа и другими технологическими звеньями системы добычи газа.

При анализе годовых отборов особое внимание следует уделять возможностям залежи в период падающей добычи газа с учетом перетоков газа из низкопроницаемых пропластков в высокопроницаемые и интенсивности обводнения залежи подошвенной и контурной водами и снижения при этом дебита и числа скважин из-за уменьшения газонасыщенной толщины и обводнения скважин.

10.11. Анализ состояния обводнения месторождения

Изучение, анализ и обобщение вопросов, связанных с продвижением подошвенной и контурной вод, а в ряде случаев одновременно обеих, если месторождение массивно-пластового типа, является одной из основных задач анализа разработки. Причем для разрабатываемых в настоящее время месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и других эта задача имеет первостепенное значение из-за активности воды и высокой проницаемости пласта газоносной зоны. Продвижение воды в залежь зависит от интенсивности падения пластового давления на отдельных участках залежи. Последствия продвижения воды в газовую залежь очень значительны, и поэтому изучение и анализ накопленного материала по обводнению должны быть глубокими и всесторонними. Для изучения характера и темпа вторжения воды в газовую залежь следует исходить из типа залежи, из неоднородности пласта, параметра анизотропии, наличия и глубины депрессионной воронки, темпа отбора газа в целом и по зонам и т.д.

Для оценки состояния обводненности газовой залежи следует учесть: состав добываемой продукции, т.е. количественное изменение во времени и по площади объема добываемого газа и воды, состав добываемой воды, характер изменения уровня воды в пьезометрических скважинах, распределение пластового давления в водоносной зоне, характер изменения пластового давления в газоносной зоне и т.д.

Анализ состояния обводнения газоносных пластов и полученные при этом результаты позволяют достоверно прогнозировать:

– изменения пластового давления во времени и по участкам;
– дебиты скважин в зависимости от обводнения их подошвенной водой и изменения газонасыщенной толщины пласта в результате подъема ГВК;

– запасы газа с учетом изменения начального газонасыщенного объема и характера изменения пластового давления в зависимости от объема вторгшейся в газовую залежь воды. При анализе состояния обводнения залежи следует исходить не только из фактических данных, подтверждающих или отрицающих степень обводненности залежи или ее отдельных зон. Качественный анализ может иметь место, если исходными данными, полученными расчетным (приближенным или численным) путем, подтверждается текущее состояние обводненности.

При анализе состояния обводнения следует исходить из возможности:

– общего обводнения залежи подошвенной водой при сравнительно однородных и изотропных параметрах залежи;
– интенсивного обводнения высокопроницаемых пропластков, в особенности контурной водой;
– частичного обводнения залежи подошвенной водой в целом или локальными участками из-за наличия в разрезе практически водонепроницаемых пропластков-перемычек;
– очень замедленного обводнения залежи или ее отдельных участков из-за низкой вертикальной проницаемости пластов;
– локального обводнения отдельных участков при наличии тектонических нарушений и т.д.

Такой анализ с соответствующим подтверждением, полученным приближенными расчетами, практически невозможен из-за сложности проблемы обводнения неоднородных залежей с неравномерным отбором газа из отдельных их участков.

Качественный анализ состояния обводнения может быть выполнен только с использованием геолого-математических моделей месторождения или его фрагментов отдельных участков.

На практике достаточно часто при общей тенденции залежи к обводнению полностью обводненных в массовом порядке скважин оказываются немного. В таких случаях следует:

– детально проанализировать наличие низкопроницаемых пропластков между ГВК и нижней границей интервалов перфорации скважин;
– детально изучить водопроницаемость газоносных пластов в вертикальном направлении и увязать ее величину с порогом подвижности подошвенной воды и кривыми фазовых проницаемостей с дебитами воды, ожидаемыми в обводненных газовых скважинах.

Как правило, по промысловым наблюдениям строят с использованием ПК и соответствующих программ карты обводненности залежи по структуре во времени. При этом используются данные исследования эксплуатационных скважин, составы их продукции, данные промыслово-геофизических исследований, а также уровни воды в пьезометрических скважинах. При проектировании месторождения путем моделирования состояние обводненности пропластков можно наблюдать на мониторе в любой момент времени по любой ячейке.

В случае продвижения контурной воды в газовую залежь пластового типа характер обводнения будет зависеть от проницаемости отдельных пропластков. Однако интенсивное обводнение высокопроницаемого пропластка не означает, что залегающие сверху и снизу пропластки останутся необводненными. Но частичное обводнение этих пропластков может привести к значительным потерям газа.

Проводимый анализ обводнения месторождения должен заканчиваться прогнозом дальнейшего поведения процесса обводнения с учетом фактических данных разработки месторождения и состояния текущего обводнения. При разработке рекомендаций по дальнейшему "регулированию" процесса обводнения залежи и ее отдельных участков, кустов и скважин должны быть учтены упругие запасы водоносного бассейна, снижения пластового давления в водоносной зоне, темпы обводнения на разных стадиях разработки.

10.12. Анализ состояния системы сбора и подготовки газа

Состояние системы сбора и подготовки должно быть проанализировано исходя из проектных решений по обустройству промысла и принципиальных положений, предусмотренных проектом разработки.

Перечень вопросов, подлежащих анализу состояния сбора и подготовки газа, зависит от принципов подготовки, принятой схемы сбора, термобарических параметров газа, состава добываемой продукции, расположения скважин и местонахождения залежи. К перечню параметров, подлежащих учету, относятся:

- вопросы обвязки скважин согласно проекту разработки в установленные сроки исходя из параметров шлейфов (коллекторов) и проектных дебитов, давлений и температур скважин;
- принципы подготовки газа на промысле: методами низкотемпературной сепарации, абсорбции или адсорбции;
- схема подготовки газа на промысле; промысловых и головных сооружениях; промысловая и заводская подготовка газа;
- мощности установок по подготовке газа и отдельных технологических линий. Режим осушки газа в сепараторах, абсорберах, адсорберах и режимы восстановления сорбентов, разделителей, теплообменников с учетом изменения состава добываемой продукции и термобарических условий;
- сроки и мощности вводимых на поздней стадии разработки холодильных установок или турбодетандеров;
- сроки ввода и мощности дожимных компрессорных установок;
- количественная и качественная характеристика используемых ингибиторов и сорбентов;
- потери ингибиторов и сорбентов в процессе эксплуатации;
- регенерация ингибиторов;

– утилизация продуктов разделения продукции скважин;
– вопросы, связанные с дальнейшей подготовкой газа на головных сооружениях и газоперерабатывающих заводах;

и др.

Анализ состояния сбора газа

Анализ проводится с целью определения соответствия фактического состояния сбора газа, обвязки скважин (индивидуально и в общий коллектор) с соответствующими техническими характеристиками труб и прокладкой их на промысле с проектными.

Нередки случаи, когда из-за недостаточной изученности геологических особенностей месторождения на стадии проектирования разработки залежи отдельные участки ее оказываются менее продуктивными. При таких случаях по ходу строительства промысловых сооружений исходя из установленных отклонений от первоначальных предположений вносятся изменения по количеству и размещению скважин а, следовательно, и их обвязке и по мощности и местоположению, предусмотренных проектом УКПГ. Как правило, такие изменения носят характер уменьшения проектных мощностей УКПГ и числа и расположения скважин.

Изменения, связанные со сбором газа, относятся прежде всего к схеме подключения скважин к УКПГ. До 1970-х годов, как правило, предусматривалось индивидуальное подключение каждой скважины к установкам по подготовке газа. Такая схема имела единственное по тем временам преимущество – работа каждой скважины контролировалась, т.е. по каждой скважине была возможность определить ее дебит, давление и температуру. Отсутствие индивидуальных постоянно действующих измерительных приборов по определению дебита на устьях скважин и в настоящее время исключает на большинстве месторождений возможность постоянно контролировать режим эксплуатации скважин при их подключении в общий коллектор.

В случае отклонения от проектных решений по сбору газа на промысле прежде всего следует исходить из того, насколько при изменении схемы сбора изменились основные параметры скважины и системы обвязки, т.е. дебиты, давления и температуры, в какой степени эти изменения отразились на режиме эксплуатации скважин и выходных давлений и температур шлейфов (коллекторов), как эти изменения отразились на работе сепараторов, теплообменников, абсорберов и т.д. Как эти изменения будут влиять на режим эксплуатации системы “скважина–УКПГ” на поздней стадии разработки залежи.

При анализе состояния сбора газа одним из обязательных условий является оценка термобарических параметров шлейфов и коллекторов, т.е. изменения выходных давлений и температур при обводнении скважин или при естественном увеличении влагосодержания газа на поздней стадии разработки. С учетом этих изменений следует рассчитать ожидаемые в новых условиях потери давления в системе сбора, с новым количеством жидкости в

потоке, изменения шероховатости труб в процессе их эксплуатации и других факторов.

По данным анализа состояния сбора газа с учетом изменений в системе сбора и проведенных расчетов для выяснения, к чему приведут эти изменения с увеличивающимися тенденциями роста количества жидкой фазы в потоке, следует разработать рекомендации по ожидаемым изменениям термобарических параметров газа на входе в УКПГ. Исходя из этих расчетов и рекомендаций должны быть установлены новые условия осушки и очистки газа на промысле и сроки ввода дожимных компрессорных станций.

Анализ работы принятой схемы подготовки газа

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений, как было отмечено ранее, используют три принципа подготовки газа: низкотемпературная сепарация – НТС; абсорбционный способ осушки газа и адсорбционный способ осушки газа.

Преимущества и недостатки этих способов рассмотрены в разделе по проектированию разработки месторождений углеводородов. Ниже рассматриваются основные параметры каждого из этих способов подготовки на примере одной технологической линии:

- при анализе работы системы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации изучить проектные и фактические параметры сепараторов I и II ступени, теплообменника, разделителей, системы ингибирования и утилизации, получаемых продуктов разделения;
- при анализе работы абсорбционной системы осушки газа изучить проектные и фактические параметры абсорбера, десорбера, нагревателей, холодильников, сепараторов для улавливания уносимых жидких сорбентов – ДЭГ или ТЭГ и продуктов испарения в десорбере, концентрации и количества, впрыскиваемых сорбентов, пропускных способностей абсорбера и десорбера и т.д.;
- при анализе работы адсорбционной системы осушки газа изучить фактические параметры адсорбера с адсорбентами и сравнить их с проектными; первичных сепараторов-каплеотбойников; подогревателя перед подачей газа в колонну с режимом десорбции охлаждения и сепарации продуктов десорбции, продолжительность цикла адсорбции и десорбции; активность сорбентов; пропускные способности колонн; потери давления в адсорбере и т.д.

При анализе работы всех перечисленных выше способов подготовки газа особое внимание должно быть уделено:

- соблюдению проектных решений по производительности, давлению и температуре каждой технологической линии и нарушению режима отдельных линий при ремонтно-профилактических работах на одной из них;
- увеличению объема влаги в составе добываемой продукции в процессе разработки;

– снижению давления и увеличению скорости с момента ввода ДКС;
– соблюдению температур точки росы по влаге и углеводородам в зимнее и летнее время.

Анализ работы системы подготовки газа методом НТС

Система подготовки газа методом низкотемпературной сепарации используется для очистки и осушки газа газоконденсатных месторождений. Использование жидких или твердых сорбентов для осушки газа газоконденсатных месторождений нецелесообразно из-за близости температур кипения жидких поглотителей и отдельных компонентов углеводородов, входящих в состав конденсата; трудности отделения их от твердых сорбентов; ухудшения поглощающих способностей сорбентов. Применение системы НТС для подготовки газа более тесно связано с технологией и техникой подготовки газа. Технологически для создания низкой температуры точки росы методом НТС необходимо не только обеспечение низкой температуры сепарации и давления максимальной конденсации в сепараторе, но и способность сепаратора полностью улавливать жидкую фазу. Выпускаемые в настоящее время отечественные и зарубежные сепараторы гравитационного и инерционного типов не гарантируют 100% отделения жидких капель независимо от их конструктивных особенностей (вертикальные или горизонтальные сепараторы с насадками или без них).

Кроме того, как в гравитационных, так и в циклонных сепараторах имеются допустимые диапазоны скорости движения потока в сепараторах. Естественно, что в процессе разработки месторождения происходят качественное и количественное изменения состава сепарируемого потока и эти изменения должны быть учтены при выборе режима сепарации.

При анализе состояния подготовки газа методом НТС предметом изучения должны быть изменения состава поступающего потока, количество сепарируемого газа, снижение давления и повышение температуры газа в процессе разработки, когда установки за счет собственной энергии газа не в состоянии обеспечить необходимые $P_{сеп}$ и $T_{сеп}$, а установки искусственного холода или трубодетандерные агрегаты еще не введены в систему подготовки. По материалам анализа работы системы НТС и исходя из кривых фазового состояния газоконденсатной смеси, должен быть количественно установлен уход конденсата и разработаны рекомендации, обеспечивающие полное извлечение конденсата на промысле.

При анализе работы системы НТС одной из главных задач является определение соответствия проектной и фактической величин теплообмена в теплообменниках. Несоответствие этих величин может быть связано с непроектным характером изменения давления во времени и по площади залежи в системе “пласт–УКПГ”, изменением условий эксплуатации скважин из-за несвоевременного ввода ДКС и т.д.

По материалам анализа, исходя из уточненных запасов газа, распределения отборов газа по участкам залежи, следует установить соответствие про-

ектных и фактических снижений температур во второй ступени сепарации и в теплообменнике и подготовить рекомендации об ожидаемых условиях работы сепараторов I и II ступени и теплообменника.

Проведенные по элементам системы НТС анализы должны, в конечном счете, сводиться к оценке проектного и фактического выхода конденсата и температур точки росы по влаге и углеводородам. Если система НТС выполняет только промежуточную подготовку газа, а окончательное обеспечение товарной кондиции достигается в головных сооружениях, то необходимо оценить работу промежуточного охлаждения газа в теплообменниках "воздух-газ", "вода-газ" и "газ-газ" (после дросселирования) с последующим применением абсорбционного процесса, как это имеет место на месторождениях с высокой температурой газа, как например, на месторождении Шатлык (Туркменская Республика).

Анализ работы системы подготовки газа методом абсорбции

На большинстве месторождений газа севера Тюменской области в отложениях сеномана тяжелые компоненты углеводородов в составе газа практически отсутствуют. По оценкам ВНИИГаза содержание фракций $C_{5+в}$ в газах сеноманских отложений не превышает $0{,}3 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3 газа. При таком содержании тяжелых компонентов углеводородов (это в основном пентановая фракция) осушку газа целесообразно производить методами абсорбции или адсорбции, позволяющих в условиях Севера обеспечить более низкую температуру точки росы по влаге.

Использование процесса абсорбции как способ осушки не очень жирных газов при анализе состояния подготовки газа требует изучения режимов работы абсорбера, десорбера, холодильников, теплообменников для подогрева водосорбентной смеси, сепараторов после абсорбера и десорбера.

При анализе работы абсорбера следует обратить внимание на режим его эксплуатации; т.е. производительность по технической характеристике абсорбера; давление и температуру абсорбции; на содержание продукции, поступающей в абсорбер по проекту в процессе разработки; на унос сорбента из абсорбера, на условие подачи сорбента в абсорбер; количество, концентрацию, температуру впрыскиваемого высококонцентрированного сорбента; на очищение газа от твердых примесей и капельной жидкости в скруберной части абсорбера.

При анализе работы десорбера следует обратить внимание на термобарический режим процесса десорбции с учетом свойств используемого сорбента, на степень очистки сорбента от влаги, от тяжелых компонентов углеводородов, т.е. на концентрацию отработанного гликоля. Количество сорбента с учетом частичного уноса из абсорбера и испарения в десорбере должно быть восстановлено за счет ввода в линию нагнетания дополнительного ненасыщенного влагой сорбента из резервных емкостей.

При анализе работы системы абсорбционной осушки должно быть проверено проектное количество подаваемого в цикл абсорбента и его соответ-

ствие текущему содержанию влаги в газе. В случае несоответствия подаваемого абсорбента необходимо рассчитать новый удельный объем (массу) абсорбента с учетом изменения влагосодержания газа во времени в процессе разработки.

Анализу должна подвергаться работа сепаратора после абсорбера, предназначенного для улавливания уносимого потоком газа из абсорбера впрыскиваемого абсорбента. В этом сепараторе должно быть поддержано определенное давление газа, подаваемого в магистральный газопровод. Должна быть проанализирована работа холодильника и сепаратора после десорбера.

Полученные результаты должны быть обобщены и по ним разработаны новые рекомендации по совершенствованию системы осушки газа.

Анализ работы системы подготовки газа методом адсорбции

Этот способ осушки не нашел широкого применения из-за технологических трудностей. Несмотря на лучшие показатели по температуре точки росы осушаемого таким способом газа, данный способ имеет два основных недостатка: потери давления в адсорберах и утилизация отработанного адсорбента, а также сравнительно низкая продолжительность цикла сорбции влаги. Осушка газа этим способом производится на некоторых УКПГ месторождения Медвежье.

Появление этого способа на отечественных месторождениях было обусловлено отсутствием опыта добычи и осушки газа на севере Тюменской области в условиях низких температур добычи и транспорта газа в зимнее время.

При анализе системы осушки газа адсорбционным способом следует изучить: состояние и режим работы адсорбционной (десорбционной) колонны как на режиме адсорбции, так и на режиме десорбции; условие сепарации твердых и жидких примесей в потоке газа до подачи ее в адсорбционную колонку, температурный режим подогревателя части газа для десорбции; пропускную способность адсорбера при гарантированном качестве осушки газа за определенный промежуток времени, т.е. за цикл поглощения; изменение влияния увеличения влажности газа в процессе разработки на количество адсорбента и на продолжительность цикла; потери давления в адсорбере в начале и в конце цикла, работу системы охлаждения, сепарации и разделения продуктов десорбции и т.д.

Одним из существенных вопросов для анализа является изменение адсорбционной активности твердых поглотителей и качество газа в процессе длительного пользования сорбентами. Актуальность этого вопроса повышается по мере увеличения содержания влаги в газе на поздней стадии разработки залежи.

По перечисленным выше показателям, предопределяющим температуру точки росы, следует разрабатывать рекомендации, если данные анализа показывают отклонения этих параметров от проектного независимо от того, по какой причине эти отклонения имеют место. Следует проанализировать

степень осушки газа в начале и к концу цикла колонки на режиме адсорбции, а также степень износа сорбентов в результате их длительного пользования.

Анализ совместной работы промысловых установок и головных сооружений

Подготовка газа на промысловых установках и на головных сооружениях осуществляется на газоконденсатных месторождениях с высокой температурой газа в пласте. При анализе состояния сбора и подготовки газа на таких месторождениях следует исходить из того, что принципом осушки должна быть низкотемпературная сепарация, иногда совмещенная с абсорбционным методом для доосушки газа, если после предварительного его охлаждения воздухом и водой давление газа не снижает температуру до нужной низкой температуры за счет дроссель-эффекта. При анализе состояния системы подготовки этим способом должны быть изучены режимы работ каждого узла этой системы и соответствие параметров всех узлов проектным. Если в процессе эксплуатации изменены режимы работы отдельных узлов с сохранением конечной степени осушки, то в материалах анализа следует указать причины изменения проектного режима.

Анализ работы отдельных узлов совместной работы промысловых установок и головных сооружений должен быть проведен по тем параметрам и критериям, которые были изложены в предыдущих пунктах по анализу работ системы НТС и абсорбционной осушки газа.

Анализ мощности отдельных технологических линий при осушке газа методами НТС, абсорбции и адсорбции и их узлов

При проектировании системы подготовки газа на промысле обычно предусматривается работа любой из вышеназванных систем осушки на номинальном режиме. Допускается кратковременное превышение производительности технологических линий до 30% от номинальной мощности установки. Однако это не означает, что при этом все узлы технологической линии обеспечивают требуемую кондицию осушаемого газа. В частности, это относится к сепараторам, работающим в режиме гравитации. Поэтому при анализе работы системы осушки газа следует прежде всего рассмотреть проектные и фактические параметры режима осушки газа, к которым относятся: производительность каждого узла этой системы, давление и температура осушки и состав поступающей к системе осушки продукции.

Отчасти соблюдение режима осушки по проекту связано со сроком ввода технологических линий в пределах рассматриваемого УКПГ и проводимыми ремонтно-профилактическими работами на одной из технологических линий. В целом в эту систему следует отнести и сроки ввода на поздней стадии разработки месторождения холодильных установок и сроки ввода и мощности дожимных компрессорных станций. Своевременность ввода ДКС с требуемой мощностью является одним из основных факторов, обеспечивающих качество осушки газа.

При анализе мощностей отдельных технологических линий и узлов этих линий следует учесть суточные добычи газа по отдельным УКПГ, состояние обвязки скважин с новыми УКПГ и отдельными технологическими линиями.

Анализ работы системы ингибирования скважин для предотвращения гидратообразования, коррозии и солеотложений

В общий перечень вопросов, связанных с ингибированием, входят:

– необходимость ингибирования скважин исходя из состава добываемого газа, продукции скважин и термобарическим параметрам газа в системе "призабойная зона пласта – устье скважины";
– ингибирование из-за возможного гидратообразования, коррозии скважинного и промыслового оборудования и солеотложений;
– количественная и качественная характеристика рекомендованных ингибиторов;
– регенерация ингибиторов, потери ингибиторов, изменение условий для ингибирования и обоснование для прекращения ингибирования скважин;
– утилизация продуктов регенерации ингибиторов и продуктов в разделительных емкостях.

При анализе работы по ингибированию скважин прежде всего следует исходить из геолого-технических и термобарических условий, имеющих место на данном месторождении. Это означает, что проектировщик обязан исходя из состава газа на наличие коррозионно-активных компонентов – CO_2, H_2S, Hg и т.д. предопределить необходимость ингибирования скважин. Проектировщик обязан исходя из давления и температуры газа и их распределения в системе "пласт–УКПГ" установить возможность образования гидратов. При этом проектировщик должен исходить из реального диапазона изменения давления и температуры газа в названной системе в высоко– и низкопродуктивных скважинах, в процессе исследования скважин, в скважинах, где большие депрессии на пласт и большие потери из-за конструкции скважин. Необходимо при решении вопроса ингибирования скважин исходить из ожидаемого обводнения скважин подошвенной или краевой водой, из-за которой возможны будут солеотложения, начиная от некоторой стадии эксплуатации скважин.

Обобщая перечисленные выше случаи, проектировщик должен разработать рекомендации по использованию комплексного ингибитора, определив при этом количество и качество выбранного ингибитора. При разработке рекомендаций должны быть указаны места ингибирования, изменение количества и качества ингибитора в процессе разработки или прекращение его подачи. К концу разработки обычно снижается необходимость ингибирования из-за гидратообразования, коррозии скважинного оборудования, так как к концу разработки снижается пластовое давление и парциальное давление коррозионно-активных компонентов. Увеличивается к концу разработки опасность солеотложений и, следовательно, необходимость ингибирования против солеотложения.

Отмеченные выше положения должны быть заложены в основу анализа работы системы ингибирования и ее соответствие с проектными. Достаточно часто в процессе дальнейшего изучения залежи выясняются новые детали о составах газа, об обводнении скважин пластовой водой и т.д. Эти данные требуют внесения изменений по проектным решениям по части ингибирования, что и должно быть сделано по результатам анализа системы ингибирования. К этим материалам должны быть добавлены материалы анализа регенерации ингибиторов, потери и их изменения качественно и количественно в зависимости от изменения давления и температуры, добываемого газа, парциальных давлений коррозионно-активных компонентов, состава добываемой продукции с позиции наличия пластовой воды.

10.13. Анализ показателей разработки при использовании численных методов прогнозирования

Объем работы и число параметров подлежащих анализу показателей разработки зависит от метода проектирования. Естественно, что при приближенном методе проектирования разработки количество важнейших параметров, прогнозируемых в проекте, намного меньше, чем прогнозируемых при использовании численных методов с применением геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов.

1. К общим параметрам и показателям, подлежащим анализу независимо от метода проектирования, относятся:

- уточнение геологической характеристики залежи, включающей в себя структуру, толщину, пористость, проницаемость, насыщенность, неоднородность, наличие тектонических нарушений, ГВК и многие другие параметры, состав добываемой продукции;
- исследование скважин для определения параметров пластов и обоснование режимов работы скважин и режим их эксплуатации;
- давление, температура и дебиты скважин;
- число и размещение скважин и их конструкции;
- годовые отборы газа и конденсата;
- сбор и подготовка газа на промысле;
- ввод УИХ и ДКС

и другие параметры, подлежащие определению и прогнозированию.

2. При приближенном методе проектирования разработки залежи кроме перечисленных выше параметров анализу подлежат:

- запасы газа объемным методом и методом падения пластового давления;
- изменение среднего по площади и по толщине пластового давления с учетом срока ввода в эксплуатацию новых участков и УКПГ;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления, используемого при прогнозировании дебита “средней” проектной скважины.

3. При численном методе прогнозирования показателей разработки месторождения или его фрагментов путем создания геолого-математической модели кроме общих с приближенными методами параметров, перечисленных выше, возможно и необходимо проанализировать следующие показатели.

1. Запасы газа, подсчитанные численным методом по известным на дату проектирования параметрам отдельных пропластков, и их изменения, обнаруженные при последующем разбуривании месторождения. При этом особое внимание должно быть уделено степени истощения каждого пропластка на дату проведения анализа и положение ГВК по каждому пропластку.

2. Распределение пластового давления по площади, дренируемой каждой скважиной, кустом и участком, дренируемом отдельными УКПГ, включая и водоносной, в особенности приконтурной зоны.

3. Распределение насыщенности пористой среды газом, выпавшим конденсатом и водой по каждому пропластку и по площади.

4. Текущие коэффициенты газа и конденсатоотдачи.

5. Состояние обводнения высоко- и низкопроницаемых пропластков.

6. Объемы вторгшейся в каждый пропласток воды.

7. Направление перетоков газа и воды между пропластками и участками залежи.

8. Состояние и реальные возможности обводнения скважин и кустов.

Все восемь перечисленных выше и многие другие показатели разработки и параметры пласта и скважин на любую дату и по любой ячейке выдаются на монитор или в виде распечаток проектировщику согласно программе, использованной при проектировании.

Перечисленные и другие параметры, которые могут быть прогнозированы только численным методом проектирования залежи, являются определяющими для устойчивой, без осложнений работы месторождения.

Анализ запасов газа, подсчитанных численным методом, может иметь место только в том случае, если подсчет запасов газа произведен с применением геолого-математической модели залежи с весьма ограниченным объемом исходных данных, а также если подсчет произведен по отдельным фрагментам. Такой анализ невозможен, если подсчет запасов выполнен объемным методом или методом падения пластового давления из-за того, что эти методы не учитывают реальные перетоки между пропластками и участками залежи. Точные объемы перетоков на разной стадии разработки между пропластками и участками с учетом их вскрытия и сроков ввода в разработку возможны только при подсчете запасов газа с применением геолого-математических моделей.

При анализе запасов газа определенных численным методом следует исходить из новых данных, полученных при разбуривании залежи. Эти данные прежде всего будут относиться к параметрам пропластков: толщине, пористости, проницаемости, газонефтеводонасыщенности и др., принятых при

первичном моделировании для подсчета запасов газа. Эти параметры в новых скважинах могут соответствовать принятым или в определенной степени отличаться от принятых. В случае несовпадения этих параметров в модель, созданную для подсчета запасов, следует внести соответствующие поправки. При анализе следует обратить особое внимание на истощение запасов отдельных пропластков. Степень истощения каждого пропластка должна быть увязана с параметром анизотропии этих пропластков, степенью истощения выше- и нижележащих соседних пропластков, темпом отбора и запасами газа, вскрытием пропластков, продвижением воды в залежь и многими другими факторами, влияющими на истощение каждого пропластка.

Одним из основных и присущих только численному методу прогнозирования показателей разработки является ***насыщенность пористой среды газом, нефтью и водой и ее изменение в процессе разработки*** при определении объема вторгающейся воды в газовую залежь и возможности обводнения эксплуатационных скважин и его влияния на их производительность. По известной насыщенности оценивается фазовая проницаемость для газа и воды, следовательно, и дебиты скважин по газу и воде. При численном методе прогнозирования показателей разработки в проекте должно быть спрогнозировано изменение насыщенности залежи в процессе разработки, т.е. использованная программа должна выдать карты по перемещению контура газоводонасыщенности.

Следует проанализировать начальные и текущие газонасыщенные объемы залежи с учетом изменения ее газоводонасыщенности, а также оценить объемы вторгшейся в газовую залежь воды по каждому пропластку и прогнозировать дальнейшее направление перемещения газа, воды и нефти между пропластками и участками залежи. При этом следует учесть геометрические параметры двухфазной зоны.

К наиболее существенным вопросам при численном методе проектирования относится и анализ пластовых давлений по отдельным пропласткам и участкам залежи с учетом гравитационных сил в особенности, если продуктивные пласты наклонны. Следует обратить внимание на распределение пластового давления по толщине пласта, по длине скважины, если она горизонтальная, а также в зонах расположения кустов и УКПГ. Численный метод прогнозирования изменения давления во времени и его распределения по толщине и по площади является единственно возможным методом, когда одновременно могут быть учтены гравитационные силы, наклон пласта, степень истощения отдельных пропластков, вторжение воды в отдельные пропластки и многие другие факторы, влияющие на величину пластового давления. От точности пластового давления зависят дебиты скважин, обводнение залежи и скважин, система осушки газа, сроки ввода ДКС и т.д.

Использование геолого-математической модели залежи или ее фрагментов позволяет предсказать величины пластового давления в любой точке пласта в любое время.

При численном методе прогнозирования показателей разработки следует привести в проекте разработки распределение пластового давления во времени по толщине и площади залежи, получаемое при тех исходных данных, которые были известны в момент составления проекта. Проанализировав данные, полученные в процессе разработки, и проектное распределение пластового давления, следует разработать рекомендации по дальнейшему сохранению проектных решений или скорректировать отборы газа и сроки ввода новых скважин, ДКС и других объектов, связанных с изменением пластового давления.

10.14. Анализ состояния фонда скважин

Анализ состояния фонда скважин необходимо провести по перечисленным ниже показателям.

1. Соблюдение технических и технологических условий, обеспечивающих продолжительность бурения и герметичность новых проектных скважин.
2. Своевременность ввода в эксплуатацию проектных скважин.
3. Соответствие в имеющихся и в новых проектных скважинах спрогнозированных дебитов и депрессий и причины их отклонения, если имеет место несоответствие проектных и фактических данных.
4. Соответствие числа и расположения скважин проектным рекомендациям.
5. Вскрытие продуктивного интервала проектными скважинами и их соответствие проектным глубинам.
6. Образование песчаных пробок, их высота и влияние на производительность скважин. Объемы и частота работ по контролю за уровнем песчаных пробок.
7. Обводнение скважин подошвенной водой (а в ряде случаев контурной), число обводненных скважин и интенсивность обводнения каждой скважины в зависимости от вскрытия пласта и создаваемой депрессии на пласт. Мероприятия, проводимые для снижения интенсивности обводнения скважин.
8. Герметичность скважин, их число и интенсивность роста давления в межколонных пространствах этих скважин. Проведенные мероприятия по ликвидации негерметичности имеющихся скважин с интенсивным ростом давления.
9. Соответствие текущей и проектной конструкции скважин, т.е. скважинного оборудования, их фактическим производительностям при наличии в газе конденсата и воды.
10. Выполнение работ по переводу имеющихся эксплуатационных и переведенных из разведочного фонда скважин на другие функциональные предназначения или на ликвидацию.

11. Состояние выполнения проектных решений по вводу наблюдательных, пьезометрических и разведочных скважин, предусмотренных для доразведки залежи.

По результатам анализа фактических данных по состоянию фонда скважин и сравнения их с проектными должны быть разработаны рекомендации для внесение корректив к проектным решениям.

В ряде случаев из-за значительных отклонений от проектной геологической характеристике залежи и запасов газа в период опытно-промышленной эксплуатации и в процессе разработки должно быть пересмотрено проектное число и размещение эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважин. Достаточно часто из-за недостоверного прогнозирования технологических режимов работы скважин происходит их преждевременное обводнение или образование песчаных пробок, что приводит к незапланированному снижению производительности.

Практически во всех проектах крупнейших месторождений Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и др. не предусмотрено обводнение скважин и образование песчаных пробок в течение всего процесса разработки. Процесс обводнения проектных скважин названных выше месторождений ориентирован на изменение положения ГВК по всей площади газоносности, а не по отдельным скважинам, кустам и участкам этих месторождений.

Длительный безводный дебит скважин может быть гарантирован только путем моделирования фрагментов залежи на базе детальных данных по толщине о емкостных и фильтрационных свойствах пласта, определяемых методами ГИС.

Происходящие фактически обводнения скважин на названных выше месторождениях должны быть обобщены и по этим данным установлена ориентировочная тенденция обводнения скважин в дальнейшем с учетом величин создаваемых депрессий на пласт, расстояний от нижней границы перфорации или от нижней секции фильтра до газоводяного контакта, а также от глубины образовавшейся депрессионной воронки в зоне куста.

По результатам анализа состояния фонда скважин должно быть установлено соответствие текущей конструкции фонтанных труб при имеющихся дебитах и забойных давлениях, при которых обеспечивается вынос твердых и жидких примесей потоком газа.

Необходимо установить влияние подключения в общий коллектор разнодебитных 2÷8 скважин, при котором режимы их работы становятся зависимыми от величины максимального устьевого давления. Следует изучить целесообразность ингибирования скважин на поздней стадии разработки залежи с учетом увеличения влажности газа на этой стадии. По результатам анализа состояния фонда скважин необходимо определить очередность проведения ремонтно-профилактических работ.

Если месторождение осваивается горизонтальными стволами, то очередность увеличения длины горизонтального участка ствола для увеличения продолжительности периода постоянного годового отбора газа без увеличения числа скважин и величины депрессии на пласт в них.

Глава 11

КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Контроль за разработкой месторождений обусловлен необходимостью проверки прогнозированных в проекте показателей разработки и связан с недостаточностью и неточностью использованных исходных данных при проектировании. Объем и периодичность работ по контролю за разработкой месторождений устанавливается проектом разработки и осуществляется газодобывающим предприятием с частичным участием проектирующей организации. Число параметров и показателей, подлежащих контролю, зависит от стадии освоения месторождения. Наибольшее число параметров и показателей, подлежащих контролю, приходится на начальную стадию освоения залежи. По мере разработки залежи и получения достоверной информации число контролируемых параметров и показателей сокращается.

Количество, частота и методы контроля за разработкой существенно зависят от геологических особенностей месторождений. В частности, от:

- типа залежи (пластовая или массивная) и состава добываемой продукции;
- неоднородности залежи, ее многослойности, наличия гидродинамической связи между пропластками, величины параметра анизотропии;
- наличия и размеров нефтяной оторочки, упругих запасов водоносного бассейна;
- степени насыщения газа высококипящими углеводородами;
- наличия и амплитуды тектонических нарушений;
- последовательности ввода в разработку отдельных участков залежи и величин отборов из различных зон;
- соотношения запасов газа в низко- и высокопористых и низко- и высокопроницаемых пропластках;
- последовательности залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков и вскрытия их скважинами; абсолютных величин проницаемости пропластков;
- типа скважин (вертикальная или горизонтальная);
- темпа отбора газа, нефти и системы – разработки;
- числа и размещения эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных и пьезометрических скважин;
- обвязки скважин;
- способа подготовки газа;
- наличия коррозионно-активных компонентов в газе и воде;
- устойчивости коллекторов к разрушению и величин остаточных деформаций при снижении давления;

– емкостных и фильтрационных параметров каждого пропластка, положения ГВК, ГНК, НВК, размеров двухфазных зон, и многих других факторов.

Контроль за разработкой корректируется путем систематического анализа материалов разработки, накопленных в результате исследований и эксплуатации скважин.

В целом контроль за разработкой осуществляется путем:

– изучения данных разбуривания залежи разведочными (для доразведки месторождения), эксплуатационными, наблюдательными, пьезометрическими и нагнетательными скважинами;
– изучения свойств образцов породы и насыщающих их флюидов в лабораторных условиях;
– проведения стандартных и специальных газогидродинамических исследований скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации;
– проведения газоконденсатных, промыслово-геофизических и гидрогеологических исследований;
– использования данных эксплуатации скважин, систем сбора и подготовки газа, нефти, регенерации ингибиторов и работы ДКС.

Каждый из названных методов по контролю за тем или иным показателем используется для утверждения пригодности отдельных параметров, использованных при проектировании и подтверждения соответствия проектных и фактических показателей разработки.

Часто для контроля за параметром в проектах предлагается метод, не пригодный для определения данного параметра. Так, например, не предлагается использовать метод определения коэффициентов фильтрационного сопротивления по кривым стабилизации давления и дебита, который существенно сокращает потери газа при исследовании скважин. Для контроля за разработкой не используется, когда имеется возможность замены стационарных методов исследования скважин на нестационарные и ускоренные методы исследования скважин.

11.1. Периодичность контроля за показателями разработки месторождений

В настоящие время основным источником, регламентирующим определения периодичности контроля отдельных параметров, являются устаревшие “Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений”, изданные в 1971 г. В дальнейшем ВНИИГАЗом были подготовлены новые правила разработки, которые не были приняты в качестве нормативного документа. В этих правилах объемы исследовательских работ по контролю не обоснованы, они не привязаны к особенностям газовых месторождений, они не учитывают возможности получения одних и тех же параметров различ-

ными методами. Эти правила не предусматривают продолжительности контроля отдельных параметров или значительного сокращения работ по контролю за разработкой по этим параметрам после достоверного определения закономерности изменения этих параметров.

Частота измерения и контроля отдельных параметров и показателей разработки зависит от их изменчивости и важности. Число параметров, подлежащих контролю, зависит от метода проектирования. При приближенном методе прогнозирования число параметров, подлежащих контролю, значительно меньше, чем при прогнозировании путем создания геолого-математической модели залежи или ее фрагментов.

При приближенном методе прогнозирования показателей разработки в процессе разработки контролируются:

- пластовое, забойное и устьевое давления, а также депрессия на пласт;
- потери давления в стволе скважины, в шлейфах (коллекторах), в установках по подготовке газа и связь устьевого давления с конструкцией скважины;
- дебиты скважин, режим работы скважин и его изменение в процессе разработки;
- годовые отборы;
- число и сроки ввода скважин различного предназначения; состояние фонда скважин;
- число и сроки ввода установок по подготовке газа;
- образование и характер изменения депрессионных воронок;
- изменение давления залежи по толщине и по площади;
- изменение положения ГВК и ГНК по данным гидрогеологических, геофизических и лабораторных исследований;
- изменение состава добываемой продукции, в том числе выход конденсата при установленных проектом термодинамических условиях сепарации газа;
- изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления в результате изменения свойств пористости среды, газа, выпадения конденсата, подъема ГВК или ГНК;
- запасы газа, режим залежи с учетом продвижения воды в залежь и характер обводнения залежи;
- интенсивность коррозии оборудования;
- возможность отложения солей при обводнении скважин;
- взаимодействие участков с различной степенью истощенности;
- необходимость и способы ингибирования скважин и УКПГ;
- положение забоя и возможность образования жидких и песчаных пробок;
- распределение притока, давления и температуры в интервале перфорации

и другие параметры и показатели разработки.

При численном методе прогнозирования показателей разработки кроме перечисленных выше величин контролю подлежат:

- изменение насыщенности газонасыщенного интервала пласта подошвенной или контурной водой, выпавшим конденсатом;
- изменение фазовых проницаемостей по мере перемещения границы двухфазных: газ-вода, газ-нефть и нефть-вода зон;
- изменение дебита газа по мере продвижения нефтяной оторочки и подошвенной или контурной вод в газовую залежь и дебита воды при обводнении;
- изменение распределения давления по толщине – по отдельным пропласткам и степени участия в разработке каждого пропластка;
- изменение величин извлекаемых запасов газа по мере включения в разработку новых низкопроницаемых пропластков;
- изменение потерь конденсата в результате зональных перетоков газа в зависимости от отбора газа из этих зон;
- изменение темпа перетока в зависимости от темпа отбора газа из отдельных пропластков и параметра анизотропии;
- изменение условий эксплуатации при освоении залежи системой горизонтальных скважин;
- устойчивость показателей скважин после проведения в них работ по интенсификации;
- изменение приемистости нагнетательных скважин при разработке газонефтяных месторождений с поддержанием пластового давления;
- изменение положения контура перемещения закачиваемого агента

и многие другие параметры и показатели разработки, определяемые только численным методом прогнозирования.

Значительное число показателей, прогнозируемых только численным методом, подлежат контролю исключительно с помощью геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов. Такой метод контроля связан, во-первых, с вводом в программу новых исходных данных, получаемых из новых скважин и, во-вторых, с адаптацией созданной модели с учетом ввода новых данных и повторным восстановлением истории разработки месторождения или его фрагментов.

Больше половины из перечисленных параметров и показателей разработки не поддаются непосредственному контролю путем измерения определенных параметров. Так, например, для контроля за режимом залежи необходимы: изучение состава добываемой воды; характера снижения уровня в пьезометрических скважинах; темп падения приведенного пластового давления $\overline{P}/Z$ от отбора газа из залежи $Q_{доб}$ или ее отдельных участков $Q_{доб.і}$, наличие возможности межзональных и межпластовых перетоков газа и другие процессы, происходящие в пласте.

Сравнительно достоверно и не косвенным путем с соответствующей периодичностью могут быть контролированы: пластовое, устьевое и забойное

давления путем непосредственных замеров; дебиты имеющихся и вводимых новых скважин, годовые отборы газа, конденсата и воды, число и сроки ввода новых скважин, коэффициенты фильтрационного сопротивления, запасы газа, составы добываемой продукции, положение ГВК и ГНК путем проведения специальных геофизических исследований, текущие забои скважин, условия сепарации скважинной продукции, выход конденсата, депрессионные воронки, потери давления в стволе, шлейфах, на УКПГ и т.д.

Одной из главнейших задач контроля за разработкой месторождений является определение важности контролируемого параметра; периодичность, необходимая и достаточная для качественного контроля за выбранными параметрами и, наконец, что произойдет при отсутствии качественного контроля по этим параметрам или по некоторым из них.

Практически во всех проектах объемы и частота контроля по большинству параметров неоправданно высоки и они из-за отсутствия необходимости в этом проектировщиком используются не полностью. Например, согласно проектам разработки месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др. практически каждая эксплуатационная скважина должна быть исследована методом установившихся отборов один раз в год для определения изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b этих скважин. Опыт работы первых лет работы этих месторождений и теоретические основы получения этих коэффициентов показывают, что они изменяются в этих месторождения в основном за счет подъема ГВК и свойств газа по мере снижения пластового давления и поэтому нет необходимости ежегодно исследовать каждую скважину на предмет контроля за изменением этих коэффициентов, учитывая, что за год в целом по залежи подъем ГВК составляет небольшую величину.

Идентичная необоснованная работа по контролю за выносом жидких и твердых примесей из скважин производится в десятках однотипных скважин без соблюдения соответствующих условий выноса частиц. Например, на Ямбургском месторождении в 1993÷1994 гг. проводились исследования на вынос твердых частиц в 50 скважинах. При этом создавались различные депрессии на пласт в диапазоне ее изменения $0{,}3 \leq \Delta P \leq 5{,}0$ атм. На каждом режиме (депрессии) исследуемая скважина работала 30 мин., что недостаточно даже для стабилизации забойного давления и дебита при выбранной депрессии на пласт. Следует отметить и то, что конструкции большинства исследуемых на вынос песка скважин и профили притока газа к забою из перфорированного интервала не обеспечивали необходимую скорость потока для выноса примесей.

Запланированные работы по выносу песка не были изучены и контролированы, хотя на эти исследования были затрачены значительные расходы и времени. Такая некачественная работа по контролю за разработкой оказалась возможной потому, что в проекте не были указаны методы контроля за разрушением призабойной зоны и выносом продуктов разрушения на поверхность.

Если проектировщик будет в дальнейшем исходить из результатов этих некачественных исследований, то запланированные дебиты скважин и годовые отборы из месторождения не будут обеспечены из-за образования песчаных пробок в интервале перфорации. Аналогичные принципиально неверные исследования были выполнены и по содержанию воды в продукции скважин. Исследования на вынос воды были проведены в необводненных пластовой водой скважинах. Однако авторы исследования представили результаты по содержанию воды в газе при депрессиях $0{,}3 \le \Delta P \le 5{,}0$ атм., согласно которым содержание кондиционной воды в газе изменяется в несколько раз. Такое изменение количества кондиционной воды в газе в указанном диапазоне изменений депрессии невозможно, следовательно, результаты исследования ошибочны. Для определения содержания кондиционной воды в необводненных скважинах нет необходимости исследовать 50 скважин в год. Если до ввода в разработку месторождения для известного пластового давления и пластовой температуры, состава газа и пластовой воды определено влагосодержание газа, то контролировать его величины следует тогда, когда давление пласта будет ниже $P_{пл}(t)$ 3 МПа.

Частота измерений контролируемых параметров зависит от стадии разработки залежи, неоднородности пластов, темпа отбора газа из отдельных участков залежи, от количества скважин различного назначения. Количество скважин, в которых запланированы работы по контролю, зависит от типа, формы и размеров залежи, запасов газа, изменчивости термобарических параметров залежи и состава добываемой продукции, числа и амплитуды тектонических нарушений, гидродинамической связью между пропластками и т.д.

На крупных газовых и газонефтяных месторождениях для контроля за разработкой требуются десятки наблюдательных и столько же пьезометрических скважин. Несмотря на это, расстояние между этими скважинами исчисляется километрами, что затрудняет создание истинной геолого-математической модели залежи.

Поэтому в совокупности с наблюдательными скважинами используются и эксплуатационные скважины для определения распределения пластового давления по площади и во времени. Такие данные весьма существенны для оценки степени расформирования нефтяной оторочки, глубины депрессионной воронки и т.д.

Объемы и частота контроля отдельных параметров в процессе разработки существенно увеличиваются, если месторождение газоконденсатное или газонефтяное и оно разрабатывается с поддержанием пластового давления. При этом к параметрам и показателям разработки газовых месторождений добавляются дополнительные параметры, которые должны быть проконтролированы, если месторождение газонефтеконденсатное. К дополнительным параметрам относятся изменения:

– свойств газоконденсатной смеси в процессе разработки;

– свойств нефти при различных давлениях в пласте;

– положения ГНК и НВК во времени;
– газонефтеводонасыщенности газоносной и нефтеносной зон;
– фазовых проницаемостей в процессе разработки;
– пластового давления на участке между эксплуатационными и нагнетательными скважинами;
– дебитов газа и нефти с учетом образования конусов газа, нефти и воды в процессе эксплуатации скважин в зависимости от вскрытия пласта и создаваемых депрессий на пласт;
– приемистости нагнетательных скважин

и многие другие параметры, связанные с геологическими особенностями газонефтяных месторождений.

Согласно правилам разработки газовых и газоконденсатных месторождений [56] необходимо два раза в год исследовать содержание конденсата в газе при принятых условиях сепарации газа по каждой скважине. Такие требования не оправданы, так как на большинстве газоконденсатных месторождений изменения содержания конденсата незначительны. Такая работа должна быть выполнена только в отдельно взятых скважинах, отличающихся их расположением по площади залежи и вскрывших различные интервалы продуктивного разреза. Причем исследование изменения содержания конденсата должно быть, проведено не два раза в год, а эпизодически с одновременным изучением физических и теплофизических свойств газа и конденсата. Контроль за изменением содержания конденсата в добываемом газе приобретает первостепенное значение, если газоконденсатное месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления путем обратной закачки отсепарированного газа. В этом случае контроль за составом добываемой продукции целесообразно установить по большому числу эксплуатационных скважин для определения прорыва к скважинам закачиваемого сухого газа.

11.2. Осуществление оперативного контроля за разработкой месторождений

В разделе проекта разработки по контролю, как правило, приводится перечень контролируемых параметров и частота выполнения работ по контролю. При этом предполагается, что газонефтедобывающие предприятия либо сами выполняют эти работы, либо пользуются услугами других организаций. Численность и квалификация персонала газонефтедобывающего предприятия, как правило, не позволяет силами ЦНИЛов или ЦНИПРов выполнить все предусмотренные проектом исследования из-за многопрофильности запланированных работ. В целом для контроля за разработкой необходимы выполнения стандартных и специальных газогидродинамических; промысловых и лабораторных газоконденсатных; а также промыслово-геофизических и гидрогеологических исследований и контрольных замеров

давления, дебитов, температуры отдельных скважин, технологических линий на УКПГ и многих других параметров.

Как правило, газоконденсатные исследования в лабораторных условиях выполняются работниками НИИ, промыслово-геофизические исследования специальными геофизическими организациями или партиями, а все остальные исследования силами газонефтедобывающих предприятий.

Полученные результаты исследований и наблюдений анализируются и обобщаются проектировщиком и в зависимости от несоответствия фактических данных с проектными вносятся коррективы к проекту, а при значительных их отклонениях составляется новый проект разработки.

Оперативный контроль за разработкой залежи, выполняемый собственными силами добывающего предприятия, заключается в наблюдении:

- за состоянием фонда скважин различного назначения;
- за изменением во времени рабочих дебитов скважин, устьевых давлений и температур газа, коэффициентов a и b;
- за выносом воды, конденсата, твердых примесей, нефти (при наличии оторочки) при различных депрессиях;
- в изучении составов газа, конденсата, воды по скважинам и во времени;
- в проведении: предусмотренных проектом разработки газогидродинамических, газоконденсатных (в промысловых условиях), гидрогеологических исследований в эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических и нагнетательных скважинах; наблюдений за изменением параметров шлейфов, коллекторов, технологических установок; работ по интенсификации;
- в изучении состояния скважинного и промыслового оборудования;
- в наблюдении за состоянием КИП и систем автоматического измерения и регулирования отдельных параметров; режимом работы сепарационных установок, систем регенерации ингибиторов и сорбентов, за расходами ингибиторов и ДЭГ, за качеством подаваемого в магистральный газопровод газа, за концентрацией регенерированных ингибиторов и сорбентов, за их потерями, за режимом теплообменников; за коррозией в основных узлах системы “скважина–начала газопровода”;
- в контроле за подаваемым количеством в скважину и УКПГ антигидратных, антикоррозионных и антисолевых ингибиторов;
- в наблюдении за: состоянием забоя скважин, за положением ГНК и ГВК; возможными перетоками между пластами при значительной неоднородности газонефтенасыщенных пропластков и наличии или отсутствии гидродинамической связи между ними; входными параметрами ДКС; характером изменения пластового давления по толщине и по площади залежи и текущих извлекаемых запасов газа (конденсата) в зависимости от ввода в разработку отдельных частей залежи и темпа отбора газа и нефти из этих участков;
- в изучении многих других параметров, фиксируемых на объектах промысла.

Накопленная информация вместе с информацией, полученной лабораторными исследованиями НИИ и промыслово-геофизическими и специальными исследованиями, рассматривается геологическим отделом газонефтедобывающего предприятия и передается проектировщику для авторского контроля за разработкой месторождения.

Однако в перечне контролируемых параметров имеются такие, которые должны быть определены в соответствии с рекомендациями проекта, хотя в проектах рекомендации методического характера для определения отдельных параметров регламентом не предусмотрены.

11.3. Использование промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой

Промыслово-геофизическими методами исследования определяются значительное число параметров, подлежащих контролю в процессе разработки. В разделе по контролю за разработкой в проектах, как правило, приводится только перечень параметров, а технология и методика их определения выбираются исполнителем проекта разработки. Часто из-за отсутствия конкретных рекомендаций методического характера исполнитель проекта выбирает методы, не обеспечивающие качественные результаты, используемые для внесения в проект определенных коррективов.

Значительное число параметров, подлежащих контролю только промыслово-геофизическими методами, могут быть определены с использованием:

- электромагнитной локации муфт (ЛМ);
- электромагнитной дефектометрии многократных колонн (ЭМДК);
- барометрии (БМ) и дифференциальной барометрии (БМГД);
- диэлектрической влагометрии (ВЛД);
- индукционной резистивиметрии (РС);
- механической расходометрии жидкости (РМЖ) и газа (РМГ);
- термокондуктивной расходометрии жидкости (РТЖ) и газа (РТГ);
- ультразвуковой расходометрии (РУЗ);
- термометрией (ТМ) и дифференциальной термометрии (ТМГД);
- канала температурной корректировки (ТК);
- шумометрии или пассивной акустики (Ш-н);
- шумометрии высокочастотного канала (ШВЧ) и низкочастотного (ШНЧ) канала;
- спектральной шумометрии (ШСП);
- локации движения вод (Э-п) и спектральной локацией движения вод (ЭСП);
- плотностометрии (ПЛ);
- гамма-каротажа (ГК);
- нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКТ);

– нейтрон-нейтронного (ННК) и нейтронно-гамма (НГК) каротажа;
– импульсного нейтрон-нейтронного (ИННК) и импульсного нейтронного гамма (ИНГК) каротажа;
– кислородно-активационного нейтронного гамма метода (КНАМ);
– микрокавернометрии.

Перечисленные методы в целом позволяют определить:

1) дефекты в колоннах и местах нахождения муфт;
2) распределение давления и градиента давления по стволу;
3) влажность газа;
4) расходы жидкости и газа механическими и термокондуктивным методами;
5) распределение температуры и ее градиента по стволу;
6) профиль притока термометрией, шумометрией;
7) движение вод электромагнитным и спектральным методами;
8) изменение насыщения пор газом, нефтью и водой радиоактивными методами;
9) диаметр ствола;
10) плотность газа и газожидкостной смеси.

При выборе параметра, определяемого методами промысловой геофизики для контроля за разработкой, проектировщик должен исходить из:

– важности определяемого параметра для контроля за разработкой и наличия возможности определить этот параметр другими, менее трудоемкими методами;
– трудности использования промыслово-геофизических методов, связанных с необходимостью спуска глубинных приборов на кабеле в работающие газовые скважины с большим устьевым давлением и в условиях отсутствия соответствующих лубрикаторов.

Наиболее важными среди перечисленных параметров, определяемых геофизическими исследованиями, являются: выяснение профиля притока в работающих скважинах одним из способов (или одновременно несколькими) термометрией, расходометрией, шумометрией; локация движения вод электромагнитным или спектральным способом и определение насыщенности коллекторов газом, нефтью и водой радиоактивными методами, а также изучение технического состояния скважин.

Каждый из приведенных выше основных параметров, определяемых геофизическими методами исследования, позволяет прослеживать за ходом разработки месторождения. Следует подчеркнуть, что промыслово-геофизические методы исследования могут быть проведены на любой стадии разработки месторождений углеводородов. Эти методы являются основными при изучении и уточнении геологического строения залежи, оценке запасов газа, конденсата и нефти, продуктивности разреза, контроля за разработкой и оценки технического состояния скважин. В совокупности эти методы позволяют установить положение ГНК и ГВК и их изменение в процессе раз-

работки; уточнить глубины залегания отдельных пропластков и определить их толщину, пористость, насыщенность; выделить границы интервалов и дебиты этих интервалов; установить эффективность работ по дополнительной перфорации, гидроразрыву, СКО и других видов интенсификации притоков, установить герметичность обсадных колонн и насосно-компрессорных труб, места заколонного движения газа и жидкости и местонахождение газожидкостных разделов.

Комплекс геофизических исследований выбирается исходя из поставленных проектом разработки задач с учетом геологического строения залежи, конструкции скважин на данном месторождении и режима эксплуатации скважин. К настоящему времени предложен унифицированный комплекс геофизических исследований, который принят в качестве стандартного (типового). В этот комплекс входят: электромагнитная локация муфт, гаммакаротаж, термометрия, барометрия, влагометрия, расходометрия (механическая и термокондуктивная), плотностометрия. Причем в зависимости от поставленной проектом задачи эти исследования могут быть выполнены на 2÷5 режимах работы скважины при различных депрессиях на пласт.

В ряде случаев типовой комплекс геофизических исследований должен быть составлен с учетом особенностей проектируемого месторождения и исследуемой скважины.

В проекте разработки месторождений должны быть отражены условия применения геофизических исследований, задачи этих исследований с целью контроля за разработкой, их периодичность, распределения по площади залежи, по этажам продуктивного горизонта и типам скважин.

Особые сложности для геофизических исследований возникают при их проведении в горизонтальных скважинах. При необходимости проектировщик обязан предусмотреть особые конструкции скважин с соответствующими скважинными оборудованиями, позволяющими выполнить специальные геофизические исследования в таких скважинах; например, скважины без перфорации колонны, с башмаком фонтанных труб выше контролируемых объектов и т.д.

Методы определения контролируемых параметров по комплексу ГИС изложены в работе [7].

11.4. Газогидродинамические методы контроля за разработкой залежи

Методами подземной газогидродинамики и трубной гидравлики и газовой динамики контролируются характеры изменения пластового, забойного и устьевого давлений; потери давления в стволе, шлейфах (коллекторах) и элементах УКПГ; режим работы скважин, конструкция скважин; образование и характер изменения депрессионных воронок, изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления в процессе разработки, свойств газа,

нефти, конденсата и воды, необходимость ингибирования скважин и т.д. Основой газогидродинамических методов контроля за отдельными параметрами разработки являются уравнения: состояния газа, материального баланса, движения флюида по трубам и фильтрации в пористой среде.

Точность контролируемых параметров разработки методами подземной и трубной гидрогазодинамики значительно выше точности промыслово-геофизических методов. Объемы работ, выполняемых по контролю за разработкой методами гидрогазодинамики гораздо больше, чем работы по контролю методами геофизики. Эти работы менее трудоемкие, чем геофизические работы по контролю за разработкой.

Виды и частота выполнения работа по контролю за разработкой методами гидрогазодинамики не должны быть неоправданно большими и эти работы должны быть необходимыми и достаточными для данного месторождения. Объемы газогидродинамических методов контроля за разработкой должны быть строго обоснованы в зависимости от особенностей проектируемого месторождения.

Перечисленные выше параметры, контролируемые методами подземной и трубной гидрогазодинамики, представляют интерес только после анализа и обобщения полученных результатов. Частично эти параметры могут быть прогнозированы достаточно точно расчетным путем в зависимости от изменения пластового давления во времени. Поэтому контроль таких параметров, например коэффициенты фильтрационного сопротивления, свойства газа, дебита скважин, изменения температуры и т.д., должен носить эпизодический характер.

Проектировщик обязан указать конкретную методику определения каждого параметра в зависимости от требуемой точности его определения, экологичности и трудоемкости метода. Он должен избежать по возможности контроля параметра с помощью глубинных измерений. По возможности установить по каждому контролируемому параметру погрешности при отказе от трудоемких и опасных работ, связанных со спуском глубинных приборов и комплексов.

Следует только отметить то, что некоторые контролируемые в процессе разработки параметры газогидродинамическими методами могут быть с очень высокой точностью определены численно.

11.5. Использование данных эксплуатации месторождении для контроля за его разработкой

Одним из основных источников информации являются ежедневные замеры, производимые на промысле по объектам, т.е. на скважинах, пунктах замера давления и дебита, на установках по подготовке газа, на регенерационных установках, на ДКС и т.д. Эти данные являются основополагающими для контроля за: режимом работы скважин, систем сбора и подготовки газа,

годовыми отборами по скважинам, зонам, дренируемым скважинами отдельных УКПГ, режимом работы технологических линий по подготовке газа, конденсата, выходом примесей и конденсата; текущими запасами по отдельным скважинам и участкам залежи и т.д. На основе ежедневных замеров давлений температур и дебитов (газа, конденсата и воды), проводимых в эксплуатационных (нагнетательных) скважинах, уровня жидкости в пьезометрических скважинах (замеры проводятся периодически) оценивается продвижение воды в залежь, зональные и межпластовые перетоки, техническое состояние скважин. Придавая первостепенное значение информации, получаемой ежедневно по отдельным звеньям системы “скважина – газопровод”, проектировщик должен обоснованно рекомендовать перечень параметров, фиксируемых ежедневно.

Глава 12

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ ПО ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

12.1. Общие положения

Современные экологические требования, предъявляемые к проектам разработки газовых и газоконденсатных месторождений, существенно зависят от особенностей проектируемого объекта, включающего в себя: географическое местонахождение залежи, метеорологические условия в районе ее расположения, тип залежи, состав добываемой продукции, наличие других продуктивных объектов по глубине, наличие населенных пунктов и инфраструктур в районе расположения месторождения и другие показатели.

В целом эти требования подразделяются на разделы.

1. Требования по охране недр, по рациональному использованию природных ресурсов, обеспечению максимального извлечения всех полезных компонентов и утилизация добываемой пластовой воды.

2. Требования по охране окружающей среды, включающие в себя – охрану атмосферного воздуха, земли, водной среды, лесного хозяйства, животного мира и т.д.

Степень рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды зависит от качества выполняемых проектов разработки месторождения и обустройства промысла. Качество выполняемых проектов зависит от: выбранных методов и технологий извлечения, сбора и подготовки газа, конденсата, нефти и воды при проектировании, темпа отбора газа и нефти, системы разработки, методов и технологий исследования и контроля за разработкой месторождения.

Порочная практика разработки газоконденсатных и газонефтеконденсатных месторождений на истощение является общим недостатком проектов разработки таких месторождений и несоблюдение требований закона по охране недр, связанного с потерями конденсата в пласте, в ряде случаев более 50% от его балансовых запасов.

С позиции охраны недр является недопустимой разработка газонефтеконденсатных месторождений, т.е. газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой на истощение, которая приводит к потерям конденсата и нефти. Причем даже одновременная разработка нефтяной оторочки и газоконденсатной части залежи не приводит к приемлемому коэффициенту нефтеотдачи оторочки. Как правило, нефтяные оторочки имеют незначительную толщину и поэтому при их вскрытии вертикальными стволами дебиты скважин по нефти оказываются небольшими, а конечные коэффициенты нефтеотдачи очень низкими. Возможность увеличения коэффициента нефтеотдачи нефтя-

ных оторочек путем освоения их системой горизонтальных скважин также ограничена из-за трудности поддержания пластового давления оторочки. Обычно на таких месторождениях закачиваемый газ, вода или любая другая фаза уходит в верхнюю газонасыщенную часть залежи.

Предложенные к настоящему времени различные технологии, позволяющие повысить коэффициент нефтеотдачи оторочки, в основном не используются из-за дороговизны этих технологий и отсутствия уверенности в успешности внедряемых технологий.

Вопросы охраны недр должны быть рассмотрены не только с позиции потерь конденсата в пласте в результате разработки месторождения на истощение и потерь нефти в результате опережающей разработки газоконденсатной части залежи на истощение, но и с позиции полноты извлечения газа и использования других ценных компонентов в составе добываемого газа. Полнота извлечения запасов газа должна быть установлена проектом разработки с учетом геологических особенностей залежи и технологии ее освоения, вскрытия пласта скважинами, распределения отборов газа по пропласткам и по площади и многих других факторов.

К охране недр должны быть отнесены технологии исследования и освоения скважин перед вводом в эксплуатацию и предусмотренные программой работ по контролю за разработкой месторождения. При массовом исследовании скважин методом установившихся отборов ежегодно, как это предусмотрено проектами разработки месторождений Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное и др., на начальной стадии разработки выпускаются в атмосферу (сжигаются) десятки миллионов $м^3$ газа ежегодно по каждому из этих месторождений. Поэтому при планировании работ по контролю за разработкой проектировщик обязан доказать необходимость проведения такого количества исследований методом установившихся отборов и путем замены таких исследований другими видами, позволяющими получить аналогичную информацию по скважинам (например, метод использования данных эксплуатации скважин для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления или метод использования кривых стабилизаций давления и дебита при пуске скважины в эксплуатацию на одном единственном режиме) вместо 5÷8 режимов при исследовании скважин методом установившихся отборов.

С позиции охраны окружающей среды в проектах разработки месторождения и обустройства промысла должны быть использованы такие конструктивные решения и технологии, которые к настоящему времени являются наиболее экологически чистыми, с полным использованием существующих инфраструктур района расположения месторождения.

Экологическая чистота разработки газовых и газоконденсатных месторождений может быть достигнута путем:

– создания линейных коммуникаций с минимальной шириной (как правило, вдоль дорог);

– компактного размещения скважин при высоких фильтрационных свойствах пласта в пределах конкретного участка залежи, например кустовое размещение;
– вертикальной компоновки оборудования, особенно в морских условиях и тундре. Одним из возможных вариантов такого компактного оборудования является повышение производительности скважин, систем сбора и подготовки газа на промысле;
– создания условий для локализации результатов аварий в случае разлива продукции;
– замены вертикальных скважин на более производительные горизонтальные скважины и т.д.

Влияние на окружающую среду оказывают:
– бурение и расположение скважин различного назначения;
– освоение, исследование и режимы работ скважин;
– система обвязки скважин с установками по комплексной подготовке газа;
– установки по комплексной промысловой подготовке газа;
– установки по регенерации ингибиторов;
– дожимные компрессорные станции и промбазы

и другие объекты промысла.

Ниже рассмотрены основные процессы и параметры, влияющие на экологию окружающей среды по перечисленным пунктам.

1. ***Влияние бурения скважин***, технология которого определяется проектом разработки на окружающую среду, связано с выбором раствора для проходки, изоляцией подземных вод, негерметичностью скважин, растеплением вечномерзлых пород, продуктами разбуривания и хозяйственно-бытовыми стоками. В проекте в зависимости от состава и свойств разбуриваемых по глубине пород должен быть выбран раствор, наиболее экологически нейтральный для данного геологического разреза. Для обеспечения герметичности скважин все колонны (технические, промежуточные и обсадные) должны быть цементированы до устья. Хозяйственно-бытовые отходы и стоки должны быть накоплены и периодически вывезены и захоронены. Продукты разбуривания — шламы должны быть накоплены в накопителях. Используемые при бурении полимеры, химические реагенты, цемент, порошок, глины должны храниться в специально построенных помещениях, исключающих возможность соприкосновения их с водой. Отработанные в процессе бурения насосами, дизельными агрегатами масла должны быть накоплены в специальных емкостях и использованы при необходимости в качестве промысловой жидкости при вскрытии продуктивного интервала. При химических добавках к глинистым растворам должны быть использованы нетоксичные или хотя бы менее токсичные добавки. Марка вещества для химической обработки глинистого раствора должна быть выбрана специалистом по буровым растворам исходя из свойств и состава разбуриваемых пород.

По окончании бурения скважин должна быть произведена рекультивация земли, использованная при бурении, оставляя при этом только подъездную дорогу к устью скважины и площадки вокруг арматуры. Обвязку скважин следует выполнить вдоль подъездной дороги к скважине.

2. ***Влияние расположения скважин***, определяемое проектом разработки, на окружающую среду связано с необходимостью строительства дорог, линий электропередач или использования двигателей для выработки электроэнергии, площадки для бурового оборудования, перевозом и установкой буровой вышки, числом скважин разбуриваемых из данной площади и другими параметрами. Поэтому при размещении скважин на структуре следует максимально использовать имеющиеся объекты, не требующие дополнительного отчуждения земельного участка для выполнения перечисленных выше операций. Однако при этом рациональность выбранного варианта размещения скважин не должна носить второстепенный характер. Если из-за необходимости охраны окружающей среды размещение скважин становится неэффективным с точки зрения разработки залежи, то в проекте должны быть предусмотрены мероприятия, отвечающие требованиям законов об охране окружающей среды [53] и [54] и соответствующих материальных затрат для обеспечения экологической чистоты добывающим предприятием.

3. ***Освоение и исследование скважин*** влияет на окружающую среду через выпуск газа по факельной линии и его сжигание. В процессе освоения глинистый раствор, оставленный в стволе после перфорации (иногда после окончания бурения скважины с открытым стволом, как на Оренбургском месторождении), заменяется водой, при которой скважина начинает фонтанирование. Замена раствора водой производится через емкости для бурового раствора, затем вода, а позднее вода с газом направляется в амбар. После перехода на чистый газ продукция скважины сжигается. Как правило, освоение скважины и ее продувка осуществляются при больших дебитах (депрессиях на пласт) в течение длительного времени (иногда до 72 часов). Продувка скважины первые 2÷3 часа оправдана тем, что при этом очищается призабойная зона от остатков бурового раствора. Однако продувка в течение длительного времени недопустима с точки зрения загрязнения атмосферы продуктами сгорания, особенно тогда, когда в составе газа содержится сероводород или ртуть, как на месторождении Гронинген. Поэтому следует установить регламент на продолжительность продувки при освоении новых скважин и скважин, в которых проводились ремонтно-профилактические работы. Продолжительность процесса продувки должна ограничиваться стабилизацией забойного давления. Время стабилизации для скважин сеноманских залежей месторождений севера Тюменской области составляет около 60 мин. При более длительных периодах стабилизации забойного (устьевого) давления процесс продувки следует остановить тогда, когда темп снижения давления очень низок, а продолжительность полной стабилизации весьма велика.

Таким образом, в проекте должна быть обоснована и указана продолжительность освоения новых скважин, а также скважин, в которых были произведены ремонтно-интенсификационные работы.

В проекте следует рекомендовать оптимальное количество исследовательских работ, необходимых для контроля за разработкой. С точки зрения охраны окружающей среды, чем меньше исследований скважин с выпуском газа в атмосферу, тем лучше экологическая обстановка. Однако в любом случае имеется необходимый объем обязательных исследовательских работ, без которых невозможен контроль за разработкой. Независимо от характеристики залежи обязательными являются первичные исследования новых скважин для обоснования режима их работы. Периодическая проверка результатов исследований в процессе разработки должна быть установлена исходя из изменчивости параметров пластов по площади залежи. Число скважин, подвергаемых проверке, должно быть установлено исходя из геологических особенностей залежи. При сравнительно близких параметрах скважин и их кустовом размещении целесообразно проверочные исследования в имеющихся скважинах проводить выборочно, но не более одной скважины из куста. В дальнейшем при сравнительно устойчивых параметрах скважин следует проверочные исследования проводить не по каждому кусту, а выборочно только в отдельных кустах.

Для охраны окружающей среды важно не только рекомендовать оптимальное число контрольных исследований, но при этом эти исследования выполнить ускоренными методами, например изохронным или экспресс-методами. Если исследования проводятся с целью определения фильтрационных параметров пласта, то следует заменить стационарные методы исследования нестационарными.

4. ***Влияние системы обвязки скважин с УКПГ*** относится к охране окружающей среды с позиции максимального использования возможности сохранения земельного участка, где расположены объекты промысла в естественном состоянии. В определенной степени положительно решается этот вопрос при кустовом размещении скважин, где до 9 скважин куста, расположенных друг от друга на расстоянии около 50 м, обвязываются общим коллектором, соединяющим их с УКПГ. Принятая лучевая система обвязки скважин на месторождениях севера Тюменской области является с точки зрения охраны окружающей среды достаточно удачной. Более компактное расположение и обвязка скважин имеет место при освоении морских месторождений нефти и газа.

5. ***На охрану окружающей среды существенное влияние оказывают принципы подготовки газа и размещение УКПГ на промысле***. Однако принцип подготовки газа не зависит от воли проектировщика, а диктуется содержанием добываемой продукции, метеорологическими условиями района расположения месторождения. Для каждого из трех главных способов промысловой подготовки газа существуют определенные требования, без

соблюдения которых невозможна поставка кондиционного газа. Достаточно часто при низкотемпературной сепарации газа в условиях отсутствия возможности получения необходимой низкой температуры сепарации одновременно с НТС используют и абсорбционный способ как заключительный этап подготовки газа. В таких условиях требования к экологической чистоте процесса подготовки газа практически удваиваются. При наличии сероводорода в составе добываемого газа промысловая подготовка является только предварительным этапом, обеспечивающим только отделение газа от углеводородного и водного конденсата и от твердых примесей.

ОСТ на газ, подаваемый в магистральный газопровод, достигается только после заводской подготовки газа на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ), как это происходит при подготовке газа к транспорту на Оренбургском, Карачаганакском и Астраханском месторождениях. При этом требования к экологической чистоте дополняются весьма существенными поправками. Такие проекты для прохождения экологической экспертизы должны быть дополнены специальным разделом, так называемой «степенью риска» при освоении таких месторождений.

Такой раздел был выполнен в проекте разработки Астраханского газоконденсатного месторождения в виде отдельной темы. Глубина проработки этого раздела проекта Астраханского месторождения, выполненного в 1995 г., отвечала современным требованиям, предъявляемым регламентом к проектам разработки месторождений природных сероводородсодержащих газов.

Необходимость использования НТС, абсорбционного или адсорбционного способов связана с наличием конденсата в газе и глубинной осушкой газа. Последняя, в свою очередь, связана с температурными условиями транспортировки газа. Для получения достаточно низкой температуры точки росы газа, транспортируемого из севера Тюменской области, с учетом отсутствия в газе тяжелых компонентов углеводородов на месторождениях Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное и др., использованы в основном абсорбционный и частично адсорбционный способы осушки газа.

6. ***Практически при всех способах подготовки газа на промысле возникает необходимость использования ингибиторов гидратообразования, солеотложения и коррозии***, а также твердых или жидких поглотителей влаги – водного конденсата. Использованные сорбенты и ингибиторы восстанавливаются на установках по регенерации. Основным способом регенерации является физическое разделение влаги и сорбентов путем подогрева с последующим охлаждением полученной продукции на углеводородные и водные конденсаты и на восстановленные ингибиторы и сорбенты.

Процесс восстановления ингибиторов осуществляется централизованно или по отдельным УКПГ. Количество вредных выбросов в атмосферу, отчужденной земли и утилизируемой продукции зависит от содержания влаги в газе, коррозионно-активных компонентов, возможности обводнения сква-

жин пластовой водой и добываемого количества газа. Проектировщик должен обеспечить необходимую кондицию добываемого количества газа при минимальных затратах средств, применяя при этом различную технологию подготовки газа с ингибиторами, экологически более чистыми, менее токсичными и с меньшими потерями при подогреве.

7. ***Дожимные компрессорные станции, так же как и другие объекты промысла, являются источником загрязнения окружающей среды.*** Наиболее существенным узлом ДКС, являющимся источником выбросов вредных веществ, являются выхлопные газы турбоагрегатов, свечи пуска и свеча факела, через которую стравливается пропан-бутановая фракция при остановке агрегата.

12.2. Основные источники выбросов веществ, загрязняющих атмосферу, по объектам

В принципе не существует технологии, позволяющей освоить газовые и газонефтяные месторождения без нанесения ущерба окружающей среде. Но его размеры могут быть сведены к минимуму с помощью правильного выбора методов и средств охраны окружающей среды при проектировании разработки и обустройства газовых и газонефтяных месторождений.

Источниками загрязнения окружающей среды являются скважины, газосборные сети, установки по подготовке газа, дожимные компрессорные станции, газоперерабатывающие заводы и промбазы. Причем частичное загрязнение окружающей среды является производственной необходимостью, и оно неизбежно. К таковым относятся: монтаж и бурение скважин, при которых требуется транспортировка бурового оборудования, создание площадки для бурения, использование бурового раствора; исследование и освоение скважин после выхода их из бурения, что связано с выпуском газа (его сжиганием) в атмосферу; строительство шлейфов и внутрипромысловых коллекторов, при котором необходимы транспортировка труб, прокладка траншей, опрессовка труб; строительство УКПГ и ДКС и т.д. Все перечисленные работы отдельных звеньев общего комплекса обустройства месторождения связаны с отчуждением земель, строительством дорог, выпуском газа в атмосферу, нанесением ущерба флоре и фауне местности, использованием водных ресурсов и другими явлениями, загрязняющими окружающую среду.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- технологические выбросы газа и продуктов его сгорания в процессах освоения, исследования и эксплуатации скважин;
- выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, используемые при бурении скважин;
- вытяжные вентиляционные установки технологических корпусов, продувочных линий установок;

– продукты сгорания дымовых труб печей регенерации ингибиторов, абсорбентов, подогревателей установок и резервуаров запасов воды (в северных условиях);
– продукты сгорания турбоагрегатов ДКС;
– факелы для сжигания газа из технологических установок при опорожнении аппаратов перед ремонтными работами и аварийных ситуаций на УКПГ;
– продукты сгорания котельных агрегатов и установок для сжигания бытовых отходов.

Кроме продуктов сгорания в атмосферу выпускаются летучая зола, окислы серы, хлористый водород, фтористый водород, окись углерода и окислы азота. Наряду с этим из-за негерметичности соединительных узлов по всей системе скважина – магистральный газопровод в атмосферу выпускается углеводородный газ, содержащий различные, в том числе и вредные компоненты.

Для предотвращения или уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу в проектах разработки месторождения и обустройства промысла должны быть предусмотрены мероприятия, предусмотренные нормативными документами. В частности, согласно регламенту для предотвращения попадания газа в атмосферу и в производственные помещения проектом обустройства должна предусматриваться полная герметизация всего оборудования. Запорные арматуры, используемые для транспорта газа, конденсата, метанола и диэтиленгликоля, должны соответствовать первому классу герметичности. Выбор оборудования должен производиться с учетом взрывопожароопасности и токсичности добываемой продукции. За исключением фланцевых соединений все соединения должны быть сварными. Все аппараты, работающие под давлением, должны быть оснащены предохранительными клапанами, позволяющими выброс газа на факел при нарушении режима их работы по давлению. Основная система автоматического регулирования производственными процессами должна обеспечить отключение отдельных узлов технологических линий при предаварийных ситуациях. Опорожнение технологических аппаратов должно производиться в герметичную дренажную систему без попадания жидкости на территорию.

Во всех помещениях должно быть предусмотрено оборудование датчиков, контролирующих концентрацию взрывоопасных газов и паров конденсата, и обеспечено системой вентиляции и кондиционирования воздуха в помещениях. Накопления вредных и взрывоопасных веществ существенно зависит от метеорологических условий. Выбрасываемые вредные вещества в атмосферу и их рассеивание зависит от направления (среднестатического) ветра в районе расположения промысловых сооружений и газоперерабатывающих заводов. Для этой цели в районах расположения промысловых объектов, связанных выбросами вредных веществ и взрывоопасных смесей, должно контролироваться содержание этих веществ в воздухе. Особенно это

важно в случае залповых выбросов, связанных авариями или работами, предусмотренными по регламенту. При этом меры безопасности должны быть усилены и контролированы. К мерам по безопасности работ при проведении по выпуску газа в атмосферу относятся: приостановка пусковых работ на аппаратах и запрещение въезда в опасную зону средств транспорта и персонала, не связанных с проведением работ.

Контроль за состоянием загрязнения атмосферы осуществляется на производственных площадках и в санитарно-защитной зоне путем проверки работы отдельных аппаратов на нормальном режиме и соответствия атмосферного воздуха нормам ПДК. Предусмотренные проектами разработки месторождения и обустройства промысла работы по контролю должны быть согласованы с санэпидемстанцией и другими государственными учреждениями. Согласованию подлежат: план работы лаборатории по изучению состояния атмосферного воздуха, график и места отбора проб (3÷5 проб) воздуха, количества запланированных технологических выбросов вредных веществ и методы проведения анализа этих проб. Эти методы изложены в [61]. Результаты анализов проб направляются администрации предприятия; СЭС и другие контролирующие организации.

12.3. Основные источники загрязнения поверхностных и подземных вод

Вода в производстве газа и конденсата используется для хозяйственно-бытовых, производственных нужд и пожаротушения. В частности, вода используется для гидроиспытания газопроводов, освоения скважин, солянокислотной обработки призабойной зоны пласта, гидроразрыва пласта, глушения скважин перед ремонтно-профилактическими работами на установках по комплексной подготовке газа, дожимных компрессорных станциях и т.д. Используемая вода в дальнейшем утилизируется. В зависимости от состава и назначения на газонефтедобывающих предприятиях создается раздельная система канализации воды для бытовых и производственных нужд. Бытовые стоки от различных объектов: административных зданий, помещений на площадках УКПГ, промузлов и т.д. отводятся в приемные резервуары канализационных насосных станций и перекачиваются на очистные сооружения биочистки. Эти сооружения, как правило, размещены на площадках промбаз. Далее эта вода вместе с очищенными производственными стоками закачивается в поглощающий пласт.

Производственные, дождевые и талые воды с площадок УКПГ, ДКС и промбаз поступают самотеком в канализационные насосные станции производственных стоков, а оттуда направляются на установки закачки в пласт, предварительно очищаются, а затем закачиваются в пласт. Технология очистки вод должна быть выбрана проектировщиком в зависимости от количества и состава производственных стоков и других источников поступления

вод (дождевые и т.д.). После полной очистки сточных вод от мехпримесей содержание их не должно превышать 8 мг/л. После очистки сточная вода должна обеззараживаться жидким хлором и гипохлоридом натрия.

Если эта вода используется для закачки в продуктивные пласты, то во избежание кольматации призабойной зоны она подвергается дополнительной очистке, в результате которой содержание мехпримесей доводится до 0,023 г/л, а нефтепродуктов до 0,015 г/л. Такие очистительные сооружения достаточно сложны и включают в себя несколько блоков.

Для обратной закачки производственных и других стоков (после соответствующей очистки) в проекте должен быть выбран водозаборный горизонт. Такие горизонты должны обладать большим объемом и приемистостью. Причем содержание воды в этих горизонтах должно быть близко к содержанию закачиваемой. Следует подчеркнуть, что при обводнении скважин количество закачиваемой воды значительно увеличивается. Эта вода по содержанию практически соответствует пластовой, если в скважине не ингибируется и выделяется в каплеотбойниках перед подачей газа в абсорбционные или адсорбционные установки.

Одним из важных вопросов, касающихся охраны окружающей среды, является охрана естественных водных ресурсов и их рациональное использование. Для охраны водных ресурсов и их рационального использования необходимо:

– установить зону санитарной охраны;
– предусмотреть циклическое использование воды;
– использовать агрегаты воздушного охлаждения вместо водяного;
– использовать вместо воды дизтопливо в качестве теплоносителя;
– учитывать расходы воды в местах подключения к внешним источникам водоснабжения;
– предусмотреть подогрев воды в резервуарах до 22,4°С для обеспечения безаварийной работы водопроводной системы;
– установить на водоводах незамерзающих арматур;
– предусмотреть теплоизоляцию и электрообогрев трубопроводов;
– использовать двух ниточных систем водоводов;
– для предотвращения загрязнения почвы и водных объектов использовать установки сжигания твердых бытовых отходов;
– производить укрепления берегов водных бассейнов и рек с применением синтетических материалов при строительстве газопроводов.

В принципе эти требования не всегда приемлемы. К этим требованиям относится использование двух ниточных систем водоводов, которые не всегда оправданы, и оно должно быть заменено более эффективным, но в то же время надежным способом водоснабжения.

12.4. Основные причины нарушения земельного покрова и рекомендации по рекультивации таких земель

Нарушение естественного состояния земельного покрова связано с необходимостью разбуривания нефтегазоносной площади разведочными эксплуатационными, наблюдательными, пьезометрическими и нагнетательными скважинами; строительством дорог, линий электропередач, газопроводов, конденсатопроводов, водопроводов, площадки для установок по подготовке газа, дожимных компрессорных станций, хозяйственно-бытовых помещений и т.д. Большинство этих объектов строится для длительного использования в процессе разработки. Но имеются объекты временного характера, например, транспортировка и монтаж буровой установки и процесс бурения носит временный характер и по окончании бурения земли, отведенные для бурового станка, должны быть восстановлены – рекультивированы. Рекультивация земель осуществляется в два этапа: технического и биологического. На техническом этапе рекультивации производится планировка нарушенного участка привозным грунтом толщиной около 10 см; уборка и складирование в специально отведенных местах строительного мусора; подготовка торфопесчаной смеси в соотношении 3:1 и нанесение этой смеси на нарушенные участки толщиной 0,2 м. Аналогичная работа должна быть выполнена и на выработанных карьерах. При этом необходимо перемещение и захоронение бытового мусора; снятие плодородного слоя почвы с площадей выполаживания; выполаживание откосов карьера и планировка территории до естественных отметок; нанесение плодородного слоя из временных отвалов на рекультивируемую площадь. Подготовка торфа и песка в карьере и нанесение его толщиной, указанной выше, а затем внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав.

Биологический этап рекультивации осуществляется с целью формирования растительного покрова. При этом следует исходить из особенностей растительного покрова, характерного для данного региона. Согласно нормативным документам на биологическом этапе необходимо внести удобрения: азотные – 100 кг/га, калийные – 80 кг/га и фосфорные – 80 кг/га, а также химического мелиоранта – известь – 50 кг/га. Создаваемая рекультивацией площадь должна обеспечить соответствующие водно-физические свойства почв для нормального развития растений.

Как правило, в процессе освоения месторождения и строительства объектов, а также процессе эксплуатации этих объектов образуются отходы производства, загрязняющие почву. Для предотвращения загрязнения необходимо создать площадку для складирования и сжигания таких отходов. Как правило, такие площадки размещаются в районе расположения УКПГ. Площадки для утилизации отходов по своим параметрам должны обеспечить охрану окружающей атмосферы, почвы, поверхностных и подземных вод.

12.5. Основные причины нарушения естественного состояния растительного мира и рекомендации по его сохранению

Отвод земельного участка под строительство различных объектов промысла и выбросы вредных веществ являются основными причинами нарушения физиологического состояния растительного мира. Ущерб, наносимый строительством объектов промысла растительному миру, зависит от особенностей района расположения нефтегазовых месторождений. Наиболее ощутимый ущерб растительному миру наносится в заболоченных местах тундры. Для этих регионов (большинство месторождений газа и нефти находятся на этих регионах) характерны ранимость и медленный темп восстановления растительного мира. Причем в отличие от участков земель, отведенных для строительства объектов длительного пользования, нарушение естественного состояния растительного мира носит более масштабный характер. Для нарушения состояния растительного мира на северных территориях достаточно бессистемного движение по территории вездеходного транспорта в летнее время.

Растительный мир этих регионов нарушается в результате выброса в атмосферу окислов азота.

Для уменьшения ущерба, наносимого растительному миру, необходимо:

- создать растительный покров на нарушенных площадях;
- сократить отчуждаемые земли путем оптимального проектного размещения объектов промысла;
- уменьшить количество вредных выбросов, нарушающих физиологическую деятельность растительного мира через атмосферу и в результате просачивания в почву.

Эти и другие мероприятия по сохранению естественного растительного мира должны регулярно контролироваться согласно рекомендациям проектов разработки месторождения и обустройства промысла.

12.6. Основные причины нанесения ущерба животному миру и рекомендации по их устранению

Освоение нефтегазовых месторождений наносит существенный ущерб животному миру и фауне района их расположения. Этот ущерб становится более существенным, если месторождение расположено на малонаселенных территориях России. Нарушение жизнедеятельности животного мира и фауны в целом связано с появлением людей на местах их постоянного обитания, нарушением экологической ситуации этих мест, незаконным истреблением животного мира людьми, ухудшением условий питания животных в результате отчуждения земель, строительством дорог, нарушением условий для естественного роста растительного мира и др. Появление людей, нарушение экологической обстановки на местах обитания животного мира при-

водит к сокращению численности отдельных видов животного мира, которые не адаптируются к новым условиям.

Технологические процессы, происходящие при добыче газа и нефти, оказывают отрицательное влияние на популяцию различных животных и птиц. Появление людей, собак, рыбаков с вездеходами и моторными лодками приводит к снижению численности весьма редких видов животных, приспособленных к жизнедеятельности только в данном регионе, в результате уничтожения мест их обитания.

Для сохранения животного мира проектами разработки и обустройства месторождения должны быть предусмотрены мероприятия, позволяющие:

– исключить сброс загрязненных веществ и нефтепродуктов в водоемы;
– хранить отходы производства на специальных площадках;
– изолировать склады ГСМ, химреагентов, ингибиторов, сорбентов и т.д. от внешней среды;
– переход коммуникаций через водные барьеры по эстакадам соответствующей высоты;
– снизить шумовые эффекты на объектах производства.

При обустройстве промысла, если месторождение распложено на пути миграции местных животных, необходимо обеспечить условия для прохождения животных на территории промысла и прилегающих районах. Кроме технических решений проекта по сохранению животного мира, необходимы мероприятия организационного характера, например запретить охоту на животных, птиц и ловлю рыб особых сортов, использовать моторные лодки, организовать наблюдение за жизнью животных и т.д.

12.7. Обеспечение сохранности геологической среды

Сохранность геологической среды связана с изменением условий при строительстве объектов промысла для многолетнемерзлых грунтов, процессами получения и образования при этом сезонных и многолетних бугров и площадей пучения, а также процессами овражной эрозии, протекающими в основном на участках, прилегающих к речным долинам, и другими процессами, происходящими на территориях разрабатываемых нефтегазовых месторождений.

Особую опасность при строительстве представляют процессы пучения. Образованные при этом бугры и площади пучения характерны для водоразделов, их склонов и долин рек. Сезонные пучения образуются в основном на заболоченных участках, в результате которых рельеф местности приобретает форму кочковатую. Причем количества и размеры пучков по годам зависит от предзимней влажности и температуры воздуха.

На территории промысла и прилегающих районах в результате вмешательства человека происходит заболачивание территории. Одной из основных причин заболачивания является изменение гидрогеологического и тем-

пературного режимов местности и использование транспортных систем на начальном этапе освоения месторождения на территории месторождения.

Для снижения изменений геологической среды необходимо предусмотреть в проекте вариант разработки и обустройства с:

– минимальной площадью для объектов;

– соблюдением природоохранных норм и правил.

В частности, к мероприятиям для сохранения геологической среды относятся:

– строительство промышленных и жилых зданий выполнить с проветриваемыми подпольями, путем устройства подсыпок, обеспечения эффективности работы подполий за счет систем автоматизированного регулирования теплового режима грунтов оснований, применения малозаглубленных фундаментов на площадках и т.д.;

– надземные прокладки трубопроводов на сваях и строительство их в зимнее время без нарушения надпочвенного покрова в полосе трассы трубопроводов и устройство термоустановок у свай – опор на участках снежных заносов;

– использование непучинистых грунтов, укрепление откосов от размыва полимерными смолами, организация поверхностного стока, предотвращающего застой поверхностных вод на поверхности подсыпки и т.д.

Глава 13

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технико-экономические показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений зависят от емкостных и фильтрационных параметров пластов, запасов газа и конденсата, системы разработки залежи, составов и свойств газа и конденсата, конструкции скважин, типа скважин (горизонтальная или вертикальная), числа и особенностей эксплуатационных объектов, размещения скважин, технологического режима их эксплуатации, устойчивости коллекторов, термобарических параметров газа в пласте, содержания конденсата в газе, системы сбора и подготовки газа, темпа отбора газа, глубины залегания залежи, способа потребления газа и еще от многих других факторов.

Задача оптимизации разработки газовых и газоконденсатных месторождений относится к задачам многовариантным и однозначного ответа на вопрос о том, какой вариант является оптимальным с учетом одновременности влияния газогидродинамических и экономических критериев, практически не существует. Это связано с многочисленностью критериев, по которым ищется оптимальный вариант разработки. Среди критериев следует выделить:

- одновременность разработки газовой, точнее газоконденсатной шапки и нефтяной оторочки, если месторождение газонефтяное и составы добываемых продукций близки;
- конечные коэффициенты газонефтеконденсатоотдачи пластов;
- глубину переработки газа, конденсата и нефти и их реализации покомпонентно;
- темпы отбора газа (конденсата) и нефти и связанные с ними обустройства промысла и переработки газа, конденсата и нефти при наличии в их составах коррозионно-активных компонентов;
- учет необходимости в поставках промышленности в соответствующих количествах отдельных компонентов газа, конденсата и нефти, например серы, этана, ШФЛУ и т.д.;
- учет срока пригодности отдельных звеньев системы “пласт-газопровод” при ограниченном годовом отборе газа и нефти из месторождения. Например, скважин, системы сбора и подготовки газа на таких месторождениях, как Астраханское;
- учет противоречия между коэффициентом конденсатоотдачи и экономическими показателями при разработке месторождений с поддержанием пластового давления путем обратной закачки отсепарированного газа и т.д.

Согласно законам Российской Федерации об охране недр разработка газовых и газонефтяных месторождений должна обеспечить максимально возможный коэффициент извлечения газа и конденсата. Это означает, что при сравнительно большом содержании конденсата в газе и при практически любой толщине оторочки необходимо обеспечить максимальные газоконденсатонефтеотдачи залежи. Максимальная конденсатоотдача газоконденсатных и газонефтяных месторождений возможна только при разработке таких месторождений с поддержанием пластового давления, причем желательно путем обратной закачки отсепарированного газа. Поддержать пластовое давление газоконденсатных залежей закачкой воды или водных растворов полимеров практически невозможно из-за избирательного в большинстве случаев движения закачиваемой воды в газовом пласте и огромных объемов воды, требуемых для сохранения давления на начальном уровне. Как правило, в существующих проектах разработки газовых и газонефтяных месторождений для поддержания давления в нефтяной оторочке не рассматриваются варианты с использованием полимерных растворов и не сопоставляются экономические показатели разработки залежи при различных составах закачиваемых агентов в пласт и связанные с ними коэффициенты нефтеотдачи.

К настоящему времени в системе ОАО "Газпром" критерии разработки газонефтяных месторождений не регламентированы и отсутствуют регламентирующие документы на получение исходной информации, в особенности шельфовых месторождений, освоение которых без горизонтальных скважин оказывается нерентабельным.

Небольшие, как правило, толщины нефтяных оторочек и расположение месторождений в шельфовой зоне делают невозможным и нецелесообразным применение вертикальных скважин для освоения таких месторождений.

Современное состояние технико-экономического обоснования проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений в целом несущественно отличается от теоретических основ обоснования этих показателей при классическом плановом способе хозяйствования. В настоящее время в России ни одно газоконденсатное месторождение, независимо от содержания конденсата в газе, не разрабатывается с поддержанием пластового давления и это приводит к потерям сотен миллионов тонн конденсата в пласте.

К настоящему времени регламентирована ОАО "Газпром" только методика определения технико-экономических показателей разработки газоконденсатных месторождений при различных способах их разработки [39]. Для определения технико-экономических показателей разработки газонефтяных месторождений такие методические указания не разработаны. При отсутствии соответствующих утвержденных руководящих документов экономические показатели разработки определяются в разных проектах по-разному.

13.1. Оценка экономической эффективности освоения газовых и газоконденсатных месторождений

На экономическую эффективность освоения газовых и газоконденсатных месторождений влияет значительное число факторов, связанных с местонахождением залежи, ее геологической характеристикой, условиями потребления добываемой продукции, применяемыми техникой и технологий для освоения, наличием вблизи других месторождений, материальных и трудовых ресурсов и т.д. Эффективность ввода в разработку группы объектов основывается на построении динамических экономических моделей процесса разработки, отражающих распределение во времени выгод и затрат, предусмотренных проектом. При принятии решений о реализации крупных проектов по освоению ресурсов углеводородов используется система экономических критериев, которая позволяет дать всестороннюю оценку эффективности проекта с разных точек зрения. К этим основным экономическим критериям оценки эффективности проекта освоения месторождений следует отнести:

1) чистый дисконтированный доход – ЧДД,
2) внутреннюю норму рентабельности – ВНР,
3) срок окупаемости капитальных вложений – $Т_в$,
4) индекс доходности – ИД,
5) коэффициент "выгоды/затраты" – В/З.

Теоретические основы этих критериев достаточно близки и базируются на балансе затрат и прибыли от реализации добываемой продукции. В частности, критерий по ЧДД определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^{T} \frac{К_{сс} + К_{от}}{(1+Е)^t} + \sum_{t=1}^{T} \frac{В_t - Ч_t - Н_t}{(1+Е)^t}, \qquad (13.1)$$

где $К_{сс}$ и $К_{от}$ – капитальные вложения в бурение скважин и обустройство месторождения в году t, млн. руб.; $В_t$ – текущие эксплуатационные затраты на добычу углеводородов без амортизационных отчислений, но с учетом налоговых платежей, включаемых в себестоимость в году t, млн.руб.; $Н_t$ – налоговые выплаты из прибыли в году t, млн.руб.; Е – норма дисконта, доли единиц; Т – расчетный период, годы.

Критерий по ВНР определяется методом итераций из уравнения:

$$ВНР = \sum_{t=1}^{T} \frac{К_{сс} + К_{от}}{(1+ВНР)^t} + \sum_{t=1}^{T} \frac{В_t - Ч_t - Н_t}{(1+ВНР)^t} = 0. \qquad (13.2)$$

Критерий по сроку окупаемости капитальных вложений $Т_в$ определяется также методом итераций и формулы (13.1) при условии, что слагаемое по капвложениям и выручка с вычетом эксплуатационных затрат и налоговых платежей становятся равными, т.е.:

$$Т_{в} = \sum_{t=1}^{T_{в}} \frac{К_{сс} + К_{от}}{(1+Е)^{t}} = \sum_{t=1}^{T_{в}} \frac{В_{t} - U_{t} - Н_{t}}{(1+Е)^{t}}. \qquad (13.3)$$

Критерий по индексу доходности ИД принято определять как отношение второго слагаемого формулы (13.1) к первому, т.е.:

$$ИД = \sum_{t=1}^{T} \frac{В_{t} - Ч_{t} - Н_{t}}{(1+Е)^{t}} / \sum_{t=1}^{T} \frac{К_{сс} + К_{от}}{(1+Е)^{t}}. \qquad (13.4)$$

Критерий по коэффициенту "выгоды/затраты" – В/З определяется как отношение выручки от реализации добываемой продукции к сумме затрат по капвложению, эксплуатационных затрат и выплаты налогов, т.е.:

$$В/З = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{В_{t}}{(1+Е)^{t}}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{К_{сс} + К_{от} + Ч_{t} + Н_{t}}{(1+Е)^{t}}}. \qquad (13.5)$$

Экономическая эффективность разработки крупнейших залежей газа в сеноманских отложениях устанавливается на опыте Всемирного банка, ЮНИДО и других международных организаций по критериям ЧДД, ВНР, $Т_{в}$, а также по накопленному чистому доходу – НЧД, который представляет собой разницу между выгодами и затратами (этот критерий является разновидностью критерия В/З). Критерий ЧДД (в западной практике назван Net Present Value – NPV) в ряде случаев представляется через выражение:

$$ЧДД = \sum_{1}^{n} \frac{В_{t} - З_{t}}{(1+Е)^{t}}, \qquad (13.6)$$

где $В_{t}$ – валовой доход от реализации продукции в году t; $З_{t}$ – полные затраты в году t; n – срок службы проекта – варианта; Е – ставка дисконта (проценты). Аналогичная разновидность критерия ВНР (в западной практике IRR – Internal Rate of Return) в ряде случаев в виде:

$$ВНР = 0 = \sum_{1}^{n} \frac{В_{t} - З_{t}}{(1+r)^{t}}, \qquad (13.7)$$

где r – внутренняя норма прибыли (рентабельности) и предполагает, что ее величина больше ставки дисконта Е, т.е. r>E.

Если расчеты критериев проводятся для проекта в целом, то налоговая составляющая исключается.

Реализация проектов освоения месторождений газа и конденсата сопряжена со значительным риском, под которым понимаются потери части ресурсов, недополучение доходов или превышение расходов по сравнению с вариантом, предусмотренным проектом. Инвестор может понести потери,

связанные с неточным определением объема извлекаемых запасов, объема капитальных и текущих затрат, отставанием темпов строительства и ввода в эксплуатацию скважин и объектов обустройства и т.д. Проявление большинства из вышеназванных факторов риска обусловлено тем, что проектные решения, как правило, принимаются на основе ограниченной информации, надежность и достоверность которой оказывает негативное влияние на уровень обоснованности проектных решений.

Необходимо отметить, что для большинства новых месторождений п-ва Ямал и шельфа Карского моря степень изученности значительно различается. Информация о геологическом строении морских месторождений, параметрах продуктивных горизонтов и т.д. основывается на результатах геофизических исследований и бурения только одной поисковой скважины. В этой связи при построении экономических моделей эксплуатации таких объектов предполагается, что будущие поисково-разведочные работы позволяют довести объем разведанных запасов до промышленных категорий, что даст возможность обеспечить заданную динамику добычи. Кроме того, предполагается, что технология и технические средства (платформы, подводное оборудование и др.) будут разработаны и созданы применительно к данным природно-климатическим условиям.

13.2. Выбор основного варианта разработки, рекомендуемого для реализации

Технико-экономические показатели разработки устанавливаются по всем рассмотренным в проекте вариантам. Результаты, полученные при этом, сравниваются с результатами базового варианта. Выбор базового варианта зависит в основном от проектировщика. Так, например, при разработке газоконденсатных месторождений в качестве базового варианта можно принять вариант разработки месторождения без поддержания пластового давления, при котором потери конденсата будут максимальными. В то же время при этом варианте не потребуется строительство компрессорных станций для обратной закачки газа в пласт, не бурятся нагнетательные скважины для закачки газа, не строятся внутрипромысловые трубопроводы для обвязки компрессорных агрегатов с нагнетательными скважинами, не расходуются деньги на приобретение оборудования для повышения давления отсепарированного газа, на материалы, на эксплуатационные расходы и т.д. Можно согласиться в целом с общими принципами оценки целесообразности применения способа, поддержания пластового давления сухим газом, при котором дополнительная добыча конденсата составит 25÷35% по сравнению с добычей его при разработке залежи на истощение. Никогда и при любых способах разработки газоконденсатного месторождения невозможна 100-процентная добыча конденсата, т.е. $C_{5+в}$ содержащегося в составе пластового газа. Это связано как минимум с двумя основным причинами.

1. Запасы самого газа извлекаются неполностью, и величина коэффициента газоотдачи пласта никогда не превышает 0,95. Естественно, что остающийся в пласте газ содержит конденсат.

2. Для сравнительно полного извлечения конденсата необходимо примерно 2÷3 объема сухого газа закачивать в пласт, т.е. примерно 2÷3 цикла отбора-закачки запасов газа. Такие объемы закачки требуют больших затрат, что не всегда оправдано, если содержание конденсата в газе небольшое.

Понятие "оптимальный" вариант разработки включает в себя не истинную сущность варианта, а в большинстве случаев диктуется заказчиком. Естественно, что проектировщик, используя геолого-математические модели, стремится найти оптимальный вариант разработки газовых и газонефтяных месторождений. Такой вариант должен учесть необходимость максимального извлечения всех ценных компонентов, обеспечить сравнительно высокие темпы разработки месторождения, использовать имеющиеся коммуникации в районе расположения месторождения, ресурсы соседних и ближайших месторождений и т.д. Однако, как правило, заказчик исходит из его реальных возможностей по разбуриванию месторождения, реализации добываемой продукции, наличия газопроводов, перекачивающих агрегатов и других факторов, влияющих на темпы освоения месторождения. Так, например, при реальной возможности увеличения годового отбора газа из Астраханского месторождения по его запасам годовые отборы установлены меньше, чем на любом другом месторождении, что связано с большим содержанием сероводорода в газе и отсутствием потребителя на серу.

Заказной вариант разработки месторождения часто является не самым экономичным вариантом. Он, как правило, ориентирован на разработку газовой шапки на истощение, т.е. на максимальные потери конденсата в пласте. Большинство нефтяных оторочек принято рассматривать как побочный второстепенный объект, хотя первоочередным является решение вопроса о максимально возможной добыче нефти. Запасы конденсата и нефти должны прежде всего предопределить схему и последовательность разработки газонефтяного месторождения.

Весьма существенным является рассмотрение вариантов разработки не только исходя из годового отбора газа, конденсата и нефти из залежи или из отдельных ее объектов, но и рассмотрение вариантов с различными величинами депрессий на пласт или дебитов. Эти параметры предопределяют число и размещение скважин и влияют на расходы на сбор газа и нефти на промысле, на образование депрессионных воронок, на сроки ввода ДКС и на другие показатели разработки.

Следует подчеркнуть, что проектировщик обязан установить в проекте наилучший по всем показателям вариант, показать эти результаты заказчику и сравнить заказной вариант со своим научно обоснованным вариантом и отметить положительные и отрицательные стороны заказного варианта.

При сравнительно близких технико-экономических показателях двух и более вариантов проектировщик должен рекомендовать вариант, который

является технологически менее опасным и более устойчивым показателем с позиции обводнения скважин, прорыва верхнего газа через нефтеносный интервал, величины депрессионной воронки и т.д.

Качество и количество представленных проектировщику исходных данных очень часто является основной причиной внесения коррективов к первоначально рекомендованному оптимальному варианту, в результате которых экономические показатели оказываются не самыми лучшими. Среди основных причин, ухудшающих экономические показатели рекомендованного варианта, следует выделить точность использованных при проектировании запасов газа и конденсата, зональную активность вторжения в газовую залежь воды, появление существенных структурных и тектонических изменений в процессе доразведки месторождения.

Часто оптимальные экономические показатели разработки ухудшаются по чисто техническим причинам, например, несвоевременным вводом в эксплуатацию новых участков залежи, дожимных компрессорных станций, обводнением значительного числа скважин в результате нарушения проектного режима эксплуатации. На показатели разработки влияет отсутствие потребителя на проектную величину отбора газа из месторождения.

Перечисленные выше и другие причины являются характерными для разработки газовых и газонефтяных месторождений и на каждом месторождении в процессе его освоения возникает большое число изменений, не учтенных в проекте. Поэтому любой самый точный прогноз показателей разработки газовых и газонефтяных месторождений оказывается в той или иной мере непригодным и требующим внесения коррективов.

13.3. Методические основы определения экономических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений

Согласно утвержденным методическим указаниям ВНИИГАЗа [39] основой методик экономической оценки и выбора способа разработки является выбор критерия оценки и методов определения параметров этого критерия.

Выбор способа разработки осуществляется путем определения сравнительной эффективности рассмотренных вариантов. При таком подходе к выбору способа неверные решения по рекомендуемому варианту могут быть только в случае, если в проекте рассмотрены не все наиболее приемлемые варианты разработки залежи. При выборе способа разработки, так же как и в любом другом способе, должны быть учтены величины годовых отборов газа и конденсата, а при разработке газонефтяных месторождений и нефти продолжительность разработки залежи, разновременность затрат на разработку и другие факторы. Показателем для выбора способа разработки должны яв-

ляться коэффициенты извлечения углеводородного сырья. В проектах разработки газовых и газоконденсатных месторождений, осуществляемых на газодобывающих предприятиях, в основу экономических расчетов заложены критерии, обеспечивающие максимальный эффект при минимальных затратах, без изменения запланированных объемов добычи газа и сроков их поставок потребителю. При заданном отборе оптимум определяется не объемом добычи углеводородов (следовательно, и числом и расположением скважин, схемой сбора и подготовки газа и т.д.), а путем поиска режимов эксплуатации, выбора соответствующей конструкции скважин, схем их обвязки, сроков ввода в разработку отдельных участков залежи и других технических и технологических факторов. Поэтому при заданном отборе из месторождения, как правило, все экономические расчеты направлены на минимизацию затрат. Если заказчик требует от проектировщика установить оптимальный уровень добычи газа и конденсата, то задача экономических расчетов сводится к получению максимального эффекта от разработки данного месторождения. Максимальный эффект от разработки газового месторождения устанавливается не только оптимальным уровнем добычи, но и технологическими и фильтрационными процессами, происходящими в системе “пласт–газопровод”. При разработке газоконденсатных месторождений такой эффект существенно зависит от количества добываемого конденсата, величины потерь конденсата в пласте и затрат на способ поддержания пластового давления. Согласно методическим основам, предлагаемым ВНИИГАЗом для оценки максимум эффекта от выбранного способа разработки, необходима стоимостная оценка в денежном выражении добываемого продукта, в частности конденсата с учетом удельных затрат на добычу данной продукции. Такая оценка может быть достоверной при известных запасах газа и конденсата, коэффициентах извлечения и стоимости реализации конденсата.

Экономическая эффективность разработки газовых и газонефтяных месторождений в целом оценивается исходя из так называемых замыкающих затрат на топливо и энергию. Эти затраты зависят от вида топлива и получаемой энергии, от местонахождения источника топлива или энергии, от транспортных затрат, от затрат на добычу данного вида топлива, например газа, конденсата и нефти.

Эти факторы в совокупности могут довести затраты на добычу и транспортировку газа для отдаленных и труднодоступных регионов до уровня, когда экономические показатели использования газа могут быть неприемлемыми **для данного региона** по сравнению с показателями угля или электроэнергии. Поэтому экономические показатели разработки газовых и газонефтяных месторождений оцениваются, точнее, сравниваются с показателями затрат на те виды топлива, которые обходятся дешевле в данном регионе. Замыкающие затраты, по которым оценивается эффективность разработки газовых и газонефтяных месторождений, устанавливаются на пер-

спективу по газу, нефти, углю, мазуту, атомной энергии по отдельным регионам с учетом ожидаемого роста на добычу или выработку этих топлив исходя из условной их добычи, например исходя из увеличения глубины залегания месторождений угля, газа, нефти и т.д.

В экономических методах оценки эффективности разработки газоконденсатных месторождений ВНИИГАЗ справедливо считает, что если для повышения конденсатоотдачи пласта используется обратная закачка отсепарированного газа, то при этом коэффициент газоотдачи не изменяется, но применение этого метода приводит к отсрочке добычи газа, что является причиной повышения уровня добычи газа на других месторождениях или же ввода в разработку новых газовых месторождений. К настоящему времени в системе ОАО "Газпром" приняты отраслевые замыкающие затраты. Применение отраслевых замыкающих затрат предусматривает сравнение затрат на добычу газа в данном регионе с затратами на добычу и транспорт Тюменского газа, так как основные ресурсы газа сосредоточены на месторождениях севера Тюменской области.

Экономическая эффективность разработки любого газового, газоконденсатного или газонефтяного месторождения связана с большими капиталовложениями. Объемы капиталовложений зависит от принятой системы и способа разработки месторождений. Последний – особенно касается газоконденсатных и газонефтяных месторождений, если эти месторождения разрабатываются с обратной закачкой сухого газа или отбором только нефти и поддержанием пластового давления закачкой воды или водных растворов полимеров в нефтяную оторочку. При этом происходит частичное "замораживание" капиталовложений на разработку используемых полностью по окончании процесса обратной закачки или по окончании процесса разработки нефтяной оторочки. Если газонефтяное месторождение разрабатывается одновременно отбором нефти и газа, то коэффициенты нефте- и конденсатоотдачи залежи существенно снижаются. Замораживание вложенного капитала на 20 лет исключает возможность использования этого капитала на других объектах и получения от этого капитала эффекта. Это означает, что при разработке газоконденсатных и газонефтяных месторождений с опережающим капвложением экономический эффект от разработки должен быть установлен с учетом временного фактора. В методическую основу оценки экономических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений ВНИИГАЗом заложен временной фактор использования имеющегося капитала. В методике экономических расчетов показателей разработки учитывается разновременность в осуществлении капитальных и эксплуатационных затрат за весь период разработки залежи. Эти предпосылки были приняты в качестве критерия экономической оценки способов разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием и без поддержания пластового давления. Основными показателями эффективности выбранного способа разработки будут удельные затраты на добычу конденсата. Опреде-

ление удельных затрат на добычу газа, конденсата и нефти (при наличии нефтяной оторочки) встречает трудности, вызванные условностью разделения затрат между газом, конденсатом и нефтью. Прямые расходы, связанные с поддержанием пластового давления исключительно из-за конденсата, также отчасти используются по аналогии процесса закачки для добычи газа. Поэтому принято затраты на добычу газа и конденсата, а при одновременном отборе нефти и на добычу нефти разносить пропорционально потенциальной добыче этих продуктов. В принципе такое разделение затрат не вполне корректно, хотя предложить более реальный подход по разнесению затрат с учетом всей сложности решаемой задачи практически невозможно.

Согласно методике ВНИИГАЗа [39] критерий экономической оценки способов разработки определяется по формуле:

$$Э = \sum_{0}^{T} \left(Р_{к,t} + Р_{г,t} - З_t \right) R_t , \qquad (13.8)$$

где $Р_{г,t}$, $Р_{к,t}$ – добыча–реализация газа и конденсата в стоимостном выражении в t-м году разработки месторождений; $З_t$ – затраты на добычу в t-м году; R_t – коэффициент учета фактора времени, т.е. коэффициент дисконтирования; T – общая продолжительность разработки месторождения.

Если обозначить стоимости единиц продукции, т.е. газа и конденсата, через $Р_г$ и $Р_к$, а количество реализованного газа и конденсата через $Q_{г\cdot t}$ и $Q_{к\cdot t}$, то получим:

$$Р_{г\cdot t}=Р_г\cdot Q_{г\cdot t} \text{ и } Р_{к\cdot t}=Р_г\cdot Q_{г\cdot t}. \qquad (13.9)$$

Стоимостная оценка единицы добываемого конденсата $Р_к$ определяется на основе замыкающих затрат народнохозяйственного уровня на нефть и основные нефтепродукты:

$$Р_к=\alpha_б\cdot Р_б+\alpha_д\cdot Р_д+\alpha_м\cdot Р_м, \qquad (13.10)$$

где $\alpha_б$, $\alpha_д$, и $\alpha_м$ – доли бензиновой, дизельной и тяжелой (мазут) фракций в составе добываемого конденсата; $Р_б$, $Р_д$ и $Р_м$ – замыкающие затраты на бензин, дизтопливо и мазут.

Значение $Р_к$ приближенно может быть определено по формуле:

$$Р_к=2Р_н-Р_м, \qquad (13.11)$$

где $Р_н$ и $Р_м$ – соответственно замыкающие затраты на нефть и на мазут.

Стоимостная оценка единицы добываемого газа $Р_г$ из проектируемого месторождения может быть установлена, как было отмечено выше, на основе отраслевых замыкающих затрат на газ. Значение $Р_г$ определяется по формуле:

$$Р_г=З_{оз}-З_т, \qquad (13.12)$$

где $З_{оз}$ – удельные приведенные затраты на добычу и транспорт северотюменского газа, т.е. замыкающие затраты на газ в районе потребления газа

проектируемого месторождения; $З_т$ – удельные приведенные затраты в транспорт газа из рассматриваемого месторождения до района потребления.

Значение коэффициента дисконтирования определяется по формуле:

$$R_t = 1/(1+E)^t , \qquad (13.13)$$

где E – коэффициент учета разновременности осуществления затрат и получения продукции; t – порядковый номер года разработки месторождения. Величину E согласно типовой методике принимают равной E=0,08.

Для экономической оценки показателей разработки необходимо определить показатель затрат на добычу газа и конденсата $З_t$ на основании возникающих затрат. Показатель затрат состоит из общих затрат, учитывающих капитальные и текущие – материальные, трудовые затраты, и определяется по формуле:

$$З_t = К_t + И_t, \qquad (13.14)$$

где $К_t$ и $И_t$ – соответственно капиталовложения в t-м году и эксплуатационные затраты без отчислений на реновацию в t-м году.

С учетом дисконтирования суммарные затраты на добычу за весь срок разработки месторождения определяются по формуле:

$$З = \sum_0^T (К+И)_t (1+E)^{-t} . \qquad (13.15)$$

Тогда критерий экономической оценки способа разработки будет определяться по формуле:

$$Э = \sum_1^T P_{г,t} Q_{г,t} (1+E)^{-t} + \sum_1^T P_{к,t} Q_{к,t} (1+E)^{-t} - \sum_0^T (К+И)_t (1+E)^{-t} . \qquad (13.16)$$

При постоянных $P_г$ и $P_к$ в процессе разработки формула (13.16) примет вид:

$$Э = P_г \sum_1^T Q_{г,t} (1+E)^{-t} + P_к \sum_1^T Q_{к,t} (1+E)^{-t} - \sum_0^T (К+И)_t (1+E)^{-t} . \qquad (13.17)$$

Определяемая по формуле (13.17) величина характеризует эффект от добычи газа и конденсата за весь срок разработки месторождения.

Приведенный выше метод определения суммарного эффекта от добычи газа и конденсата не учитывает возможность дополнительной добычи конденсата путем поддержания пластового давления при обратной закачке отсепарированного газа. Приведенный метод может быть успешно применен и на газовом месторождении, в газе которого отсутствуют тяжелые углеводороды $С_{5+в}$. Тогда в формулах (13.8)÷(13.17) слагаемые, связанные конденсатом, приравниваются нулю.

Если газоконденсатное месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления путем обратной закачки сухого газа, то необходимо определить относительный эффект от этого процесса ΔЭ (а возможно, и относительный ущерб от применения этого способа разработки) по формуле:

$$\Delta Э = Э_п - Э_и = \sum_{1}^{T} P_{г,t} \cdot \Delta Q_{г,t} (1+E)^{-t} + \sum_{1}^{T} P_{к,t} \cdot \Delta Q_{к,t} (1+E)^{-t} - \sum_{0}^{T} \Delta (К+И)_t (1+E)^{-t}, \quad (13.18)$$

где $\Delta Q_{к,t}$ и $\Delta Q_{г,t}$ – разницы в t-м году между добычей-реализацией конденсата и газа при подержании пластового давления и разработкой месторождения на истощение; $\Delta(К+И)_t$ – разница в t-м году в затратах на добычу с поддержанием давления по сравнению с разработкой на истощение. Следует подчеркнуть, что в формуле (13.18) суммарная дисконтированная разность добычи газа и аналогичная разность затрат будут иметь отрицательные значения из-за специфики процесса обратной закачки газа и связаны с отсрочкой реализации добываемого газа.

Показателем экономической эффективности способа добычи конденсата с поддержанием пластового давления сухим газом могут быть и удельные затраты на дополнительную добычу конденсата:

$$З_{доп} = \left[\sum_{0}^{T} \Delta (К+И)_t (1+E)^{-t} - \sum_{1}^{T} \Delta Q_{г,t} (1-E)^{-t} \right] \Big/ \left[\sum_{1}^{T} \Delta Q_{к,t} (1+E)^{-t} \right]. \quad (13.19)$$

Если значение $З_{доп}$ будет меньше $Р_к$, то это означает, что обратная закачка газа как способ разработки газоконденсатного месторождения эффективна. Значения капиталовложений по годам $К_t$ и эксплуатационных расходов $И_t$ определяются по нормативным данным.

При расчетах капиталовложений на добычу конденсата и газа необходимо учесть все затраты, связанные с основным производством и вспомогательными объектами производства. Причем капиталовложения на различные объекты, если они не связаны с обратной закачкой газа, не должны быть включены в расчеты при определении величины относительного эффекта ΔЭ.

Величину $К_t$ можно определить по формуле:

$$К_t = \Delta n_{эt} \cdot \nu_э + \Delta n_{нt} \cdot \nu_н + \Delta Q_{гt} \cdot \nu_г + \Delta Q_{кt} \cdot \nu_к + \Delta n_{уt} \cdot \nu_у + \Delta n_{нкаt} \cdot \nu_{нка} + \Delta n_{дкаt} \cdot \nu_{дка} + \Delta n_{пt} \cdot \nu_п, \quad (13.20)$$

где $\Delta n_{эt}$, $\Delta n_{нt}$ – соответственно ввод в t-м году эксплуатационных и нагнетательных скважин; $\nu_э$, $\nu_н$ – нормативы капиталовложений, зависящие от числа эксплуатационных и нагнетательных скважин; $\Delta Q_{гt}$, $\Delta Q_{кt}$ – разницы в t-м году между добычей-реализацией газа и конденсата при поддержании пластового давления обратной закачкой сухого газа и разработкой месторождения на истощение; $\nu_г$ и $\nu_к$ – годовые отборы газа и конденсата; $\Delta n_{уt}$ – ввод установок по подготовке газа; $\nu_у$ – количество установок по подготовке газа; $\Delta n_{нкаt}$ и $\Delta n_{дкаt}$ – ввод в t-м году нагнетательных и дожимных компрессорных агрегатов; $\nu_{нка}$ и $\nu_{дка}$ – количество нагнетательных и дожимных компрессорных агрегатов; $\Delta n_{пt}$ – ввод промыслов и $\nu_п$ – количество промыслов.

Значение эксплуатационных расходов $И_t$ определяется по формуле:

$$И_t=\rho_м Q_{тт}+\rho_{зп} n_t+\rho_{нка} n_{нка\,t}+\rho_{дка} n_{дка\,t}+\alpha \Phi'_t+\rho_г Q_{п\,t}+a\Phi_t, \qquad (13.21)$$

где n_t – количество эксплуатационных и нагнетательных скважин в t-м году; $n_{нка}$, $n_{дка}$ – соответственно количество нагнетательных и дожимных компрессорных агрегатов в t-м году; Φ'_t – стоимость основных фондов без компрессорных станций на конец года; Φ_t – стоимость основных фондов на конец t-го года; a – средняя норма реновации; α – норматив накладных расходов – капитальный и текущий ремонт объектов промысла; обслуживание оборудования, транспортные расходы и т.д.; $\rho_г$ – отраслевая стоимостная оценка газа; $Q_{п\,t}$ – закачка постороннего газа в t-м году; $\rho_м$, $\rho_{зп}$, $\rho_{нка}$ и $\rho_{дка}$ – норматив расходов соответственно на материалы, топливо и энергию, зарплату, а также эксплуатационно-нагнетательные и дожимные компрессорные агрегаты без реновации.

Формулы (13.20) и (13.21) могут быть использованы и при расчетах затрат на разработку месторождения, на истощение, принимая при этих расчетах затраты на нагнетательные скважины, нагнетательные компрессорные агрегаты, закачку постороннего газа и все другое, связанное с обратной закачкой газа равными нулю. Следует подчеркнуть, что при расчете эксплуатационных расходов по формуле (13.21) расход газа на собственные нужды компрессорных станций оценивается как безвозвратные потери по замыкающим затратам народнохозяйственного уровня и должен быть учтен при обосновании укрупненного норматива затрат на эксплуатацию КС.

Для выбора способа разработки газоконденсатного месторождения некоторые показатели разработки с поддержанием и без поддержания пластового давления должны быть одинаковыми. В частности, динамика годовых отборов с поддержанием пластового давления и периоды нарастающей и падающей добычи на режиме истощения должна быть одинаковой, сравнение способов разработки должно производиться за полный их срок реализации. Целесообразность разработки месторождения с обратной закачкой отсепарированного газа зависит от многих геолого-технологических параметров. Способ разработки месторождения с поддержанием пластового давления не целесообразно, если содержание конденсата в газе невелико, независимо от запасов газа на проектируемом месторождении, так как на таких тощих месторождениях потери конденсата в пласте небольшие. Поэтому проектировщик перед выбором способа разработки должен хотя бы приближенными аналитическими или графическими методами оценить потери конденсата в пласте. Суммарные затраты на добычу газа и конденсата должны быть разнесены на каждую продукцию, т.е. на газ и на конденсат. Причем, если месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления, то разнесение затрат должно быть прямой и косвенной. Под прямыми в данном случае будут приняты затраты на добычу конденсата, связанные со строи-

тельством компрессорных станций для нагнетания газа в пласт, бурение нагнетательных скважин, их обвязка с КС и т.д. К косвенным затратам могут быть отнесены затраты в случае суммарной добычи газа и конденсата по завершению цикла закачки или затраты, влияющие на производительность эксплуатационных скважин. За величину потенциально возможной суммарной добычи могут быть приняты геологические запасы газа и конденсата. При таком подходе косвенные затраты, относимые на добычу конденсата $\alpha_к$ могут быть определены по формуле:

$$\alpha_к = G_к/(G_к+G_г), \tag{13.22}$$

где $G_к$ и $G_г$ – соответственно запасы конденсата и газа. Для газа косвенные затраты $\alpha_г$ при известном $\alpha_к$ будут определяться из равенства:

$$\alpha_г = 1-\alpha_к. \tag{13.23}$$

Во ВНИИГазе считают, что $\alpha_г$ и $\alpha_к$ по всем способам разработки одинаковы и постоянны по годам разработки, связаны с величинами запасов и методикой определения $\alpha_г$ и $\alpha_к$. В реальных условиях такое допущение искажает истинные удельные затраты на добычу газа и конденсата по годам. Поэтому методика определения $\alpha_г$ и $\alpha_к$ должна быть усовершенствована.

Сумму затрат относимую на каждый продукт добычи, предлагается определить по формуле:

$$З_i = З_{iп} + З_к \cdot \alpha_i, \tag{13.24}$$

где $З_{iп}$ – прямые затраты на добычу *i*-го продукта; $З_к$ – косвенные затраты; α_i – для косвенных затрат на добычу *i*-го продукта.

Если месторождение разрабатывается на истощение, то к прямым затратам относятся: затраты на конденсатосборные коллекторы, установки стабилизации конденсата, насосные станции для конденсата, емкости для конденсата и т.д., которые связаны с добычей, подготовкой и транспортом конденсата на промысле. К прямым затратам на добычу газа относятся промысловые газосборные коллекторы, ДКС и т.д.

Формула (13.24), по которой стоимость основных фондов и эксплуатационных расходов на добычу газа и конденсата должна конкретизироваться следующими зависимостями:

$$Ф_{к\cdot t} = \alpha_к \left[Ф_t - Ф_{пкt} - Ф_{пгt} \right] + Ф_{пкt}, \tag{13.25}$$

$$Ф_{г\cdot t} = Ф_t - Ф_{к\cdot t}, \tag{13.26}$$

$$И_{к\cdot t} = \alpha_к \left[И_t - И_{пкt} - И_{пгt} \right] + И_{пкt}, \tag{13.27}$$

$$И_{г\cdot t} = И_t - И_{к\cdot t}, \tag{13.28}$$

где $Ф_{к\cdot t}$ и $Ф_{г\cdot t}$ – соответственно стоимость основных фондов по добыче конденсата и газа в t-м году; $Ф_t$ – общая стоимость основных фондов по добыче

газа и конденсата в t-м году; $Ф_{пк,t}$ и $Ф_{пг,t}$ – соответственно стоимость прямых основных фондов по добыче конденсата и газа в t-м году. $И_{к,t}$ и $И_{г,t}$ – эксплуатационные расходы на добычу конденсата и газа в t-м году; $И_t$ – общие эксплуатационные расходы на добычу газа и конденсата в t-м году; $И_{пк,t}$ и $И_{пг,t}$ – прямые эксплуатационные расходы на добычу конденсата и газа в t-м году.

Прямые основные фонды и эксплуатационные расходы определяются через зависимости:

$$Ф_{пк,t}=n_{у,t}\nu_{у,к}+Q_{к,t}\nu_к, \tag{13.29}$$

$$Ф_{пг,t}=n_{у,t}\nu_{у,г}+n_{дка,t}\nu_{дка}, \tag{13.30}$$

$$И_{пк,t}=Ф_{к,t}(\alpha+a), \tag{13.31}$$

$$И_{пг,t}=Ф_{г,t}(\alpha+a), \tag{13.32}$$

где $n_{у,t}$ – число установок в t-м году, $n_{дка,t}$ – количество дожимных компрессорных агрегатов в t-м году; $\nu_{у,к}$ и $\nu_{у,г}$ – стоимость конденсатосборных и газосборных коллекторов в расчете на одну УКПГ; $\nu_к$ – стоимость установки стабилизации конденсата и других объектов в расчете на 1 т добываемого конденсата; $\nu_{дк}$ – стоимость одного компрессорного агрегата; $Q_{к,t}$ – отбор нестабильного конденсата в t-м году; α – норматив накладных расходов на капитальный и текущий ремонты, обслуживания, транспортные расходы и т.д.; a – средняя норма реновации.

Естественно, что при разработке с обратной закачкой – отсепарированного газа все затраты периода поддержания пластового давления как накопленные в виде основных фондов, так и текущие затраты на эксплуатацию месторождения полностью должны быть отведены на конденсат, так как в этот период разработки реализуется только конденсат. Следовательно, для этого периода будем иметь:

$$Ф_{к,t}=Ф_t \text{ и } И_{к,t}=И_t. \tag{13.33}$$

В дальнейшем затраты на доразработку месторождения на истощение распределяются между газом и конденсатом и для этого периода справедливы формулы (13.25)÷(13.28).

В ряде случаев способ разработки газоконденсатного месторождения путем обратной закачки газа реализуется не полностью, т.е. вместе с конденсатом реализуется и часть добываемого газа. В таких случаях затраты периода частичной обратной закачки газа распределяются между добываемым конденсатом и газом. Согласно методическим указаниям [39] в этот период распределение прямых затрат на конденсат (см. формулы (13.25)÷(13.32)) включает в себя и затраты накопленные и текущие по нагнетательным скважинам и нагнетательным компрессорным станциям, а также часть косвенных затрат в доле, кратной отношению годовой закачки газа к его годовому отбору. Поэтому вместо формул (13.25) и (13.27) следует использовать следующие формулы:

$$Ф_{пк't}=Ф_{ппд't}+Ф_{ку't}+\varphi_t[Ф_t-Ф_{ппд't}-Ф_{ку't}Ф_{пг't}], \quad (13.34)$$

$$И_{пк't}=\alpha[Ф_{к't}-Ф_{кс't}]+И_{нкс't}+\varphi_t[И_t-\alpha(Ф_{к't}-Ф_{нкс't})-И_{нкс't}]+И_{рt}Ф_{к't}/Ф_t, \quad (13.35)$$

где $Ф_{ппд't}$ – стоимость основных фондов объектов по поддержанию пластового давления в t-м году, определяемая по формуле:

$$Ф_{ппд't}=n_{сн.t}\cdot\nu_{сн}+n_{нка.t}\cdot\nu_{нка}, \quad (13.36)$$

$Ф_{куt}$ – стоимость основных фондов объектов по сбору и стабилизации конденсата, определяемая формулой:

$$Ф_{куt}=n_{у.t}\cdot\nu_{ук}+Q_{к.t}\cdot\nu_к, \quad (13.37)$$

$Ф_{нкс't}$ – стоимость основных фондов нагнетательной компрессорной станции; $И_{нкс't}$ – эксплуатационные расходы по нагнетательной компрессорной станции в t-м году; $П_{сн't}$ – количество нагнетательных скважин в t-м году; $П_{уt}$ – количество УКПГ в t-м году; $И_{рt}$ – реновация в t-м году.

Значения прямых затрат на конденсат, определяемые по формулам (13.34) и (13.35), подставляются в (13.25) и (13.27), а затраты на газ по формулам (13.26), (13.28), (13.30) и (13.32). Далее определяются удельные затраты на добычу газа и конденсата для каждого года разработки путем отнесения годовых затрат на фактическую добычу:

$$Ф_{уд.к't}=Ф_{кt}/Q_{кt} \text{ и } И_{уд.к't}=И_{кt}/Q_{кt}, \quad (13.38)$$

$$Ф_{уд.г't}=Ф_{г.t}/Q_{г.t} \text{ и } И_{уд.г't}=И_{г.t}/Q_{г.t}, \quad (13.39)$$

где $Ф_{удг't}$ и $Ф_{удк't}$ – фондоемкости добычи газа и конденсата в t-м году; $И_{удк't}$ и $И_{удг't}$ – себестоимости добычи конденсата и газа в t-м году.

В ряде случаев, когда производят сравнительные расчеты с другими видами топлив, необходимы средние себестоимости добываемых продуктов, т.е. конденсата и газа. Средняя за период разработки себестоимость добываемой продукции может быть определена по формуле:

$$И_{к.ср}=\sum_1^T И_{кt}\Big/\sum_1^T Q_{кt} \text{ и } И_{г.ср}=\sum_1^T И_{гt}\Big/\sum_1^T Q_{гt}. \quad (13.40)$$

Средняя за этот же период фондоемкость добываемых продукций определяется по формулам:

$$Ф_{к.ср}=\sum_1^T Ф_{кt}\Big/\sum_1^T Q_{кt} \text{ и } Ф_{г.ср}=\sum_1^T Ф_{гt}\Big/\sum_1^T Q_{гt}. \quad (13.41)$$

Полученные выше экономические показатели при различных способах разработки газоконденсатных месторождений должны быть охарактеризованы с позиции хозяйственной деятельности предприятия. Для этого необходимо рассчитать хозрасчетные показатели, т.е. себестоимости, прибыли и рентабельности предприятия. Такие показатели определяются на основании

действующих оптовых цен на добываемые продукты. Оптовые цены, как правило, меняются в процессе разработки месторождения, и эти изменения или тенденции к изменению должны быть учтены при оценке хозяйственной деятельности предприятия. При оценке хозяйственной деятельности предприятия необходимо учесть возмещения затрат на геологоразведочные работы и амортизационные отчисления. Естественно, что чистая прибыль предприятия зависит от налоговых отчислений на аренду площади месторождения, на использование природных ресурсов, от отчисления на социальные нужды и т.д.

Прибыли от реализации газа и конденсата на каждый год определяется по формуле:

$$П_t=Ц_г \cdot Q_{гt}+Ц_к \cdot Q_{кt}-C_t, \quad (13.42)$$

где $П_t$ – прибыль от реализации газа и конденсата в t-м году; $Ц_г$, $Ц_к$ – соответственно оптовые цены предприятия на газ и конденсат; C_t – эксплуатационные расходы в t-м году.

Рентабельность предприятия определяется путем деления прибыли $П_t$ на стоимость промышленно-производственных основных фондов в t-м году, т.е.

$$E_р=n_t/Ф_t. \quad (13.43)$$

Предприятие считается рентабельным, если соблюдается условие:

$$E_р \geq E_{рн}, \quad (13.44)$$

где $E_{рн}$ – нормативный показатель рентабельности, который принят в размере $E_{рн}=0{,}15$.

При определенных условиях при действующих ценах на производимые продукты и затратах на освоение месторождения предприятие может оказаться нерентабельным. Таким будет предприятие, если содержание конденсата в газе невелико и способом разработки выбрана разработка залежи с обратной закачкой сухого газа в пласт. В таких случаях нужно оценить цену на конденсат, обеспечивающую рентабельность предприятия.

Цена на конденсат может быть определена формулой:

$$И_{гt}=[C_t+E_{рн}Ф_t]/Q_{кt}. \quad (13.45)$$

Если месторождение разрабатывается на истощение, то цена на газ и конденсат определяется по формулам:

$$И_{гt}=[C_{гt}+E_{рн}Ф_{гt}]/Q_{гt} \text{ и } И_{кt}=[C_{кt}+E_{рн}Ф_{кt}]/Q_{кt}, \quad (13.46)$$

где $C_{к't}$ и $C_{г't}$ – себестоимости годовой добычи конденсата и газа в *t*-м году.

Приведенная выше методика расчета экономических показателей разработки газоконденсатных месторождений позволяет установить способ разработки залежи и направлена в основном на целесообразность применения способа поддержания пластового давления путем обратной закачки отсепа-

рированного газа. Не оспаривая в целом принятые в [39] общие принципы расчета экономических показателей разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем обратной закачки газа, необходимо подчеркнуть следующее.

1. Данная методика может быть использована и для экономических оценок показателей разработки, и для газовых месторождений путем ввода соответствующих поправок на расчетные формулы.

2. Предложенная методика не пригодна для экономических оценок показателей разработки при покомпонентной реализации добываемого газа, этана, ШФЛУ, гелия, серы.

3. Используемые нормативные и другие показатели либо устаревшие, либо не учитывают возможности различных вариантов реализации добываемого продукта. Существующие внутренние и мировые цены на газ, конденсат, нефть, гелий, этан и на другие компоненты могут практически предопределить рентабельность предприятия в зависимости от реализации.

4. Предложенная методика практически исключает возможность добычи только конденсата, допуская при этом, что на имеющиеся запасы газа данного месторождения нет потребителя. Тогда разработка месторождения с применением метода обратной закачки отсепарированного газа и с использованием высокодебитных эксплуатационных и нагнетательных горизонтальных скважин может оказаться высокорентабельной.

5. Предложенная методика не приспособлена для оценки экономических показателей разработки газонефтяных месторождений.

13.4. Определение экономических показателей разработки газонефтяного месторождения при наличии в составе газа, конденсата и гелия

Экономическая оценка вариантов разработки газонефтяного месторождения с учетом наличия конденсата и гелия в газе может быть произведена в соответствии с “Методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности” РД 39-01/06-0001-89. В соответствии с данными методическими рекомендациями экономический эффект за расчетный период определяется по формуле:

$$Э_t = P_t - З_t, \tag{13.47}$$

где $Э_t$ – экономический эффект за расчетный период; P_t – стоимостная оценка результатов реализации за этот же период; $З_t$ – стоимостная оценка затрат за расчетный период. Величину P_t можно определить по формуле:

$$P_t = \sum_{t_н}^{t_к} P_t = \sum_{t_н}^{t_к} \frac{Ц_{it} \cdot Q_{it}}{(1+E_н)^{t-t_р}}, \tag{13.48}$$

где $t_н$ и $t_к$ – начальный и конечный год расчетного периода; $Ц_{i\,t}$ – цена i-го продукта в году t; $Q_{i\,t}$ – объем производства i-го продукта в t-м году; $E_н$ – норматив приведения разновременных затрат и результатов, численно принимаемый равным нормативу эффективности капитальных вложений $E_н$=0,1. Отметим, что в методических указаниях принятых ОАО "Газпром" величина E установлена 0,08 (см. формулу (13.13)); $t_р$ – расчетный год, к которому осуществляется приведение разновременных затрат и результатов.

Стоимостная оценка затрат $З_t$ осуществляется следующим образом:

$$З_t = \sum_{t_н}^{t_к} \frac{И_t}{(1+E_н)^{t-t_р}} + \sum_{t_н}^{t_к} \frac{К_t}{(1+E_н)^{t-t_р}} - \sum_{t_н}^{t_к} \frac{Л_t}{(1+E_н)^{t-t_р}}, \qquad (13.49)$$

где $И_t$ – текущие издержки при производстве продукции в t-м году без амортизационных отчислений на реновацию; $К_t$ – единовременные затраты (капиталовложение) при производстве продукции в t-м году; $Л_t$ – остаточная стоимость (ликвидационное сальдо) основных фондов, выбывших в t-м году.

Критерием выбора варианта разработки является максимальное значение экономического эффекта. Для экономической оценки различных вариантов разработки с извлечением газа, конденсата, нефти и гелия были использованы следующие нормативные показатели:

– при прогнозной оценке инвестиций (капитальных вложений) были использованы "Разработки методического и информационного обеспечения прогнозирования капитальных вложений и эксплуатационных затрат в подотраслях газовой промышленности на период до 2010 г.";
– индивидуальные нормативы удельных капитальных вложений на нефтепромысловое строительство;
– фактические технико-экономические показатели Оренбургского гелиевого завода.

При определении экономических показателей на весь срок разработки были использованы прогнозные оценки уровня цен при капитальном строительстве по ОАО "Газпром" и "Роснефть".

Объем инвестиций определяется в соответствии со схемой обустройства месторождения по следующим позициям:

– бурение скважин; сбор и транспорт нефти и газа, подготовка нефти и газа; заводнение, промводоснабжение, промканализация, электроснабжение, автоматизация и связь, производственные базы, автодороги, прочие объекты и затраты.

Нормативы удельных капитальных вложений в разработку месторождения приведены **в таблице 13.1.** Эти нормативы зависят от местонахождения месторождения, геологической особенности залежи, географических и метеорологических условий и т.д. Поэтому эти нормативы будут несколько иные в зависимости от перечисленных выше факторов.

Нормативные удельные капвложения на одном из предприятий приведены в **таблице 13.1.**

Эксплуатационные затраты рассчитаны по следующим позициям:

– амортизационные отчисления; заработная плата, расходы на поддержание пластового давления, общепроизводственные расходы, плата за недра, отчисление в страховой и дорожный фонды, прочие расходы.

Пример по эксплуатационным затратам на одном из предприятий Газпрома приведены в **таблице 13.2.**

Выручка от реализации продукции рассчитывались в условных ценах, соответствующих началу 90-х годов. В частности, они составляли: нефть – 20000 руб./т, газ – 1500 руб./1000 м^3, конденсат – 15000 руб./т и гелий – 450; 2000 и 10000 руб./м^3.

Таблица 13.1

п/п	Объекты обустройства	Удельные нормативы
1.	Стоимость бурения 1 м, тыс.руб. вертикальная скважина горизонтальная скважина	 90 180
2.	Сбор, транспорт нефти и газ, млн. руб. на 1 новую скважину	16,7
3.	Электроснабжение, млн.руб./скв.	3,1
4.	Автоматизация и связь, млн.руб./скв.	2,5
5.	Производственные базы, млн.руб./скв.	6,5
6.	Прочие объекты и затраты, млн.руб./скв.	4,9
7.	Подготовка нефти и газа, тыс.руб./1 т. нефть	0,42
8.	Заводнение, производоснабжение, промканализация, тыс.руб./1 т. жидк.	0,224
9.	Автодороги, млн.руб./1 км	

Таблица 13.2

п/п	Объекты обустройства	Удельные нормативы
1.	Заработная плата, тыс.руб./скв.	3000
2.	Расходы на ППД с закачкой воды, руб./м^3	50
3.	Общепроизводственные расходы, тыс.руб./скв.	1900
4.	Платы за недра, % от выручки	8
5.	Ремонтный фонд, % от стоимости основных фондов	4
6.	Страховой и дорожный фонды, % от выручки	1,5
7.	Прочие затраты, % от выручки	5

Список использованной литературы

1. *Алиев З.С.* Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М. ООП ГАНГ им. И.М. Губкина, 1992. Часть I и II.

2. *Алиев З.С.* Обоснование и выбор метода и проектирование разработки газонефтяных месторождений с учетом наличия конденсата и гелия в добываемом газе на примере Среднеботуобинского месторождения. М.: Фонды ГАНГ им. И.М. Губкина, 1993.

3. *Алиев З.С.* О необходимости создания новых концепций для разработки газовых и газоконденсатных месторождений горизонтальными и многоствольногоризонтальными скважинами. М.: НТЖ Наука и технология углеводородов, 6, 1999.

4. *Алиев З.С.* Технология применения горизонтальных скважин. М.: Изд. Нефть и газ, 2007 (конспекты лекций).

5. *Алиев З.С., Андреев О.Ф.* Методика расчета основных показателей при проектировании разработки газовых месторождений. Газовое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1970, вып.2.

6. *Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П.* и др. Технологический режим работы газовых скважин. М.:, Недра, 1978.

7. *Алиев З.С., Бондаренко В.В.* Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Печора: Изд. Печорское время, 2003.

8. *Алиев З.С., Бондаренко В.В.* Технология применения горизонтальных скважин. М.: Нефть и газ, 2006.

9. *Алиев З.С., Бондаренко В.В., Сомов Б.Е.* Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов. М.: Изд. Нефть и газ, 2001 г.

10. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов. М.: Нефть и газ, 2007 (конспекты лекций).

11. *Алиев З.С., Сомов Б.Е., Мараков Д.А., Гонышева И.В.* Влияние кольматации на достоверность определения фильтрационных свойств пласта по данным исследования скважин. Труды VI международного технологического симпозиума Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышение нефтеотдачи. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2007.

12. *Алиев З.С., Шеремет В.В.* Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. М.: Недра, 1995.

13. *Алиев З.С., Хабибулин Р.А., Панкин Н.А.* Анализ результатов исследований газовых скважин Ямбургского ГКМ и Заполярного ГНКМ. Казань: Изд. КГТУ, 1999.

14. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982.

15. *Андреев О.Ф.* Обоснование оптимального расположения скважин на газовых месторождения севера Тюменской области. НТ. обз. М.: ВНИИЭГазпром, 1975.

16. *Балыбердина И.Т.* Физические методы переработки и использования газа. М.: Недра, 1988.

17. *Бекиров Т.М.* Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. М.: Недра, 1980.

18. *Беньяминович О.А.* Производство и использование гелия в США. Обз.информ. М.: ВНИИЭГазпром, 1983, вып.4.

19. *Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П.* Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами, М.: Недра, 1964.

20. *Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1976.

21. *Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К.* и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. М.: ВНИИОЭНГ, 1994.

22. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика (под ред. Б.М. Запорожца), М.: Недра, 1983.

23. *Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М.* и др. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995.

24. *Гриценко А.И., Ермилов О.М., Зотов Г.А.* и др. Технология разработки крупных газовых месторождений. М.: Недра, 1990.

25. *Гутман И.С.* Методы подсчета запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985.

26. Ермилов О.М. и др. Разработка крупных газовых месторождений в неоднородных коллекторах. М.: Недра, 1987 г.

27. *Ермилов О.М., Алиев З.С., Ремизов В.В.* и др. Эксплуатация газовых скважин. М.: Наука, 1995.

28. *Жданова Н.В., Халиф А.Л.* Осушка природных газов. М.: Недра, 1975.

29. *Желтов Ю.В.* Возможные способы разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Тр. ИГиРГИ. М.: Наука, 1978.

30. *Желтов Ю.В.* и др. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1979.

31. *Закиров С.Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1988.

32. *Закиров С.Н., Шмыгля О.П.* Некоторые вопросы анализа разработки газовых месторождений. НТ обз. М.: ВНИИЭГазпром, 1971.

33. *Закиров С.Н.* и др. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. М.: Недра, 1984.

34. *Закиров С.Н.* и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М.: Недра, 1976.

35. *Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я.* и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. М.: Недра, 1988.

36. *Закиров С.Н.* и др. Прогнозирование разработки газовых месторождений с использование трехмерных моделей пластов. М.: ВНИИЭГазпром, 1986.

37. *Закиров С.Н., Закиров И.С.* Новый подход к разработке нефтегазовых месторождений. М.: ИРЦ Газпром, 1996.

38.*Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А.* Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. М.: Недра, 1987.

39. *Зотов Г.А.* и др. Методические указания по применению инженерных методов расчета технологических и технико-экономических показателей разработки газоконденсатных месторождений при различных способах их разработки. М.: ВНИИГаз, 1988.

40. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева) М.: Недра, 1980.

41. *Иванов С.И., Алиев З.С., Сомов Б.Е., Мараков Д.А.* Газоотдача газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 2005.

42. Интерпретация геофизических исследований скважин. Справочник геофизика (под ред. В.М. Добрынина) М.: Недра, 1987.

43. *Кэмпбел Д.М.* Очистка и переработка природных газов. (пер. с английского). М.: Недра, 1977.

44. *Лапук Б.Б.* Теоретические основы разработка газовых месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1948.

45. *Лапук Б.Б.* и др. Комплексное решение проблемы разработки группы газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1970.

46. *Марчук Г.И.* Методы вычислительной математики. М.: Наука, 1980.

47. *Масленников В.В., Ремизов В.В.* Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. М.: Недра, 1993.

48. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГНИ, 1983.

49. *Минский Е.М.* О конструкции высокодебитных газовых скважин. Тр. ВНИИГаза. М.: Гостоптехиздат, 1953.

50. *Минский Е.М.* и др. Разработка газового месторождения системой неравномерно расположенных скважин. Тр. ВНИИГаза, вып. 36/44, М.: Недра, 1964.

51. *Мирзаджанзаде А.Х.* и др. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1967.

52. *Никитина И.Е., Исмайлова Х.И., Мошнина А.Ф.* и др. Абсорбенты, их свойства и применение в процессе тонкой очистки гелия. М.: ВНИИЭГазпром, 1977.

53. Законы РФ:

О плате за землю от 11 ноября 1991 г.; О недрах от 4 мая 1992 г.; Об охране атмосферного воздуха от 4 мая 1999 г.; О животном мире от 24 апреля 1995 г.; Об охране окружающей природной среды от 10 января 2002 г.; О са-

нитарно-эпидемиологическом благополучии населения от 30 марта 1999 г.; Об экологической экспертизе от 23 ноября 1995 г.

54. Лесной, водный и земельный кодексы РФ.

55. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений (под ред. В.П. Бибилурова и др.). М.: Недра, 1971.

56. *Рассохин Г.В.* Разработка газовых месторождений на завершающей стадии. М.: Недра, 1978.

57. *Розенберг М.Д.* и др. Многофазная, многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1976.

58. Регламент составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИГаз, 1999.

59. *Пономарев А.И.* Разработка нефтегазоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах. Уфа: Изд. УГНТУ, 1999.

60. *Пономарев А.И.* Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах. Новосибирск: Изд. СО РАН.

61. Сборник методик по определению концентраций загрязняющих веществ в промышленных выбросах в атмосферу. М.: Госкомгидромет, 1986.

62. *Лисовский Н.Н.* и др. Совершенствование классификации ресурсов и запасов нефти и газа. М.: Нефть и газ, 1994.

63. *Черных В.А.* Газогидродинамика горизонтальных скважин. М.: ВНИИГаз, 1996.

64. *Babu D.K., Odeh A.S.* Productivity of horizontal well. SPERE, November, 1989.

65. *Giger F.M.* Reduction Du Number de Puits Par L'utilisation de Forages Horizontaux, Revue De L'institut Fr. Du Petrole, v.38, 3, 1983.

66. *Joshi S.D.* Horizontal Well Technology, 1991.

67. *Renard G.I., Dupug J.M.* Influence of Formation Damage on the flow Efficiency of Horizontal Wells, Paper SPE 19414, 1990.

Учебное издание

АЛИЕВ Загид Самедович
МАРАКОВ Денис Александрович

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Учебное пособие для вузов

Редактор издательства: *Е.М. Бугачева*

Подготовка оригинал-макета:
Издательство «МАКС Пресс»
Компьютерная верстка: *М.А. Комарова*
Корректор: *Н.А. Балашова*

Подписано в печать 17.05.2011 г.
Печать офсетная. Бумага офсетная.
Формат 70x100 1/16. Усл.печ.л. 27,63. Заказ 11126. Тираж 1000 экз. Изд. № 515.

Издательство ООО "МАКС Пресс"
Лицензия ИД N 00510 от 01.12.99 г.

119992, ГСП-2, Москва, Ленинские горы, МГУ им. М.В. Ломоносова, 2-й учебный корпус, 527 к.
Тел. 939-3890, 939-3891. Тел./Факс 939-3891.

Отпечатано в ЗАО «Белгородская областная типография».

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
и его репродуцирование (воспроизведение) любыми способами
без согласия университета запрещается.

Алиев Загид Самедович

Доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, академик Международной академии наук природы и общества.

Крупнейший специалист в области подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа.

Является автором 327 публикаций, в том числе 20 монографий и 23 тематических брошюр.

Мараков Денис Александрович

Кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Специалист в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Является автором более 17 публикаций, в том числе 1 монографии и тематических брошюр в области теории разработки, исследования и эксплуатации вертикальных и горизонтальных скважин.