

**С.Н. Закиров**

**РАЗРАБОТКА  
ГАЗОВЫХ,  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ  
И НЕФТЕ-  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



**Москва  
1998**

Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. С.Н. Закиров – М.: “Струна”, – 1998.– 628с.

Профессором В.Н.Виноградовым при значительной помощи и поддержке Председателя Госплана СССР Н.К. Байбакова в 1987г. был организован Институт проблем нефти и газа РАН. Немало сил созданию института посвятили академики А.Н. Дмитриевский, А.П. Крылов и другие ученые. В 1997г. этому институту исполнилось 10 лет. Научно-исследовательские работы автора вместе с коллегами по лаборатории газонефтеконденсатоотдачи указанного института составили предмет данной книги. Это означает, что в нее включены результаты исследований последних лет в области теории и практики разработки месторождений природных газов и наиболее узловых вопросов, связанных с проблемами повышения газо-, нефте-, конденсатоотдачи продуктивных пластов. Многолетняя преподавательская работа автора в ГАНГ им. И.М.Губкина заставила осветить рассматриваемые вопросы так, чтобы книга была полезна студентам и аспирантам нефтегазовых вузов в качестве учебного пособия.

Чувства благодарности к ИПНГ РАН побуждают автора посвятить данный труд 10-летию юбилею института.

Одновременно автор посвящает эту книгу своим любимым и дорогим Учителям.

ISBN 5-85926-011-3

© С.Н.Закиров

029282-5

Современный этап развития газовой промышленности страны начался с ввода в разработку Северо-Ставропольского (1957 г.), Газлинского (1961 г.), Шебелинского (1958 г.) газовых месторождений и группы газоконденсатных месторождений Краснодарского края (1958 г.).

Создание теоретических основ проектирования и разработки месторождений природных газов сыграло немалую роль в развитии газовой промышленности страны. Можно считать, что, исходя из опыта разработки указанных месторождений, эти теоретические основы прошли испытание временем. Значение данной научной дисциплины в еще большей мере возрастает на современном этапе развития газодобывающей отрасли. Это объясняется следующими причинами.

В ближайшие годы основные уровни отбора газа будут обеспечиваться за счет разработки сеноманских и валанжинских залежей газа Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского, Заполярного и других месторождений севера Тюменской области.

Наряду с этими, достаточно традиционными месторождениями газа, которым в силу их важности в системе газоснабжения страны будет уделяться пристальное внимание, сегодня приходится сталкиваться с месторождениями нового типа. К таким месторождениям относятся следующие.

Истощенные, истощающиеся газовые и газоконденсатные месторождения в различных районах страны. Фонд этих месторождений со временем будет нарастать. Какие подходы с точки зрения повышения компонентоотдачи пласта здесь перспективны?

Газоконденсатные месторождения с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), открытые в последние годы (Астраханское месторождение, глубокозалегающие залежи Уренгойского и других месторождений). Здесь представляется, что деформация продуктивного коллектора окажет значительное влияние на технико-экономические показатели добычи газа и конечные коэффициенты компонентоотдачи пласта. Значительный интерес представляют открытые в Восточной Сибири газонефтяные залежи с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) - Средне-Ботуобинское и др.

Газогидратные месторождения. В нашей стране с 1970 г. впервые в мире осуществляется разработка Мессояхского газогидратного месторождения. Число таких месторождений будет возрастать. Не преодолены все трудности добычи газа из месторождений данного типа.

Месторождения с резко неоднородными по коллекторским свойствам пластами. Так на Оренбургском месторождении соотношение проницаемостей высоко- и низкопроницаемых коллекторов составляет  $10^4 - 10^5$ . Это накладывает существенный отпечаток на протекающие в пласте фильтрационные процессы.

Газоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками. К ним относятся валанжинские залежи Уренгойского, Заполярного и Ен-Яхинского месторождений, а также Оренбургское и другие месторождения. Для них особую актуальность представляет обоснование таких стратегий разработки, которые обеспечивают максимальные коэффициенты компонентоотдачи пласта и прежде всего нефтеотдачи.

Газоконденсатные месторождения Прикаспийской впадины со сложным составом пластового флюида, включающего гамму углеводородных компонентов, отличающиеся значительными пластовыми давлениями и температурами (Астраханское месторождение). Принципиальное значение в процессе разработки этих месторождений, эксплуатации скважин будут иметь фазовые превращения в пласте, скважинах, газосборных сетях, на газоперерабатывающем заводе.

Газовые месторождения, приуроченные к гидродинамическим ловушкам (аналогичные Советобадскому). Эти месторождения существуют в природе благодаря наличию в пласте естественного фильтрационного потока воды. Поэтому разработка таких месторождений должна осуществляться исходя из условия предотвращения их расформирования.

Страна приступает к освоению месторождений полуострова Ямал, Баренцова моря (Штокмановское) и месторождений шельфа Сахалина (проекты Сахалин-I, Сахалин-II, Сахалин-III). Это крупномасштабные, капиталоемкие и сложные в техническом воплощении объекты освоения в суровых природно-климатических условиях.

На разработку газовых месторождений и месторождений нового типа требуются большие капиталовложения. Разработка месторождений на современном научном уровне, достижение высоких коэффициентов компонентоотдачи пласта, снижение капитальных вложений – основные задачи, решаемые методами рассматриваемой научной дисциплины.

Теория проектирования и разработки газовых, газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений – развивающаяся научная дисциплина. Она постоянно дополняется новыми идеями, методиками и технологическими решениями, которые появляются в связи с исследованиями новых, возникающих из потребностей практики, задач и проблем. Так предшествующая наша книга [117] нуждается в немалом числе дополнений в



связи с тем, что за прошедшие годы получены новые результаты в различных направлениях. Поэтому при написании данной монографии автор преследовал следующие две цели.

1. Удовлетворить потребности студентов в более современном учебном пособии по излагаемой научной дисциплине.

2. Выйти за пределы учебного пособия и обобщить собственные и совместные с учениками и коллегами результаты научных исследований применительно к совершенствованию технологий разработки рассматриваемых типов месторождений. В предпосылку, например, учебном пособии [117] это было затруднительно сделать в силу действовавших ограничений на объем книги.

Учитывая контингент будущих читателей, автор не углубляется в методики и алгоритмы численного решения многомерных, многофазных, многокомпонентных задач теории фильтрации. Оправданием этому служит то обстоятельство, что данным специфическим вопросам посвящена соответствующая литература [12, 154, 182, 207]. Кроме того, один из учеников автора подготавливает к публикации учебное пособие по численным алгоритмам решения задач теории фильтрации и прежде всего применительно к задачам, рассматриваемым в настоящей книге. Основное внимание в книге уделяется технологическим аспектам разработки изучаемых месторождений природных углеводородов, месторождений, входящих в состав газодобывающей отрасли страны.

Приводимые в книге примеры расчетов выполнялись в разное время при имевших место тогда возможностях вычислительной техники. Они оставлены в первоначальном исполнении.

При работе над книгой полезными были помощь, советы, высказывания и результаты совместных исследований с М.Т. Абасовым, Г.С. Агаевым, Б.А. Алиевым, З.С. Алиевым, К.С. Басниевым, Л.Б. Булавиновым, А.И. Брусиловским, В.И. Васильевым, Р.И. Вяхиревым, М. Гафуровой, Л.Г. Геровым, В.Я. Гордоном, А.И. Гутниковым, А.Н. Дмитриевским, Д.А. Дубровским, И.С. Закировым, Э.С. Закировым, Я.Э. Какаевым, Р.М. Кондратом, К.С. Коненковым, В.Ю. Коноплевым, Л.Г. Коршуновой, С.В. Колбиковым, Б.Б. Лапуком, В.В. Левочкиным, З.Ф. Морозовой, И.В. Мусиновым, А.В. Назаровым, Б.М. Палатником, В.Ф. Перепеличенко, Е.И. Петренко, В.Н. Петровым, В.И. Пискаревым, О.А. Поваренко, А.С. Романовым, В.В. Савченко, Т.Г. Сегин, Б.Е. Сомовым, Ю.П. Сомовым, В.Ф. Старшовым, И.В. Талдаем, А.Н. Тимашевым, Ф.А. Требиным, Ю.В. Участкиным, А.П. Федосеевым, Е.Е. Фроловым, Р.Г. Шагиевым, А.Н. Шандрыгиным, В.А. Швецом, А.Е. Шидловским, О.П. Шмыглей, Г.А. Щербаковым. Всем им автор выражает искреннюю признательность.

Неоценима огромная помощь И.А. Надирадзе при подготовке данной книги к публикации.

Под разработкой газовых, газоконденсатных, и газонефтяных залежей в нашем курсе понимается управление процессами движения в пласте и к скважинам газа, конденсата, воды и нефти с целью добычи их и других ценных компонентов. Такое управление достигается в результате реализации определенной системы разработки залежи.

Под системой разработки газовой, газоконденсатной и газонефтяной залежи понимают размещение на продуктивной площади газоносности (нефтеносности) и структуре необходимого числа добывающих, нагнетательных, наблюдательных, пьезометрических скважин, порядок ввода их в эксплуатацию и поддержание определенных, допустимых технологических режимов эксплуатации скважин.

Для отделения от газа воды, конденсата и ценных компонентов применяется соответствующая система обустройства промысла. Она включает поверхностное оборудование для сбора газа, конденсата и воды, отделения конденсата, воды, очистки газа от механических примесей, осушки газа. Система обустройства промысла в ряде случаев включает завод для переработки добываемой продукции, а также дожимную компрессорную станцию для компримирования и подачи газа потребителю или в магистральный газопровод. В случае, например, Астраханского газодобывающего комплекса вся продукция месторождения подвергается обработке на газоперерабатывающем заводе. При разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления система обустройства дополняется технологическими линиями для закачки в пласт сухого газа или воды. Аналогично обустраивается промысел при разработке газонефтяных месторождений.

Вряд ли требуется доказывать, что рациональная разработка залежей газа и нефти возможна лишь на научной основе.

Научный подход к разработке месторождений природных углеводородов подразумевает наличие критерия или определения, характеризующего такой подход. До недавнего времени оперировали следующим определением применительно к газовым и газоконденсатным месторождениям [117].

Под рациональной системой разработки месторождения природного газа и обустройства промысла понимается такая система, при которой обеспечивается заданный плановыми органами уровень добычи газа, ценных компонентов ( и конденсата ) с наибольшей

народнохозяйственной эффективностью (с оптимальными технико-экономическими показателями и коэффициентами газо- и компонентоотдачи) при соблюдении условий охраны недр и окружающей среды.

При этом годовые уровни добычи газа или, например, конденсата для рассматриваемого месторождения оптимизируются с точки зрения соответствующего газодобывающего района.

С переходом к рыночной экономике понятие рациональности освоения месторождений природных углеводородов изменилось. Видимо, еще рано говорить о факте созревания соответствующей новой формулировки. Поэтому нижеследующие рассуждения будут со временем изменяться.

Прежде всего, следует отметить, что роль планового начала в экономике страны резко снизилась. И соответствующий орган - ГОСПЛАН СССР - перестал существовать. Однако директивные функции, но в более гибкой форме еще имеются у Правительства и особенно у РАО "Газпром", ибо последнее отвечает за состояние и перспективы развития газодобывающей промышленности в России.

Зато в настоящее время на первое место выходят

- экономические,
- экологические,
- социальные и
- маркетинговые аспекты.

В газовой промышленности экономические проблемы чаще имеют звучание в плане: где найти средства на освоение месторождения, строительство газопровода и т.д.? Ибо в конечном счете добыча газа и конденсата практически всегда оправдана, т.е. приносит прибыль. Для суждения же о целесообразности добычи нефти приходится проводить немалые исследования, так как извлечение ее из нефтяных оторочек (с чем приходится иметь дело РАО "Газпром") оказывается не всегда рентабельным.

От экологических аспектов сегодня уже нельзя уйти, как это было в доперестроечное время. Так практически только из-за того, что не решены ряд природоохранных проблем, откладывается и откладывается ввод в разработку уникальных месторождений Ямала.

К социальным аспектам относятся проблемы учета интересов коренного населения в местах освоения месторождений газа и нефти. Приходится вплотную рассматривать также проблемы трудовых ресурсов, создания новых рабочих мест и производств.

Маркетинговый фактор является, можно сказать, новым для газовой промышленности, так как за рынки сбыта газа, нефти, конденсата и продуктов их переработки сегодня приходится вести конкурентную борьбу и весьма непростую.

Помимо РАО "Газпром" освоением месторождений природных углеводородов начинают заниматься создаваемые с западными инвесторами и партнерами совместные предприятия (СП). Опыт их создания показывает, что СП указанные аспекты приходится учитывать более скрупулезно.

При принятии во внимание сказанного, искомое определение напрашивается в следующей формулировке.

Под рациональной системой разработки месторождения природных углеводородов и обустройства промысла понимается такая система, при которой население страны, и местное население в частности, фирма-оператор получают наибольшие доходы, имеет место наименьший ущерб окружающей среде и недрам, наибольшие социальные последствия и гарантии.

Так видится сегодня понятие рациональности. Отсюда следует, что такие важные показатели, как уровни отбора газа, нефти, конденсата не диктуются сверху, а определяются исходя из указанных факторов при конкретном проектировании и исследованиях. Например, запасы газа и других компонентов в Астраханском месторождении могли бы, учитывая благоприятное географическое положение, позволить добывать здесь 60-100 млрд.м<sup>3</sup> газа в год. Однако экологические условия, социальная напряженность в данном районе вряд ли позволят превысить годовой уровень добычи газа в 12 млрд. м<sup>3</sup>, по крайней мере в ближайшие годы. Также проблема компонентоотдачи становится экономической категорией, отражая затраты, получаемый доход, что в конечном счете зависит от мировых цен на углеводороды. Кроме того, требования охраны недр также подразумевают бережное к ним отношение.

Экологические, социальные аспекты здесь не являются декларативными. Сегодня затраты на охрану окружающей среды, на рекультивацию земель, очистку сбросов и отходов, затраты на социальные программы и мероприятия включаются в общую смету затрат. Маркетинговый аспект явно не звучит в приведенном определении, однако от него непосредственно зависят как общие затраты, так и получаемые доходы. Например, уровни отбора газа из Астраханского месторождения предопределяют производимые объемы серы, так как в газе этого месторождения содержание сероводорода доходит до 24%. Очевидно, что объемы производства серы лимитируются потребностями мирового рынка и цены на нее не могут не сказываться на стратегии освоения Астраханского месторождения. Кроме этого, стремление увеличить добычу газа и производство серы приводит к возрастанию нагрузки на окружающую среду и т.д.

Значимость социального аспекта проиллюстрируем на следующем примере. В 1995 г. Росшельф, РАО "Газпром" и ВНР (Би -

Эйч - Пи ) создали совместное предприятие по разработке Приразломного месторождения в сложных природно-климатических условиях шельфа Печорского моря. Глубина моря в районе месторождения составляет около 20 м, 220 - 230 дней в году имеет место ледовая обстановка при толщине льда порядка 1,5 м. В ТЭО (Технико - экономическом обосновании) исследовались варианты освоения месторождения с использованием

- стальной гравитационной платформы (СГП),
- платформы на искусственном острове (ПИО),
- гравитационной платформы с бетонным основанием (ГПБО).

В окончательном выборе сыграли роль не экономические, а социальные проблемы. Так, было отдано предпочтение использованию достаточно дорогой СГП, так как в этом случае наибольшая загрузка оборонных предприятий северо-запада России. Наиболее дешевый вариант с ГПБО не был принят в связи с тем, что в этом случае осуществляется привлечение строительных фирм Норвегии.

Недоучет маркетинговой составляющей при создании СП по разработке уникальных месторождений Прикаспия – Тенгизского нефтяного и Карачаганакского газоконденсатнонефтяного месторождений ( Казахстан ) – затянул процесс их освоения и получения соответствующей прибыли.

Представление о процессах, проходящих в газоносных пластах при разработке, составляется в результате изучения месторождения, при исследовании разведочных, добывающих, наблюдательных и пьезометрических скважин и пластов, различных геофизических исследований. Другими словами – на основе реализации комплексной программы мониторинга за соответствующими процессами. Задача состоит в том, чтобы на основе получаемого по скважинам ограниченного объема информации составить наиболее полное представление о месторождении в целом и сделать достоверный прогноз относительно проходящих в нем процессов при различных системах разработки.

Процессы, проходящие в рассматриваемых месторождениях и промысловых системах, протекают не стихийно, а управляются людьми. Очевидно, что такое управление должно осуществляться с позиций достижения наибольшего народнохозяйственного эффекта.

Теория проектирования и разработки месторождений природных газов сложилась и развивается на стыке ряда дисциплин – промысловой геологии и геофизики, подземной газогидродинамики, физики пласта, технологии и техники добычи газа и отраслевой экономики. На таких же основах базируется теория разработки газонефтяных (нефтегазовых) месторождений. Однако эта теория находится еще в процессе трудного и мучительного формирования.

На основании данных промысловой и полевой геологии и гео-

физики формируются исходные сведения о геологическом строении месторождения и окружающей его пластовой водонапорной системе, о коллекторских свойствах и степени неоднородности пластов, их нефте- и газонасыщенности, о запасах газа, нефти и конденсата, о начальных пластовых давлении и температуре. Основное требование, предъявляемое к этим дисциплинам – предоставление возможно большей информации о месторождении при высокой степени ее достоверности. Геолого-геофизические сведения о месторождении и пластовой водонапорной системе значительно дополняются результатами комплекса газогидродинамических исследований скважин и пластов. Необходимо подчеркнуть, что как бы ни были совершенны расчетные методы, точность результатов вычислений не может быть выше точности исходных данных, при которых эти прогнозные вычисления проводятся.

Методология подземной газогидродинамики лежит в основе теории анализа, проектирования и регулирования разработки газовых, газонефтяных и газоконденсатных месторождений. Это означает, что в излагаемом курсе мы опираемся на соответствующие дифференциальные уравнения теории фильтрации, закономерности притока пластовых флюидов к добывающей (точечной) или укрупненной скважине. Вместе с тем теория разработки месторождений природных газов обобщает идеи и методы подземной газогидродинамики на пласты, неоднородные по коллекторским свойствам, системы скважин и пластов, группы месторождений газа и т.д. В результате удастся находить необходимые технологические показатели разработки месторождений природных углеводородов и затем определять параметры обустройства промысла - диаметры скважин, шлейфов и коллекторов, параметры схемы обработки газа, нефти и извлечения конденсата, мощность дожимной компрессорной станции, продолжительность периодов бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации и прочие показатели. Газогидродинамические и технологические расчеты проводятся для различных вариантов систем разработки месторождения и обустройства промысла. Только на основе сопоставления технико-экономических показателей всех вариантов разработки можно выбрать наилучший с народнохозяйственной точки зрения.

Для решения газогидродинамических и технико-экономических задач применяются методы вычислительной математики, математического программирования на основе использования ЭВМ.

На открытие и разведку газовых и газоконденсатных месторождений затрачиваются большие средства. Запасы природного газа, нефти и конденсата, а также других компонентов (этана, пропана, серы, гелия и т.д.) – всенародное достояние. Поэтому важное значение имеет полнота извлечения из пласта газа, нефти, конденсата и других компонентов. Следовательно, при сопоставлении различных

систем разработки и выборе наиболее рационального варианта должное внимание необходимо обращать на достигаемые коэффициенты газо- и компонентоотдачи.

Таким образом, рассматриваемая научная дисциплина развивается по следующим направлениям:

- теория анализа разработки;
- теория прогнозирования показателей добычи газа и других компонентов;
- теория оптимизации показателей разработки;
- теория регулирования процессов, протекающих в пласте;
- теория и практика повышения компонентоотдачи продуктивных пластов.

Если теория прогнозирования показателей разработки имеет дело с решением так называемых прямых задач (при известных параметрах пласта устанавливается динамика пластовых и забойных давлений, дебитов (и отборов) газа, нефти, конденсата, пластовой воды и др.), то теория анализа разработки предусматривает решение обратных задач. Здесь на основе фактических данных разработки за некоторый период времени  $T$  уточняются коллекторские свойства газо- и водоносного пластов, запасы газа, конденсата и т.д. С уточненной моделью продуктивного пласта осуществляются прогнозные расчеты или имитационное моделирование на ту или иную перспективу. Теории оптимизации и регулирования разработки дают возможность не просто определять показатели разработки, а находить наилучшее их сочетание, осуществляя при этом необходимое регулирование процессов разработки и эксплуатации. О последнем разделе рассматриваемой научной дисциплины уже было сказано ранее.

В последние годы к традиционным научным дисциплинам эффективно добавились методы трехмерной сейсмики, аэрокосмических съемок, геодинамических исследований. Что называется, жизнь заставила расширять арсенал методов и средств, которые дают возможность повысить эффективность процессов добычи природных углеводородов, сократить негативные воздействия на окружающую среду, предотвращать техногенные землетрясения. В будущем интеграция со смежными науками, безусловно, будет усиливаться и расширяться.

### ХАРАКТЕРНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЗАЛЕЖАХ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ИХ РАЗРАБОТКЕ. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

---

#### 1. ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ КАК ЕДИНОЕ ЦЕЛОЕ. ПОНЯТИЕ ОБ УДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМАХ ДРЕНИРОВАНИЯ

На начальных этапах развития теории разработки нефтяных и газовых месторождений существовало представление об ограниченном радиусе действия (влияния) скважин. Из концепции ограниченного радиуса дренирования вытекало, что газовые скважины необходимо располагать на расстоянии, не превышающем двойного радиуса действия скважин, во избежание оставления части газа неизвлеченной. К настоящему времени доказана несостоятельность этого положения. Если не касаться вопросов о темпах и сроках разработки, о возможных коэффициентах газо- или нефтеотдачи, то можно утверждать, что теоретически любую залежь можно разработать даже одной скважиной, не говоря уже о системе скважин.

На Султангуловском месторождении (рис. 2.1) летом 1948 г. по предложению Б.Б. Лапука для исследования особенностей перераспределения пластового давления были остановлены все добывающие скважины. До остановки замерено статическое давление на устьях всех добывающих скважин. Затем устьевые давления регулярно измеряли через определенные промежутки времени. Результаты этих замеров приведены на рис. 2.2. Здесь по оси ординат отложены давления на устьях простаивающих скважин, по оси абсцисс - расстояния от разведочной скв. 32к до соответствующих добывающих скважин.

Пониженное давление в центральной зоне обуславливалось тем, что здесь эксплуатировались наиболее продуктивные скв. 39, 40, 41 и 43. Закрытие скважин привело к перераспределению пластового давления. Газ из периферийных участков стал притекать в центральную зону. В результате этого давление на периферии падало, а в центральной зоне месторождения повышалось (см. рис. 2.2).

Таким образом, газовая залежь (если она тектоническими нарушениями не разбита на отдельные блоки) представляет собой единое газодинамическое целое, вне зависимости от ее размеров.

Отбор газа из газовой залежи приводит к падению давления не только в газоносной, но и в водоносной части пласта. Об этом свидетельствуют результаты замеров давления или уровней воды в пьезометрических скважинах. Падение же давления в области



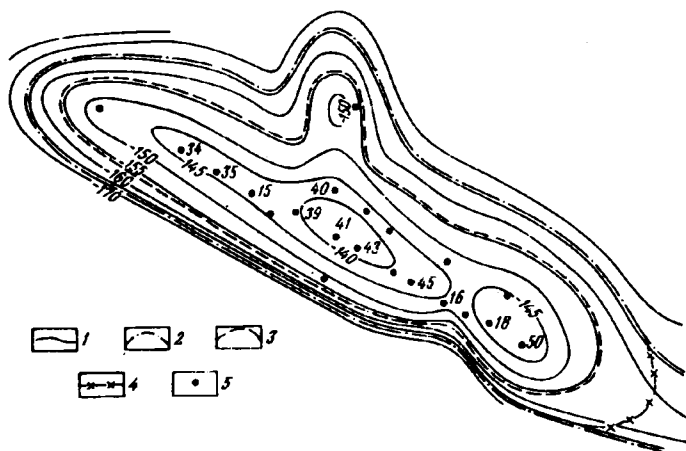


Рис. 2.1. Структурная карта Султангуловского месторождения.

1 - изогипсы по кровле терригенной свиты (ТС); 2, 3 - контуры газоносности по кровле и подошве ТС соответственно; 4 - восточная граница газоносной площади, принятая при подсчете запасов газа; 5 - добывающие (и наблюдательные) скважины.

газоносности приводит к поступлению воды в газовую залежь.

Если к одному и тому же водоносному бассейну приурочено несколько месторождений природного газа, то в процессе разработки происходит их взаимодействие. Так, разработка Угерского газового месторождения (Западная Украина) привела к падению давления на соседнем Бильче-Волицком месторождении еще до того, как из него начали отбирать газ [171]. О том как велики расстояния, на которые распространяется взаимодействие месторождений, можно судить по данным о разработке нефтяных месторождений Восточный Тексас и Хоукинс в США, приуроченных к пласту вудбайн: разработка месторождения Восточный Тексас привела к падению давления на 2 МПа в удаленном от него на расстояние более 20 км месторождении Хоукинс. Интересные данные по другим месторождениям США можно найти в работе [353].

Итак, газовая залежь вместе с окружающим ее водоносным пластом или группа залежей в единой пластовой водонапорной системе представляют собой единую газогидродинамическую систему.

Опыт разработки месторождений газа и нефти в последние годы с особой четкостью вывел еще один аспект единства, а именно, что залежи газа и нефти, их коллектора и флюиды должны рассматриваться как единое целое с выше- и нижезалегающими горными породами.

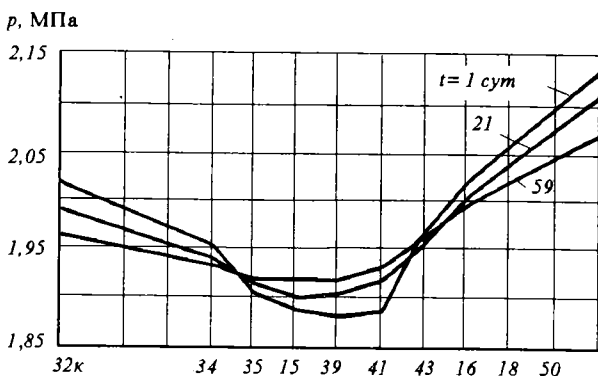


Рис 2.2. Профили пластового давления по Султангуловскому месторождению на различные даты после закрытия добывающих скважин (на оси абсцисс указаны номера скважин)

О значимости данного единства будет сказано в соответствующем параграфе.

Вместе с тем в теории проектирования и разработки месторождений природных газов полезно понятие об удельных объемах дренирования. Для примера рассмотрим пласт прямоугольной формы, однородный по коллекторским свойствам и разрабатываемый тремя равнодебитными скважинами. Можно выделить в пласте две нейтральные линии – *I* и *II* (рис. 2.3,а). Левее линии *I* весь газ, в том числе и из точки *a*, притекает к скв. 1, а правее линии *I*, в том числе и из точки *b*, течет к скв. 2. Следовательно, к каждой скважине газ притекает из соответствующего объема дренирования.

Вводимое понятие об удельных объемах дренирования не противоречит принципу, что газовая залежь представляет собой единую газодинамическую систему. Действительно, пусть распределение давления в рассматриваемом пласте для некоторого момента имеет вид, изображенный схематично на рис. 2.3,б. Здесь, как и ранее, линии *I* и *II* – нейтральные. Пусть теперь скв. 2 остановлена. Тогда в пласте начинается процесс перераспределения давления. Через некоторое время распределение давления в пласте будет иметь вид, как на рис. 2.3,в. Отключение скважины привело к перераспределению удельных объемов дренирования.

Теперь нейтральная линия, т.е. линия (поверхность), разделяющая соответствующие объемы дренирования, проходит через скв. 2. Если, например, дебит скв. 2 уменьшить, то это также приведет к перераспределению давления в пласте и удельных объемов дренирования (см. рис. 2.3, г).

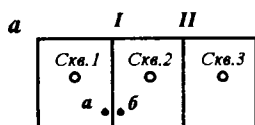
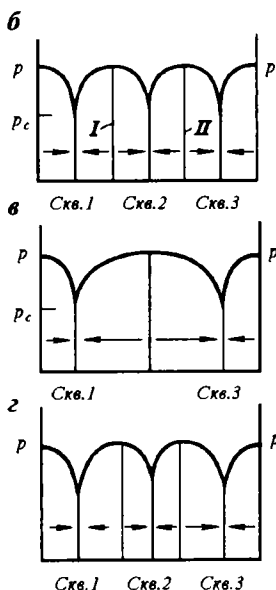


Рис. 2.3. Схемы профилей давления в пласте при эксплуатации трех (б), двух (а) равнодебитных и трех (з) разнодебитных скважин (а - схема расположения скважин в пласте)



Подобные рассуждения можно продолжить, но даже из этих простых примеров ясен смысл понятия об удельных объемах дренирования.

Понятие об удельных объемах дренирования используется при определении запасов газа, приходящихся на каждую скважину. Суммирование запасов, приходящихся на каждую скважину, позволяет устанавливать начальные запасы газа в пласте. В дальнейшем будет ясно, что введение понятий о "средней" скважине и удельных объемах дренирования позволяет эффективно определять показатели разработки месторождений при газовом и водонапорном режимах, а также показатели разработки многопластовых месторождений.

Приведенные здесь рассуждения в полной мере справедливы для газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

## 2. РЕЖИМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Под режимом газового месторождения понимается проявление движущих сил в пласте, обуславливающих приток газа к забоям скважин. Существуют два режима эксплуатации газовых месторождений: газовый и водонапорный<sup>1</sup>.

При газовом режиме приток газа к забоям скважин обуславливается упругой энергией сжатого газа. Газовый режим характеризуется тем, что в процессе разработки контурная или подошвенная вода практически не поступает в газовую залежь или отсутствует.

Поэтому газовому режиму приписывалось условие неизменности в процессе разработки газонасыщенного порового объема залежи.

<sup>1</sup> Нередко говорят также "упруго-водонапорный режим". Эти два определения будем рассматривать как синонимы.

Однако опыт разработки таких месторождений, как Вуктыльское (Коми АССР), показывает, что газонасыщенный объем залежи при газовом режиме уменьшается вследствие выпадения конденсата в пласте. С уменьшением порового и газонасыщенного объемов залежи приходится считаться при разработке месторождений с трещиноватыми, трещиновато-пористыми (карбонатными) деформируемыми коллекторами. Газонасыщенный объем залежи возрастает при разработке газогидратных залежей.

При водонапорном режиме в процессе разработки в газовую залежь поступает контурная или подошвенная вода. С течением времени это приводит к уменьшению газонасыщенного объема порового пространства газовой залежи. Следовательно, при водонапорном режиме приток газа к забоям скважин обуславливается как упругой энергией сжатого газа, так и напором продвигающейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды. Продвижение воды в газовую залежь приводит к замедлению темпа падения пластового давления.

Довольно часто при разработке месторождений природных газов в условиях водонапорного режима давление вначале падает, как при газовом режиме. Дальнейшее поступление воды в залежь приводит к замедлению темпа падения пластового давления. Складывается впечатление, что месторождение вначале разрабатывается при газовом, а затем при водонапорном режиме. Согласно исследованиям А.Х. Мирзаджанзаде, Г.И. Баренблатта, В.М. Ентова, Ю.В. Желтова, Г.Д. Маргулова, Г.В. Рассохина и В.М. Рыжика, замедление в начале поступления воды в газовую залежь может быть связано с существованием и проявлением в водоносном пласте предельного градиента давления (в глинизированных коллекторах) [216,218].

При некоторых расчетах пользуются понятием средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления на рассматриваемую дату. Физический смысл этого понятия заключается в следующем. Это такое давление, которое установится в газовой залежи после достаточно длительного простаивания всех добывающих скважин (предполагается, что за время простаивания не происходит заметного продвижения границы раздела газ - вода). Позже будет показано, что изменение во времени среднего пластового давления при газовом режиме определяется по следующему уравнению:

$$\bar{p}(t) = \left( \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha} \Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right) z[\bar{p}(t)]$$

Здесь и в дальнейшем часто для упрощения под средним давлением будем понимать средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства залежи давление.

В рассматриваемом уравнении  $p_n$  – начальное пластовое давление;  $Q_{\text{доб}}(t)$  – суммарное добытое количество газа ко времени  $t$ , приведенное к атмосферному давлению  $p_{\text{ат}}$  и стандартной температуре  $T_{\text{ст}}$ ;  $\tilde{\alpha}\Omega_n$  – газонасыщенный объем порового пространства залежи;  $\tilde{\alpha}$  – коэффициент газонасыщенности;  $\Omega_n$  – поровый объем залежи;  $z_n$  и  $z[\tilde{p}(t)]$  – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости газа при пластовой температуре  $T_{\text{пл}}$  и давлениях  $p_n$  и  $\tilde{p}(t)$ .

Из данного уравнения следует, что для газового режима характерна прямолинейность зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ .

При водонапорном режиме зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  отклоняется от соответствующей зависимости, справедливой для газового режима.

При водонапорном режиме начальный участок зависимости приведенного<sup>1</sup> среднего пластового давления  $\tilde{p}/z(\tilde{p})$  от добытого количества газа может описываться формулой, справедливой для газового режима. Иногда (при хорошей проницаемости пласта, малом темпе разработки газовой залежи) вода поступает в газовую залежь настолько интенсивно, что водонапорный режим проявляется уже на ранней стадии разработки.

От темпов продвижения контурной или подошвенной воды зависит темп падения пластового давления. Темп падения пластового давления непосредственно предопределяет падение дебитов газовых скважин, а следовательно, число скважин, необходимых для обеспечения запланированного отбора газа из месторождения. Темп падения пластового давления определяет продолжительность периодов бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации, постоянной и падающей добычи газа, эффективной работы промысловых установок, изменение во времени потребной мощности установок искусственного холода, дожимной компрессорной станции.

Проявление водонапорного режима иногда благоприятно сказывается на этих показателях разработки месторождения и обустройства промысла. Однако в результате продвижения воды в газовую залежь чаще приходится сталкиваться с рядом негативных последствий.

Вследствие изменчивости коллекторских свойств продуктивных отложений по площади газоносности, а также неравномерного распределения отборов газа по скважинам они преждевременно

<sup>1</sup> Не следует путать с приведенным пластовым давлением, используемым в подземной газогидродинамике, т.е. с давлением приведенным к некоторой плоскости.

обводняются. Неоднородность продуктивных отложений по толщине и неравномерность их дренирования по разрезу приводят к продвижению воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослоям, пропласткам, что также вызывает преждевременное обводнение скважин. В результате ухудшаются технико-экономические показатели разработки месторождения. Приходится идти на дополнительные капиталовложения для добуривания новых скважин.

Лабораторные исследования и промысловые наблюдения показывают, что коэффициент извлечения газа из обводненных зон месторождений значительно меньше единицы. По данным, например, А.А. Аксенова, А.Г. Габриэляна, Р.А. Пеццохи и В.И. Соболева достигнутый или ожидаемый коэффициент газоотдачи по месторождениям природного газа Нижнего Поволжья изменяется в пределах от 0,48 до 0,92.

Следовательно, снижение коэффициента газоотдачи пласта - второе отрицательное последствие проявления водонапорного режима.

Отметим, что в условиях водонапорного режима процесс обводнения газовых скважин и месторождений - естественный процесс. Однако при проектировании и осуществлении разработки месторождения природного газа следует предусматривать такое число добывающих скважин, такое размещение их на площади газоносности и структуре и соответствующие технологические режимы эксплуатации, систему обустройства газового промысла, коэффициент газоотдачи, которые обеспечивали бы наибольшую народнохозяйственную эффективность.

Система обустройства газового промысла в случае проявления водонапорного режима усложняется, так как необходимо предусматривать отделение от газа воды, утилизацию ее путем сброса в специальные скважины. Осложняются также процессы добычи газа из обводняющихся газовых скважин. Таким образом, третье отрицательное последствие проявления водонапорного режима связано с осложнениями, возникающими при эксплуатации скважин и системы обустройства промысла.

### 3. УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА ЗАЛЕЖИ

На практике режим месторождения природного газа определяется следующим образом. Промысловые данные об изменении среднего пластового  $\bar{p}(t)$  давления и о добытом количестве  $Q_{\text{доб}}(t)$  газа обрабатываются в координатах  $\bar{p}/z(\bar{p}) - Q_{\text{доб}}(t)$ . Если в указанных координатах фактические данные ложатся на прямую, это указывает на проявление газового режима.

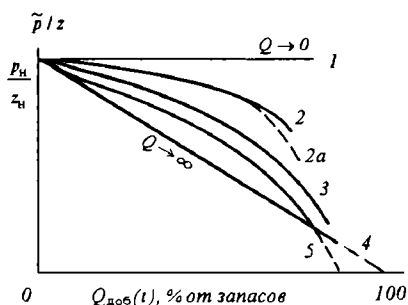


Рис. 2.4. Примеры зависимостей  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  для газовой залежи.

1 – жесткий водонапорный режим; 2, 2а, 3 и 5 – разновидности водонапорного режима; 4 – газовый режим.

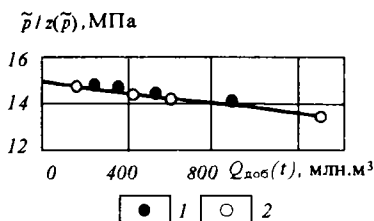


Рис. 2.5. Зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  для залежей 2 и 3 в

III горизонте Анастасиевско-Троицкого месторождения.

1 – залежь 2; 2 – залежь 3

Если с какого-то момента темп падения приведенного среднего пластового давления  $\tilde{p}/z(\tilde{p})$  начинает замедляться, это свидетельствует о начале заметного поступления воды в залежь (рис. 2.4).

Прямолинейность зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  в рассматриваемых координатах – необходимое, но не достаточное условие проявления газового режима. Опыт разработки газовых месторождений показывает, что эта зависимость может быть прямолинейной и при водонапорном режиме. На рис. 2.5 приведены зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  для залежей газа 2 и 3 в III горизонте Анастасиевско-Троицкого месторождения (Краснодарский край). Вид данных зависимостей объясняется активным проявлением водонапорного режима. Ф.А. Требин и В.В. Савченко своими исследованиями показали, что для газового месторождения прямолинейность зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  при водонапорном режиме (линия 1) может быть вызвана соответствующим изменением темпа (линия 3) отбора газа (рис. 2.6). Значит достоверное установление режима залежи только на основании этой зависимости бывает затруднительным. Поэтому необходимо пользоваться дополнительной информацией о режиме месторождения. Источниками дополнительной, независимой информации о режиме месторождения могут быть:

- данные об изменении давлений (уровней) в пьезометрических скважинах, пробуренных на водоносный пласт, показывающие реакцию водоносного бассейна на процесс разработки газовой залежи; падение давлений (уровней) в системе пьезометрических

скважин часто свидетельствует о поступлении воды в залежь;

- данные геофизических исследований скважин, по которым можно проследить за положением границы раздела газ - вода в различные моменты, т.е. судить о режиме месторождения; методом НГК, например, был установлен режим Угерского и Бильче-Волицкого месторождений.

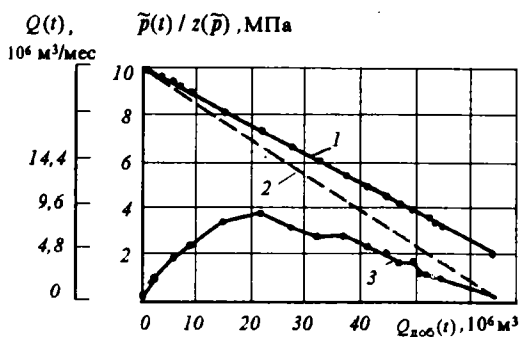


Рис. 2.6. Зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доо}(t)]$  для водонапорного (1) и газового (2) режимов и изменение отбора газа из залежи  $Q$  в процессе разработки (3)

Естественно, что признак водонапорного режима - обводнение газовых скважин. Обводнение одной или нескольких скважин не всегда свидетельствует об активном проявлении водонапорного режима, поскольку оно может произойти по наиболее проницаемым и дренируемым пропласткам, в то время как основные запасы газа не охвачены процессом вытеснения водой.

Обобщение опыта разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края привело к широкому распространению гидрохимического метода контроля за режимом залежи (И.А. Леонтьев, В.И. Петренко [247]). В результате обработки фактических данных было замечено, что обводнению скважин предшествует резкое увеличение содержания ионов хлора в добываемой с газом воде. На месторождениях типа Оренбургского, сложенного карбонатными коллекторами, оправдывается гидрохимический метод контроля за содержанием ионов калия. На Оренбургском месторождении в широких масштабах осуществляют солянокислотные обработки в скважинах. Поэтому не удастся контролировать обводнение скважин и месторождения по наблюдениям за ионами хлора в добываемой воде.

На месторождениях Краснодарского края и других регионов происходило вымывание продвигавшейся в залежь водой выпавшего в пласте конденсата. Перед фронтом газ - вода форми-



ровался вал конденсата. Поэтому обводнению ряда скважин предшествовал рост удельной добычи конденсата по этим скважинам [113, 246, 247].

На некоторых подземных хранилищах газа страны начинает применяться гравиметрический метод контроля за региональными деформациями ГВК. Данный метод применительно к газовым месторождениям заслуживает внимания, так как позволяет выявить не локальные, а региональные особенности проявления водонапорного режима (движение границы раздела газ - вода).

В.Н. Матвиенко и Г.В. Рассохин показали, что температуры на забоях законтурных пьезометрических скважин не остаются постоянными. Рост температуры обусловлен привнесом теплоты внедряющимися с большей глубины пластовыми водами.

Практически только совместное, комплексное использование отмеченных данных позволяет с достоверностью судить о режиме месторождения. Как на положительный пример такого использования сошлемся на работу [137], где соответственно высказана новая точка зрения о режиме массивной залежи Коробковского месторождения и скорректированы начальные запасы газа в пласте.

В последние годы возрастает число публикаций по так называемому внутреннему водонапорному режиму. Он может проявляться как наряду с поступлением в залежь контурных или подошвенных вод, так и при отсутствии их.

Так, в газоконденсатном месторождении Хасси Р'Мель (Алжир) по данным В.И. Петренко (1985 г.) имеет место следующее соотношение коллекторов и насыщающих их вод (табл. 2.1).

Даже при отсутствии притока из водоносного бассейна воды самого месторождения могут оказать влияние на темпы снижения пластового давления, поступления воды в продукцию скважин и на конечный коэффициент газоотдачи пласта.

Таблица 2.1

Соотношение пород и объемов вод в них по месторождению Хасси Р'Мель

Тип породы по физическим параметрам	Объем породы, %	коэффициент газонасыщенности, %	Вода		
			Тип	Объем	
				10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	%
Кондиционные коллекторы	36	74	Остаточная	2,75	21,2
Некондиционные коллекторы	10	24	Условно остаточная	1,29	9,9
Неколлекторы	54	4	Поровая	8,96	68,9
Все породы	100	43	Все воды	13	100

Так, в данном случае (см. табл.2.1) объем воды в коллекторах

превышает газонасыщенный поровой объем. Поступление воды из неколлекторов наиболее вероятно за счет их отжатия в результате снижения внутриводяного давления в процессе добычи газа. Из некондиционных коллекторов вода может вытесняться расширяющимися пузырьками газа. Кроме того, все типы вод увеличиваются в объеме за счет упругого расширения.

В последние годы открыты и разрабатываются при активном проявлении водонапорного режима уникальные залежи в отложениях сеномана на Севере Тюменской области (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др.) Отличительная особенность их та, что они являются водоплавающими, а сеноманский водонапорный бассейн характеризуется многосотметровой толщиной. При прогнозировании показателей разработки подобных месторождений принципиальным является знание (или незнание) той части толщины водоносного пласта, которая предопределяет реальную активность проявления водонапорного режима. В связи со слоистостью коллекторов не вся толщина может реагировать на снижение давления в разрабатываемой залежи. Поэтому предложено осуществлять на таких месторождениях глубинное зондирование [155, 273]. Это означает, что целесообразно пробурить на водоносный пласт несколько пьезометрических скважин с разной глубиной вскрытия водоносного коллектора. Каждая скважина бурится до соответствующего ближайшего глинистого пропластка и перфорируется чуть выше него (см. рис. 2.7). Тогда реакция тех или иных пьезометров позволит установить толщину водонапорного бассейна, влияющую на степень активности проявления водонапорного режима. При наличии подобной информации облегчается решение обратных задач по уточнению геолого-математической модели залежь-водонапорный бассейн. Соответствующие положительные результаты контроля получены на Уренгойском месторождении.

Первые итоги внедрения такой системы контроля на Оренбургском месторождении показали, что водоносный бассейн реагирует на разработку до глубин с отметкой 350 м ниже начального уровня ВНК. При этом снижение давления имеет место также в отложениях башкирского яруса среднего карбона, которые не контактируют с самой залежью.

Нетрудно видеть сколь важно наперед правильно спрогнозировать все возможные последствия проявления водонапорного режима, заранее принять меры для устранения негативных воздействий. Так, в частности, представляет практический интерес вопрос о поведении продуктивных коллекторов водоплавающих залежей сеномана в случае если подошвенные воды за счет конусообразования будут поступать к забоям эксплуатационных скважин. Поэтому автор применительно к сеноманской залежи Уренгойского месторождения предложил метод активного (упреждающего)

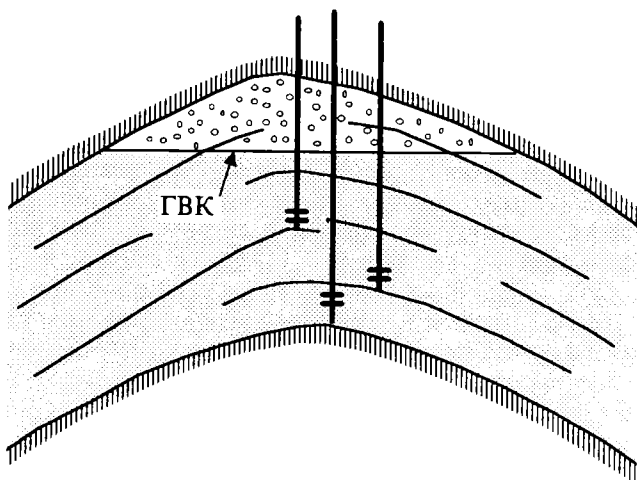


Рис. 2.7. Схема глубинного зондирования водонапорного бассейна

контроля за возможными проявлениями и последствиями водонапорного режима. С этой целью на двух-трех скважинах осуществляется форсированный отбор газа. Форсированный отбор производится до подтягивания конуса подошвенной воды и поступления ее в продукцию скважин. В процессе этих опытных работ выполняется комплекс геофизических исследований, в результате которого устанавливается кинетика конусообразования в рассматриваемых скважинах. Такая информация дает возможность определить очень важный для дальнейшей разработки параметр - анизотропию пласта по проницаемости (отношение проницаемости вдоль латерали к проницаемости поперек напластования). Кроме того, контроль за продукцией каждой скважины дает ответ на вопрос об устойчивости продуктивных песчаников после их взаимодействия с подошвенной водой. В случае обнаружения неустойчивости коллектора еще имеется время для обоснования необходимого комплекса мер с целью предотвращения негативных последствий.

#### 4. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ХАРАКТЕР ЗАВИСИМОСТИ ПРИВЕДЕННОГО СРЕДНЕГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ОТ ДОБЫТОГО КОЛИЧЕСТВА ГАЗА

Темпы падения пластового давления в месторождении, особенно при водонапорном режиме, зависят от многих факторов. Для анализа интересующей нас зависимости отложим на оси абсцисс добытое количество газа, а на оси ординат - приведенное

среднее пластовое давление. В этих координатах падение приведенного пластового давления в газовой залежи при газовом режиме (см. рис. 2.4) описывается прямой 4. Линии 1, 2, 3 соответствуют различным степеням проявления водонапорного режима. При прочих равных условиях интенсивность продвижения контурной или подошвенной воды (степень восстановления пластового давления) зависит от темпа разработки месторождения. Если падение приведенного давления в газовой залежи происходит при темпе отбора  $Q_2$  по кривой 2, а при темпе отбора  $Q_3$  по кривой 3, то  $Q_2 < Q_3$ . При водонапорном режиме давление в газовой залежи может изменяться незначительно и даже практически оставаться постоянным во времени и равным начальному пластовому давлению  $p_n$  в случае очень малого (теоретически – бесконечно малого) отбора газа (линия 1).

Таким образом, возможные зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  при водонапорном режиме лежат в интервале между прямыми 1 и 4 (см. рис. 2.4). Линия 1 соответствует водонапорному режиму, когда темп отбора газа из залежи бесконечно мал ( $Q \rightarrow 0$ ). Зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  при водонапорном режиме может характеризоваться линией 4 при больших темпах разработки залежи (условно  $Q \rightarrow \infty$ ). В качестве примера сошлемся на опыт разработки газовой залежи Vermejo / Moore Hooper, США [372]. Здесь за 20 лет разработки пластовое давление снизилось не более чем на 5% по отношению к начальному пластовому давлению.

Конечные участки кривых падения пластового давления при водонапорном режиме самые различные и могут, в принципе, пересекать линию 4 газового режима (линия 5) [137]. При малых темпах отбора газа (или при снижении темпа разработки) конечный обводняемый поровый объем газовой залежи возрастает. Это означает, что в обводняемом объеме остается больше газа, причем при большем пластовом давлении. Высокие темпы разработки иногда способствуют преждевременному обводнению месторождения и скважин по наиболее проницаемым или (и) дренируемым участкам и пропласткам, оставлению целиков газа и т.д. В результате на практике, например, при темпе отбора  $Q_3$  падение давления может происходить по кривой 3 или 5 (см. рис. 2.4).

Если водоносный бассейн не имеет области питания (замкнутый бассейн), то давление в залежи падает по кривой 2а. Если водоносный бассейн имеет область питания, то, при прочих равных условиях, приведенное давление в газовой залежи изменяется по кривой 2.

Чем больше проницаемость в области газоносности и водо-

носности, тем при прочих равных условиях выше темпы продвижения воды в газовую залежь. Пусть две залежи характеризуются различными коэффициентами проницаемости. Если при коэффициенте проницаемости  $k_2$  приведенное давление падает при водонапорном режиме соответственно по зависимости 2, а при проницаемости  $k_3$  по кривой 3 (см. рис. 2.4), то  $k_2 > k_3$ .

Помимо коллекторских свойств на продвижение воды в газовую залежь существенно влияет тектоническое строение водоносного пласта и самого месторождения. Тектонические нарушения могут играть роль фильтрационных экранов, препятствующих поступлению или ограничивающих поступление воды в газовую залежь (месторождение Вуктыл). В других случаях они являются путями поступления воды в залежь (Битковское месторождение).

Интерференция месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе, ускоряет падение пластового давления в газовых залежах вследствие уменьшения поступления воды в залежи (месторождения Краснодарского края) [146, 192].

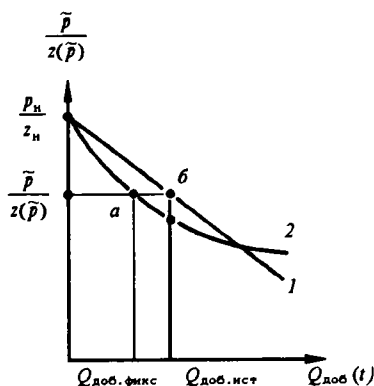


Рис. 2.8. Влияние неконтролируемых утечек газа на зависимость  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{доб}(t)]$ .  
1 – без утечек; 2 – с утечками газа

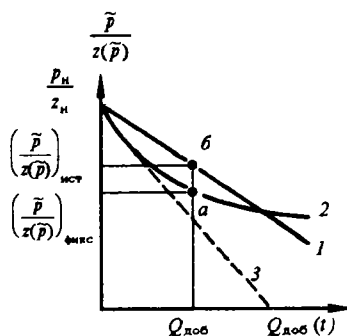


Рис. 2.9. Влияние неравномерности дренарования продуктивных отложений по толщине на вид зависимости  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{доб}(t)]$

Фактическая зависимость  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  графически может располагаться и ниже зависимости  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  для газового режима. Первая причина такого отклонения – неконтролируемые перетоки или утечки газа в выше- или нижезалегающие пласты, или в соседние залежи в процессе разработки рассматриваемой залежи. Пусть линия 1 (рис. 2.8) характеризует зависимость  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  для газового режима при отсутствии утечек

(неконтролируемых потерь) газа.

Тогда при среднем приведенном давлении  $\bar{p}/z(\bar{p})$  зафиксированное на промысле количество добытого газа  $Q_{\text{доб.фикс}}$  будет меньше суммарного отобранного количества с учетом неконтролируемых потерь газа  $Q_{\text{доб.ист}}$ ; т.е. получаем точку *a* вместо точки *b* в координатах  $\bar{p}/z(\bar{p}) - Q_{\text{доб}}(t)$ .

Следовательно, при наличии потерь газа график зависимости  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  (линия 2) до определенной величины  $Q_{\text{доб}}(t)$  располагается ниже линии 1. При наличии утечек зависимость  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  может затем располагаться выше зависимости 1 в связи с проявлением водонапорного режима, прекращением перетоков или изменением направления перетоков газа.

Другая возможная причина заключается в неравномерности дренирования продуктивных отложений по толщине. Пусть из всего разреза дренированием охвачена часть пропластков. Тогда, останавливая скважины для замера пластового давления, будем фиксировать заниженные давления, характеризующие лишь дренируемые пропластки. Следовательно, для добытого количества газа  $Q_{\text{доб}}(t)$  фиксируем не  $\bar{p}/z(\bar{p})_{\text{ист}}$ , а  $\bar{p}/z(\bar{p})_{\text{фикс}}$ , т.е. получаем не точку *b*, а точку *a* (рис. 2.9)<sup>1</sup>. Аналогичный результат будет и для других значений добытого количества газа.

$\bar{p}, \bar{p}/z(\bar{p}), \text{ МПа}$

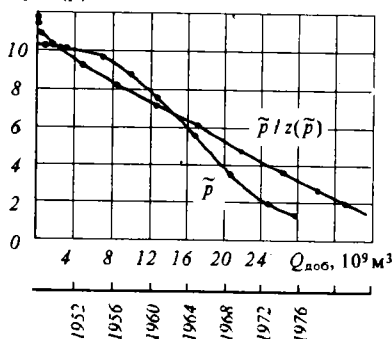


Рис. 2.10. Зависимости  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  и  $\bar{p} = \varphi(t)$  для Бильче-Войлицкого месторождения (по данным Е.В. Солецкого)

$\frac{\bar{p}}{z(\bar{p})}, \text{ МПа}$

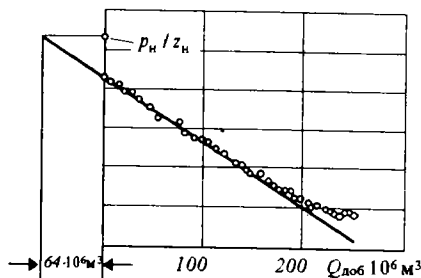


Рис. 2.11. Зависимость  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  для Пылюгинского месторождения (по данным Е.М. Минского)

<sup>1</sup> Пунктирная линия 3 указывает на возможность определения заниженных начальных запасов газа в пласте (см. параграф 10.2).

Зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  (линия 2) пересекается с зависимостью 1 в результате приближения к разработке недренированных ранее пропластков и проявления водонапорного режима. В практике разработки встречались случаи, когда утечки газа из рассматриваемой залежи начинаются или произошли еще до начала ее разработки (Бильче-Волицкое, Пилюгинское месторождения). Тогда кривые зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  получаются такими, как на рис. 2.10 и 2.11. Из рис. 2.11 очевиден способ оценки суммарного количества перетекшего газа из залежи до начала ее разработки.

Рассуждая аналогично предыдущему, получим, что если в рассматриваемую залежь в процессе разработки перетекает газ из другого горизонта, то кривая зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа даже при газовом режиме имеет вид, как, например, линия 3 на рис. 2.4.

Фактические данные разработки газовых месторождений и результаты газогидродинамических расчетов показывают, что чем больше начальное пластовое давление и чем меньше начальные запасы газа в пласте, тем (при прочих равных условиях) сильнее влияет проявление водонапорного режима на отклонение кривой зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  от прямой для газового режима. При прочих равных условиях, водонапорный режим проявляется значительно при поступлении в залежь подошвенной воды по сравнению с поступлением в залежь контурной воды.

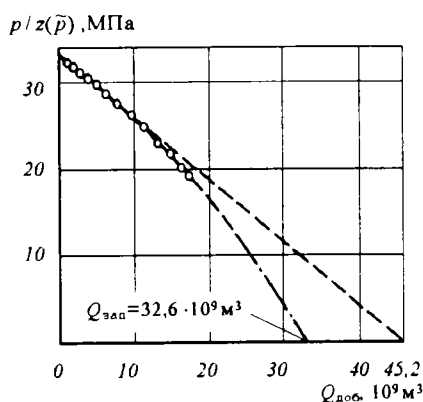


Рис. 2.12. Зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  для Битковского месторождения (точки и штрих-пунктирная линия), пунктирная линия — линия экстраполяции начального участка зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ .

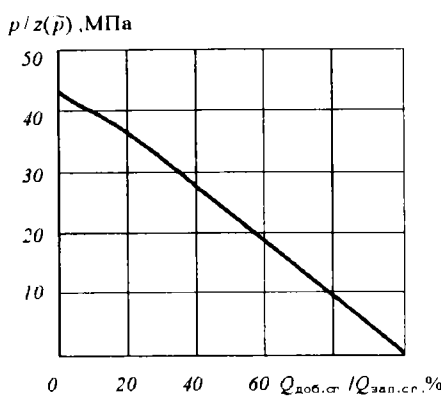


Рис. 2.13. Зависимость приведенного среднего пластового давления от процента отобранных запасов сухого газа для газоконденсатной смеси Карачаганакского месторождения (интервал исследования 4360 - 4520 м); по данным А.И. Брусилковского.

При разработке газовой залежи с деформируемым коллектором поровый и газонасыщенный объемы пласта уменьшаются. Для данного случая характерно расположение зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  ниже прямолинейной зависимости, получаемой согласно начальным точкам (рис. 2.12).

Определенными особенностями отличаются зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа для газоконденсатной залежи (рис. 2.13). Здесь даже при газовом режиме рассматриваемая зависимость не является прямолинейной.

В практике разработки месторождений природных газов часто наблюдается совместное влияние нескольких отмеченных факторов, определяющих вид зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ . Рассмотренные факторы необходимо учитывать при построении и использовании кривых  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ . Они осложняют применение метода падения среднего пластового давления для подсчета запасов газа, затрудняют получение однозначного ответа при определении режима залежи.

## 5. УРАВНЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ ИСТОЩЕНИЯ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ.

Уравнение материального баланса для газовой залежи-основа метода определения запасов газа по данным об изменении добытого количества газа и средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Уравнение материального баланса в той или иной форме записи используется при определении показателей разработки месторождений природного газа в условиях газового или водонапорного режима. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи применяются в расчетах показателей разработки газовых месторождений в период падающей добычи газа. Приведем вывод этих широко распространенных уравнений.

### Газовый режим

Согласно принципу материального баланса, начальная масса  $M_n$  газа в пласте равняется сумме отобранной к моменту  $t$  массы газа  $M_{\text{доб}}$  и оставшейся на момент  $t$  массы газа  $M_{\text{ост}}$  в пласте, т.е.

$$M_n = M_{\text{ост}}(t) + M_{\text{доб}}(t).$$



Если обозначить начальный объем порового пространства через  $\Omega_n$ , а средний для залежи коэффициент газонасыщенности (отношение газонасыщенного объема к общему поровому объему залежи) через  $\tilde{\alpha}$ , то начальная масса газа в залежи до ее разработки будет

$$M_n = \tilde{\alpha} \Omega_n \rho_n$$

Здесь  $\rho_n$  – плотность газа при пластовой температуре  $T_{пл}$  и начальном пластовом давлении.

Согласно уравнению состояния для реального газа

$$\rho_n = \rho_{ат} \frac{p_n z_{ат}}{p_{ат} z_n},$$

где  $\rho_{ат}$  — плотность газа при  $p_{ат}$  и  $T_{пл}$ ,  $z_n$  и  $z_{ат}$  коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре  $T_{пл}$  и давлениях  $p_n$  и  $p_{ат}$  соответственно.

Следовательно, начальная масса газа в пласте равняется

$$M_n = \tilde{\alpha} \Omega_n \rho_{ат} \frac{p_n z_{ат}}{p_{ат} z_n} \quad (2.1)$$

По мере разработки газовой залежи давление в ней падает. Пластовая температура в процессе разработки газового месторождения остается (практически) неизменной. Тогда к некоторому моменту  $t$  при среднем пластовом давлении  $\tilde{p}(t)$  масса газа в пласте

$$M_{ост}(t) = \tilde{\alpha} \Omega_n \rho_{ат} \frac{\tilde{p}(t) z_{ат}}{p_{ат} z[\tilde{p}(t)]} \quad (2.2)$$

Пусть изменение во времени отбора газа из залежи в единицу времени определяется функциональной зависимостью  $Q^* = Q^*(t)$ . Тогда за время  $t$  суммарная масса отобранного газа составит

$$M_{доб}(t) = \rho_{ат} Q_{доб}^*(t) = \rho_{ат} \int_0^t Q^*(t) dt \quad (2.3)$$

С учетом выражений (2.1) - (2.3) уравнение материального баланса для газовой залежи в случае газового режима записывается в виде

$$\frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} z_{\text{ат}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} \tilde{p}(t) z_{\text{ат}}}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{\text{ат}} Q_{\text{доо}}^*(t) \quad (2.4)$$

Здесь  $Q_{\text{доо}}^*(t)$  – количество добытого газа к моменту  $t$ , приведенное к  $p_{\text{ат}}$  и  $T_{\text{пл}}$ ,  $\text{м}^3$ .

Обычно добытый из залежи объем газа вычисляется при стандартной температуре  $T_{\text{ст}}$  ( $293^\circ \text{K}$ ) и  $p_{\text{ат}}$ . Добытое количество газа, приведенное к стандартным условиям, обозначим  $Q_{\text{доо}}(t)$ . В этом случае уравнение материального баланса принимает вид

$$\frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} \tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{\text{ат}} Q_{\text{доо}}(t) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \quad (2.5)$$

Коэффициент  $z_{\text{ат}}$  близок к единице. Поэтому здесь и в дальнейшем принимаем, что  $z_{\text{ат}} = 1$ .

Уравнение материального баланса (2.4) можно получить интегрированием дифференциального уравнения истощения газовой залежи [196]. Поступим наоборот. Из уравнения (2.4) получим дифференциальное уравнение истощения газовой залежи. Для этого продифференцируем по времени уравнение (2.4):

$$\frac{dQ_{\text{доо}}^*(t)}{dt} = - \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{p_{\text{ат}}} \frac{d}{dt} \left[ \frac{\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} \right]$$

С учетом выражения для добытого количества газа (2.3) получаем следующее искомое уравнение

$$Q^*(t) = - \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{p_{\text{ат}}} \frac{d}{dt} \left[ \frac{\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} \right] \quad (2.6)$$

Из уравнения (2.6) следует, что количество отбираемого в единицу времени газа в момент  $t$  пропорционально скорости (темпу) изменения приведенного среднего пластового давления в залежи на тот же момент.

### Водонапорный режим

При водонапорном режиме формулировка принципа материального баланса следующая: начальная масса газа в пласте равняется сумме добытой массы газа и массы газа, оставшейся в газонасыщенном и обводненном  $M_{\text{обв}}$  объемах пласта.

Так как обводненный объем пласта равен  $\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)$ , то в этом объеме при среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности  $\alpha_{\text{ост}}$  находится газ в количестве

$$M_{\text{обв}}(t) = \rho_{\text{ат}} [\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)] \cdot \alpha_{\text{ост}} \frac{\bar{p}_{\text{в}}(t)}{z[\bar{p}_{\text{в}}(t)] p_{\text{ат}}} \quad (2.7)$$

Следовательно, уравнение материального баланса для газовой залежи в условиях водонапорного режима с учетом неполноты вытеснения газа водой записывается в виде

$$\frac{\tilde{\alpha} \Omega_{\text{н}} p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\tilde{\alpha} \Omega(t) \bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} + p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} + [\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)] \cdot \alpha_{\text{ост}} [\bar{p}_{\text{в}}(t)] \frac{\bar{p}_{\text{в}}(t)}{z[\bar{p}_{\text{в}}(t)]} \quad (2.8)$$

Здесь  $\bar{p}_{\text{в}}$  — среднее давление в обводненном объеме пласта;  $z(\bar{p}_{\text{в}})$  — коэффициент сверхсжимаемости при  $\bar{p}_{\text{в}}$  и  $T_{\text{пл}}$ ;  $\alpha_{\text{ост}}$  — отношение заземленного объема газа (при давлении  $\bar{p}_{\text{в}}$  и температуре  $T_{\text{пл}}$ ) к общему поровому объему обводненной зоны пласта. По данным лабораторных исследований [137, 302], коэффициент остаточной газонасыщенности зависит от давления в обводненном объеме, что и отражено в уравнении (2.8).

При среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности  $\alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})$  суммарное количество воды  $Q_{\text{в}}(t)$ , поступившей в залежь к некоторому моменту  $t$ , распределится в объеме  $Q_{\text{в}}(t)/[\tilde{\alpha} - \alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})]$ . Тогда газонасыщенный объем (внутри контура газ-вода) ко времени  $t$  составит:

$$\tilde{\alpha} \Omega(t) = \tilde{\alpha} (\Omega_{\text{н}} - \frac{Q_{\text{в}}(t)}{\tilde{\alpha} - \alpha_{\text{ост}}(\bar{p}_{\text{в}})}) \quad (2.9)$$

Таким образом, под текущим газонасыщенным объемом (в 2.8) понимается его выражение согласно (2.9).

Не представляет труда из уравнения материального баланса (2.8) получить дифференциальное уравнение истощения залежи при водонапорном режиме.

Принципиальных затруднений для использования (2.8) и (2.9) при определении показателей разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима не имеется [137]. Однако использо-

вание указанных формул усложняет методику расчетов, что объясняется необходимостью определения  $\alpha_{\text{ост}}$  и учета изменения этого коэффициента от переменного давления  $\tilde{p}_b$ . Кроме того, при анализе фактических данных затрудняется определение зависимости  $\tilde{p}_b = \tilde{p}_b(t)$ . Расчеты значительно упрощаются, если в (2.8) принять следующее допущение

$$\tilde{p}_b(t) \approx \tilde{p}(t) \quad (2.10)$$

Условие (2.10) характеризует допущение о том, что газ защемляется при давлении, равном среднему пластовому давлению в залежи, и изменение коэффициента остаточной газонасыщенности определяется изменением во времени среднего пластового давления, т.е.  $\alpha_{\text{ост}} = \alpha_{\text{ост}}(\tilde{p})$ . Тогда из (2.8) с учетом (2.9) и (2.10) получим

$$\tilde{p}(t) = \frac{z[\tilde{p}(t)]}{\tilde{\alpha}\Omega_n - Q_b(t)} \left[ \frac{\tilde{\alpha}\Omega_n p_n}{z_n} - p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \right] \quad (2.11)$$

Важность уравнения (2.11) состоит в том, что для использования его, благодаря допущению (2.10), не требуется знания трудно определяемой  $\alpha_{\text{ост}}$  для обводненной зоны пласта и установления зависимости ее изменения во времени. Уравнение (2.11) обеспечивает высокую точность при прогнозных расчетах до отбора из залежи 50% и более от начальных запасов газа в пласте. При больших отборах необходимо использовать уравнения (2.8) и (2.9).

В ряде случаев, при значительной неоднородности пласта по коллекторским свойствам, в обводненной зоне может оставаться газ в виде макрозащемленных объемов. Тогда при анализе разработки в уравнении материального баланса его необходимо учитывать. В прогнозных же расчетах весьма затруднительно заранее учесть возможность формирования макрозащемленных объемов газа. Строго говоря, их не следует допускать в принципе, предпринимая соответствующие меры по регулированию системы разработки.

## Об определении среднего пластового давления

При добыче газа из скважины происходит снижение забойного давления и давления в пласте вокруг скважины. В каждый момент времени вдоль радиуса от оси скважины имеется некоторое распределение давления - депрессионная воронка.

При разработке газовой залежи формируется общая депрессионная воронка, которая осложняется локальными депрессионными

воронками от работы отдельных скважин (рис. 2.14). Пусть на рассматриваемый момент времени  $t$  имеем эпюру давлений вдоль длинной оси залежи (см. рис. 2.14,б).

Теперь прекратим эксплуатацию всех скважин. Тогда в пласте начнутся процессы перераспределения давления. Вначале ликвидируются локальные депрессионные воронки (рис. 2.14,в). Забойные давления  $p_c$  восстанавливаются до пластовых давлений в районе соответствующих скважин. Это довольно непродолжительный процесс.

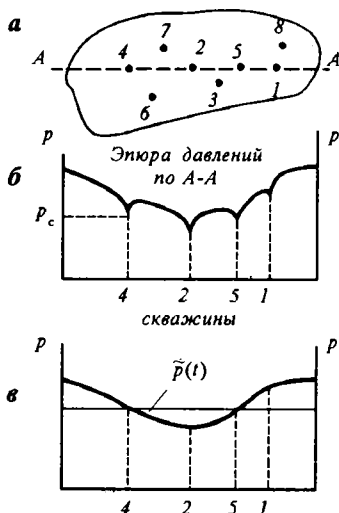


Рис. 2.14. Схематизации к определению среднего давления в залежи:

а – схема расположения скважин; б – эпюра давлений до закрытия скважин; в – эпюра давлений после выравнивания локальных депрессионных воронок

Затем начинается перераспределение давления по пласту в целом. Происходит выравнивание пластовых давлений. При длительном простаивании скважин и при отсутствии поступления воды в залежь в течение этого времени давления в залежи везде становятся одинаковыми и равными  $\tilde{p}(t)$ . Таков физический смысл рассматриваемого давления.

Под  $\tilde{p}(t)$  в (2.4), (2.5), (2.8) и (2.11) понимается именно такое среднее, а точнее – средневзвешенное по газонасыщенному поровому объему пластовое давление в залежи в момент времени  $t$ .

Следовательно, по определению имеем

$$\tilde{p} = \frac{1}{\tilde{\alpha}\Omega_n} \int_{\Omega_n} p \alpha d\Omega \quad (2.12)$$

Здесь  $p$  – среднее давление в элементарном газонасыщенном объеме  $\alpha d\Omega$ , МПа.

На практике  $\tilde{p}(t)$  определяется с использованием карты изобар на момент времени  $t$  и карты равных значений емкостного параметра  $\alpha m h$ . На карты изобар и равных значений параметра  $\alpha m h$  накладывается квадратная сетка с шагами  $\Delta x$  и  $\Delta y$ . Проводится наилучшая аппроксимация внешней границы сеточной границей. Интеграл в уравнении (2.12) заменяется конечной суммой. Тогда

$$\tilde{p} = \frac{1}{\tilde{\alpha}\Omega_n} \sum_{i=1}^n [p_i(\alpha m h)_i \Delta x \Delta y] \quad (2.13)$$

Здесь  $i$  – номер элементарной ячейки;  $n$  – число элементарных ячеек, которыми аппроксимирована газовая залежь.

Считывая значения  $p$  и  $\alpha m h$  в центрах элементарных ячеек из соответствующих карт, по формуле (2.13) находят искомое значение  $p(t)$ . Очевидно, что все указанные операции сейчас выполняются самим компьютером по соответствующей программе. Аналогичным образом определяется  $\tilde{p}(t)$  при рассмотрении трехмерной фильтрации.

## 6. УЧЕТ ОТДЕЛЬНЫХ ФАКТОРОВ В МАТЕРИАЛЬНОМ БАЛАНСЕ ЗАЛЕЖИ

Теория и практика разработки месторождений природных газов приводят к необходимости учета в уравнении материального баланса некоторых процессов, проходящих в продуктивном пласте при снижении давления.

### Учет ретроградных явлений в пласте

При разработке газоконденсатной залежи в пласте выпадает конденсат. Поэтому начальная масса  $M_n$  газоконденсатной смеси в пласте равняется сумме текущей массы  $M(t)$  газоконденсатной системы в пласте, массы  $M_k(t)$  выпавшего в пласте сырого конденсата к моменту  $t$  и массы добытого  $M_{доб}(t)$  пластового газа к моменту  $t$ , т.е.

$$M_n = M(t) + M_k(t) + M_{доб}(t) \quad (2.14)$$

Поступая аналогично предыдущим случаям, получаем следующее уравнение для газоконденсатной залежи применительно к газовому режиму:

$$\frac{\tilde{\alpha}\Omega_n p_n T_{ст}}{z_n p_{ат} T_{пл}} \rho_{г.н} = [\tilde{\alpha}\Omega_n - \Delta\Omega(\tilde{p})] \frac{\tilde{p}(t) T_{ст}}{z(\tilde{p}) p_{ат} T_{пл}} \rho_g(\tilde{p}) + \Delta\Omega(\tilde{p}) \rho_k(\tilde{p}) + M_{доб}(t) \quad (2.15)$$

Здесь  $\tilde{\alpha}\Omega_n$ ,  $\Delta\Omega(\tilde{p})$  – соответственно начальный газонасыщенный поровый объем залежи и объем пор пласта, занятых выпавшим сы-

рым конденсатом к моменту  $t$ ;  $p_n$ ,  $\tilde{p}(t)$  – начальное и текущее среднее пластовые давления, взвешенные соответственно по поровым объемам  $\tilde{\alpha}\Omega_n$  и  $\tilde{\alpha}\Omega_n - \Delta\Omega(\tilde{p})$ ;  $z_n$ ,  $z(\tilde{p})$  – коэффициенты сверхсжимаемости газоконденсатной системы при температуре  $T_{пл}$  и соответственно при давлениях  $p_n$  и  $\tilde{p}(t)$ ;  $\rho_{г.н}$ ,  $\rho_{г.}(\tilde{p})$  – соответственно плотность пластового газа начального и текущего состава, приведенные к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ ;  $\rho_{к.}(\tilde{p})$  – плотность выпавшего в пласте сырого конденсата на момент  $t$ , приведенная к давлению  $\tilde{p}(t)$  и температуре  $T_{пл}$ .

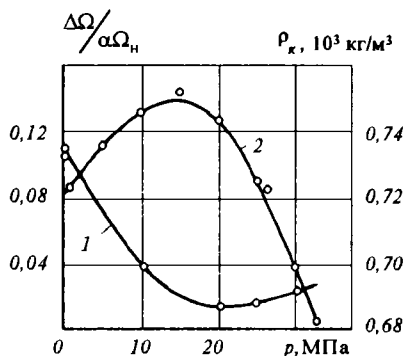


Рис. 2.15. Зависимости от давления плотности конденсата (1) и доли газонасыщенного объема (2), занятого выпадающим конденсатом

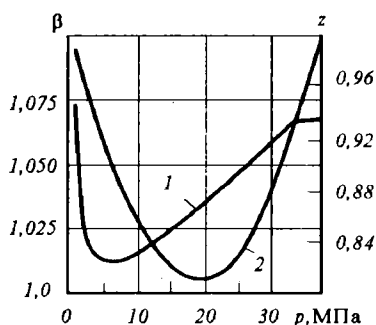


Рис. 2.16. Зависимости от давления коэффициента сверхсжимаемости (2) и объемного коэффициента перевода сухого газа в пластовый газ (1)

При определении массы добытого пластового газа к моменту  $t$  используется следующее рекуррентное соотношение:

$$M_{доб}(t) = M_{доб}(t - \Delta t) + \{Q_{доб.сг}(t)\beta[\tilde{p}(t)] - Q_{доб.сг}(t - \Delta t)\beta[\tilde{p}(t - \Delta t)]\} \frac{1}{2} \{\rho_{г.}[\tilde{p}(t)] + \rho_{г.}[\tilde{p}(t - \Delta t)]\} \quad (2.16)$$

Здесь  $M_{доб}(t - \Delta t)$  – масса добытого пластового газа на момент  $t - \Delta t$ ;  $Q_{доб.сг}(t - \Delta t)$ ,  $Q_{доб.сг}(t)$  – добытые количества сухого газа на моменты  $t - \Delta t$  и  $t$  соответственно, приведенные к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ ;  $\Delta t$  – шаг по времени;  $\beta(\tilde{p})$  – объемный коэффициент перевода сухого газа в пластовый газ при стандартных условиях,  $\beta = Q_{доб.пл.г.}/Q_{доб.сг.}$ .

Зависимости  $z = z(\tilde{p})$ ,  $\Delta\Omega(\tilde{p})/\tilde{\alpha}\Omega_n = f(\tilde{p})$ ,  $\rho_{г.} = \rho_{г.}(\tilde{p})$ ,

$\rho_k = \rho_k(\bar{p})$  и  $\beta = \beta(\bar{p})$  наиболее достоверно определяются в результате экспериментальных исследований с использованием бомбы PVT (установки типа УГК-3), а также расчетным путем по методикам [31, 40, 75, 292]. Некоторые из этих зависимостей для Вуктыльского месторождения можно проследить по рис. 2.15 и 2.16 (по данным Г.Р. Рейтенбаха и О.Ф.Худякова). При рассмотрении этих зависимостей следует иметь в виду, что  $p_n$  для Вуктыльского месторождения равняется 37 МПа, давление начала конденсации – 33 МПа, а начальное содержание конденсата в газе – 500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

### Деформационные изменения в продуктивном пласте

Лабораторные эксперименты с образцами керна показывают, что при снижении внутривискового (пластового) давления уменьшаются коэффициенты пористости и проницаемости [94, 232, 359, 360]. Проницаемость карбонатных коллекторов в значительной мере трещинная. Она особенно чувствительна к изменениям давления в призабойной зоне или отдаленных областях пласта.

Результаты экспериментов показывают, что зависимость коэффициента пористости от давления обычно экспоненциальная:

$$m = m_0 \exp[-a_m (p_n - p)]$$

Здесь  $m_0$  – коэффициент пористости при  $p_n$ ;  $a_m$  – коэффициент сжимаемости пор, 1/МПа.

Тогда нетрудно видеть, что уравнение материального баланса для газовой залежи с деформируемым коллектором записывается в виде (при принятии  $\tilde{\alpha} = 1$ )

$$\frac{\bar{p}(t)}{z[\bar{p}(t)]} \exp \{-a_m [p_n - \bar{p}(t)]\} = \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доо}(t)}{\Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \quad (2.17)$$

Оценки показывают допустимость применения уравнения (2.17) при высоких коэффициентах газонасыщенности  $\tilde{\alpha}$  (при  $\tilde{\alpha} \geq 0,8$ ).

При деформации пласта – коллектора коэффициент газонасыщенности изменяется, во-первых, вследствие уменьшения порового объема залежи и, во-вторых, по причине расширения остаточной воды. Обозначим текущий коэффициент газонасыщенности пласта через  $\tilde{\alpha}(\bar{p})$ . Тогда уравнение материального баланса представляется следующим образом:



$$\frac{\tilde{p}(t)}{z(\tilde{p})} \frac{\tilde{\alpha}[\tilde{p}(t)]}{\tilde{\alpha}} \exp \{-a_m [p_n - \tilde{p}(t)]\} = \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha} \Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{ст}}$$

Здесь  $\tilde{\alpha}[\tilde{p}(t)] = 1 - (1 - \tilde{\alpha}) \exp \{(a_m + \beta_*)[p_n - \tilde{p}(t)]\}$ ;

$\beta_*$  – коэффициент объемной упругости жидкости.

Влияние деформации пласта-коллектора на зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  проиллюстрировано на рис. 2.17. При этом запасы газа в рассматриваемом пласте  $Q_{зап} = 100$  млрд.м<sup>3</sup>, а  $p_n = 30$  МПа. Содержание метана в газе 98%, пластовая температура 323К,  $\tilde{\alpha} = 1$ . Значение  $a_m = 10^{-2}$  1/МПа (для сопоставления отметим, что в случае гранулярного коллектора  $a_m \approx 10^{-3}$  1/МПа).

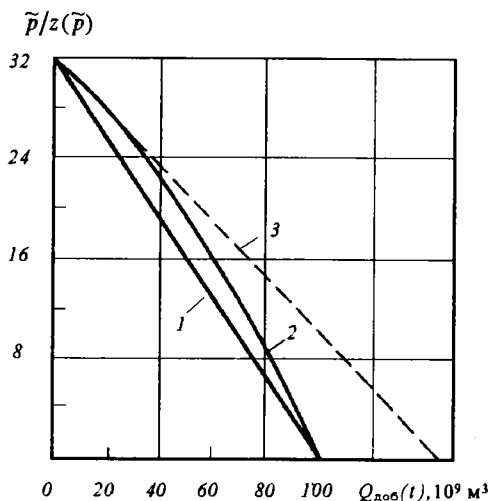


Рис. 2.17. Зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  для деформируемого (2) и недеформируемого (1) коллекторов при одинаковых запасах газа в залежи

Итак, вследствие деформации продуктивного коллектора зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  (линия 2) располагается выше соответствующей зависимости при отсутствии деформации (линия 1), что объясняется уменьшением во времени порового объема залежи. При  $\tilde{p} = 0$  линии 1 и 2 сходятся в одну точку, так как независимо от того, деформируемый ли пласт или нет, добытое количество газа к моменту, когда  $\tilde{p} = 0$ , должно равняться начальным запасам газа в пласте. Если согласно параграфу 10.2, проэкстраполировать начальный участок зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  до оси абсцисс (линия 3), то оцениванием завышенные начальные запасы газа в пласте.

Учет немгновенности протекания деформационных процессов при истощении залежей газа выполнен в [81].

Значимое проявление деформации высокопористых отложений мела имеет место, например, на месторождении Валхал в Северном море. С начала разработки в 1982 г. до 1994 г. 55% добытой нефти связано с явлениями сжатия указанного продуктивного коллектора вследствие реализации режима истощения [352].

### Вне- и внутрислоевые источники газа

В некоторых случаях уравнение материального баланса для газовой залежи приходится записывать в виде (газовый режим)

$$\frac{\tilde{\alpha}\Omega_n p_n}{z_n} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_n \tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{ат} Q_{доб}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} - p_{ат} Q_d^*(t) \quad (2.18)$$

Здесь  $Q_d^*(t)$  – суммарное количество газа, дополнительно учитываемое в уравнении материального баланса, приведенное к  $p_{ат}$  и  $T_{пл}$ , м<sup>3</sup>.

Природа  $Q_d^*(t)$  может быть различной. Во-первых,  $Q_d^*(t)$  появляется при наличии притока газа в рассматриваемую залежь из соседних залежей или продуктивного пласта. При наличии утечек газа перед  $Q_d^*(t)$  ставится знак плюс. Во-вторых, может сказываться дегазация остаточной нефти. По данным А.Г. Дурмишьяна, в зависимости от условий формирования газоконденсатных залежей коэффициент остаточной нефтенасыщенности может составлять десятки процентов [97, 98]. Тогда

$$Q_d^*(t) = \tilde{\alpha}_{нн} \Omega_n \gamma[\tilde{p}(t)] \times [\tilde{p}_n - p(t)] \quad (2.19)$$

Здесь  $\tilde{\alpha}_{нн}$  – средний для залежи коэффициент нефтенасыщенности;  $\gamma[\tilde{p}(t)]$  – коэффициент растворимости газа в нефти при давлении  $\tilde{p}(t)$ , м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>·МПа).

Примем, что  $\tilde{\alpha}_{нн} = 0,16$ ,  $p_n = 42$  МПа,  $\gamma = 4,38$  м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>·МПа). Результаты расчетов по формулам (2.18) и (2.19) показывают, что вследствие дегазации нефти зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  располагается выше соответствующей зависимости при отсутствии остаточной нефтенасыщенности. В рассматриваемом случае дегазация

остаточной нефти увеличивает начальные запасы газа в пласте на 9,3%.

Третья причина появления  $Q_d^*(t)$  в (2.18) связана с десорбцией газа, которая происходит с поверхности скелета пористой среды. Протеканию процессов сорбции (а впоследствии – десорбции газа) препятствует наличие в пласте остаточной воды и нефти. А.Х. Мирзаджанзаде подчеркивает необходимость учета десорбции газа в материальном балансе залежи.

Внутрипластовым источником газа служат также остаточная и пластовая воды, дегазация которых имеет место при снижении пластового давления. Вследствие небольшой растворимости природных газов в воде (2–4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) данный фактор не очень существенно увеличивает извлекаемые запасы газа.

К внутрипластовым источникам могут быть отнесены так называемые плотные коллектора. В случае газовых месторождений к таким коллекторам обычно приурочены горные породы с проницаемостью  $k \leq 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Запасы газа в таких коллекторах относили и относят к забалансовым. Однако они начинают проявлять себя в материальном балансе залежи, спустя определенное время после ввода месторождения в разработку.

Плотные, низкопроницаемые породы либо хаотично, либо вполне упорядоченно распределяются в массиве продуктивного пласта. Отбор газа из такой резко неоднородной, гетерогенной по параметрам залежи приводит к снижению пластового давления в объеме дренируемых запасов, в кондиционных коллекторах. В результате появляется и начинает нарастать разница в давлениях – в плотных и дренируемых коллекторах. Благодаря этой возрастающей во времени разности давлений и значительной поверхности контакта рассматриваемых коллекторов, возникают и затем увеличиваются с течением времени дебиты перетекающего газа из плотных коллекторов в дренируемые. Естественно, что обменные процессы развиты в наибольшей мере в конце разработки [34,238].

На рис. 2.18 приводится зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f(Q_{\text{доб}}(t))$  для залежи, разрабатываемой при газовом режиме, и характеризующейся подключением к дренированию плотных коллекторов. Зависимость подобного рода имеет место при разработке Шебелинского месторождения (Восточная Украина). Здесь поведение рассматриваемой зависимости вначале предопределяется запасами газа в дренируемых коллекторах. Если бы плотные коллектора не подключились к разработке, то гипотетически при снижении среднего пластового давления до атмосферного добытое количество газа равнялось бы  $Q_{\text{зап.фик.}}$  – утвержденным запасам газа, запасам газа в дренируемых коллекторах. Индекс “фик” указы-

васть, что такие запасы оказываются фиктивными, так как в определенной мере вовлекаются в разработку запасы газа также и в плотных коллекторах [ 238 ].

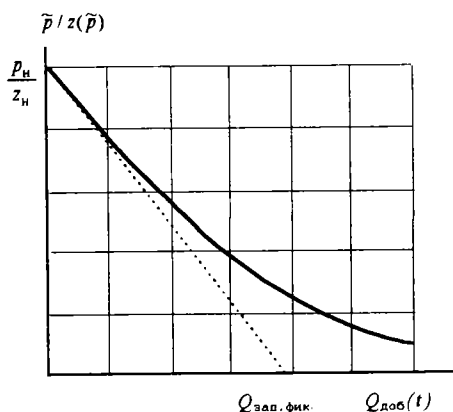


Рис. 2.18. Зависимость приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа при наличии в разрезе плотных коллекторов.

Рассматриваемая зависимость очень похожа на аналогичную зависимость в случае проявления водонапорного режима. Однако здесь есть одно принципиальное отличие. В случае наличия плотных коллекторов и соответствующих обменных процессов зависимость  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f(Q_{доб}(t))$  продолжается за пределы отсекаемой на оси абсцисс величины добытого количества газа, которая получается в результате экстраполяции линии газового режима в данных координатах (величины, аналогичной  $Q_{зап. фик.}$ ).

Суммарная величина перетекшего газа из плотных коллекторов ко времени  $t$  равняется

$$Q_{пер}^*(t) = Q_{д}^*(t) = \int_0^t q_{пер}^*(t) dt \quad (2.20)$$

Здесь  $q_{пер}^*(t)$  – дебит перетока в момент времени  $t$ , приведенный к  $p_{ат}$  и  $T_{пл.}$  Как и любой объемный расход газа,  $q_{пер}^*(t)$ , по определению, равняется

$$q_{пер}^*(t) = -vF \frac{p}{z(p)p_{ат}}$$

Здесь  $F$  – поверхность контакта рассматриваемых двух типов

коллекторов. Учитывая выражение для скорости фильтрации в предположении закона Дарси, имеем, что

$$q_{\text{пер}}^*(t) = \frac{k}{\mu(p)} \frac{dp}{dx} F \frac{p}{z(p)p_{\text{ат}}} = \frac{kF}{2p_{\text{ат}}} \frac{1}{\mu(p)z(p)} \frac{dp^2}{dx} \quad (2.21)$$

Обозначим среднее давление в дренируемых коллекторах в момент времени  $t$  через  $\tilde{p}_1(t)$ , а в плотных – соответственно через  $\tilde{p}_2(t)$ . Тогда интегрирование (2.21) в пределах от  $\tilde{p}_1(t)$  до  $\tilde{p}_2(t)$  и по  $x$  от 0 до  $L$  даст

$$q_{\text{пер}}^*(t) = \frac{kF}{2p_{\text{ат}}} \frac{1}{\mu(p)z(p)} \frac{p_2^2(t) - p_1^2(t)}{L}$$

Или

$$q_{\text{пер}}^*(t) = \gamma \frac{\tilde{p}_2^2(t) - \tilde{p}_1^2(t)}{\mu(p)z(p)} \quad (2.22)$$

Здесь  $L$  – расстояние между точками, где пластовые давления равняются  $\tilde{p}_1(t)$  и  $\tilde{p}_2(t)$ . Это расстояние иногда трудно определить, так как проницаемые и слабо проницаемые коллектора могут не быть пространственно обособленными зонами пласта, а представлять переслаивающиеся пропластки. Аналогично трудно определяемой является и величина  $F$ . Поэтому все эти условные, эквивалентные параметры объединены в фильтрационный параметр  $\gamma$ . На стадии проектирования разработки обычно сложно бывает рассчитать величину параметра  $\gamma$  с требуемой достоверностью, в частности, по отмеченным причинам. Однако он идентифицируется при наличии некоторой истории разработки совместно с дренируемыми запасами газа и запасами газа в плотных коллекторах. При этом в (2.22) под  $p$  понимается величина  $p(t) = 1/2(\tilde{p}_1(t) + \tilde{p}_2(t))$ . С уточненными значениями указанных запасов газа и величиной параметра  $\gamma$  выполняются затем прогнозные расчеты на ту или иную перспективу.

Уточнения запасов газа и значения интегрального параметра  $\gamma$  могут быть сделаны, если к уравнениям (2.18), (2.20), (2.22) добавить балансовое соотношение для низкопроницаемого коллектора. Если низкопроницаемые коллектора целиком вовлекаются в дренирование, то уравнение материального баланса для них может быть записано в виде

$$\frac{\tilde{\alpha}\Omega_{n_2} p_n}{z_n} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_{n_2} \tilde{p}_2(t)}{z(\tilde{p}_2(t))} + p_{ат} Q_{пер}^*(t) \quad (2.23)$$

Сложнее обстоит дело, когда запасы газа в плотных коллекторах вовлекаются в разработку постепенно. В этом случае балансовое соотношение типа (2.23) не представляется возможным записать. Можно искомое отношение использовать в форме дифференциального уравнения истощения газовой залежи (2.6) в следующем виде

$$q_{пер}^*(t) = -\frac{1}{p_{ат}} \frac{d}{dt} \left[ \frac{\tilde{\alpha}\Omega_2(t) \tilde{p}_2(t)}{z(\tilde{p}_2(t))} \right]$$

Здесь  $\tilde{\alpha}\Omega_2(t)$  – текущий газонасыщенный объем плотных коллекторов, участвующих в обменных процессах в момент времени  $t$ ;  $\tilde{p}_2(t)$  – среднее давление в объеме  $\tilde{\alpha}\Omega_2(t)$  в момент времени  $t$ . Представляется, что в последнем случае прогноз участия плотных коллекторов в процессе разработки залежи в целом затруднителен, даже при условии наличия фактических данных разработки за несколько предшествующих лет. Это связано с тем, что нам не дано знать наперед по какому закону далее будут вовлекаться в дренирование плотные коллектора и до каких пределов этот процесс будет продолжаться. Немалые сложности могут иметь место при попытках установления достоверной зависимости  $\tilde{p}_2 = \tilde{p}_2(t)$ , так как на плотные коллектора вряд ли бурят или будут бурить специальные эксплуатационные или наблюдательные скважины, тем более, что они имеют прихотливое пространственное распределение. С распространением практики бурения горизонтальных скважин возрастают случаи непосредственного дренирования низкопроницаемых коллекторов.

## 7. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

В 1969г. в Комитете по делам изобретений и открытий при Совете Министров СССР было зарегистрировано открытие В.Г. Васильева, Ю.Ф. Макогона, Ф.А. Требина, А.А. Трофимука и Н.В. Черского “Свойство природных газов в определенных термодинамических условиях находиться в земной коре в твердом состоянии и образовывать газогидратные залежи”. К настоящему времени в нашей стране и за рубежом открыто несколько таких месторождений.

В 1970г. сначала в опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ), а затем в промышленную разработку введено Мессояхское

газогидратное месторождение. Исследованию особенностей разработки данного месторождения посвящены работы большого числа авторов, которые не представляется возможным сколь-либо детально рассмотреть. Поэтому здесь и в дальнейшем будем базироваться на исследованиях [128, 129, 130].

Мессояхская структура имеет размеры 12,5×19 км по кровле доганской свиты альб-сеноманского возраста и амплитуду 84 м. Залежь водоплавающая. Пластовая температура на уровне кровли составляет (8,4-8,8)°С, на уровне ГВК (газо-водяного контакта) – (11,5-11,8)°С. Начальное пластовое давление в среднем по залежи принимается равным 7,8 МПа.

Исходя из указанных термобарических условий, слабой отрицательной аномалии кривой ПС, значительных каверн, низких значений вторичной гамма-активности, в верхней части продуктивного коллектора предполагается существование кристаллогидратов природного газа. Оценки значений коэффициента гидратонасыщенности составляют 20÷50 и более процентов. В свое время керны из предполагаемой газогидратной части не извлекались, ибо соответствующие подозрения на наличие здесь гидратов появились позже.

Таким образом, в случае Мессояхской залежи запасы газа в верхней части структуры находятся в виде гидратов и частично, видимо, в свободной фазе. Остальная часть запасов газа представлена свободным газом и они находятся ниже гидратонасыщенной зоны. Залежи такого типа принято еще называть – газ-газогидратные залежи.

Из пробуренного фонда 70%, а из эксплуатационного 85% скважин вскрывают весь разрез единым забоем. Дебитометрия скважин показывает, что приток газа из верхних интервалов значительно меньше, чем из нижних. В результате формировалась разница в пластовых давлениях между верхними и нижними интервалами, особенно в период с 4 по 8 год разработки.

Такой подход к дренированию залежи типа Мессояхской не оправдал себя в связи с частыми загибачиваниями призабойной зоны пласта и забоя скважины. Поэтому более оправданным является вскрытие в скважинах только нижележащих продуктивных интервалов.

Снижение давления в гидратонасыщенной зоне, формирование указанной разности в давлениях способствовало разложению гидратов и соответствующим перетокам газа в газонасыщенную часть залежи. При этом с 1970 по 1977 гг. Мессояхская залежь находилась в ОПЭ и промышленной разработке, с 1978 по 1981 гг. – в консервации и с 1982 по 1986 гг. здесь имела место сезонная эксплуатация.

Соответствующие показатели разработки для этих периодов рассмотрим на основе расчетных данных, полученных с использованием уточненной модели залежи [130]. Решение обратной задачи по-

зволило уточнить: запасы газа в газогидратной части, в газонасыщенной части пласта, фильтрационный параметр, характеризующий интенсивность обменных процессов между газогидратной и газонасыщенной зонами пласта, а также параметр проводимости водоносного пласта  $kh/\mu$  ( $k$  – коэффициент проницаемости,  $h$  – толщина водоносного пласта,  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости воды).

Для решения прямой задачи (прогнозирования показателей разработки) использована следующая система из четырех уравнений. Первое уравнение представляет собой уравнение материального баланса газа (в дифференциальной форме) для верхнего, слабо дренируемого интервала, которое учитывает неизотермичность процесса разложения гидратов и приток тепла из окружающих пород. Второе уравнение – дифференциальное уравнение истощения газонасыщенной зоны пласта с учетом перетока газа из слабо дренируемой области и поступления подошвенной воды. Третье уравнение определяет кинетику изменения коэффициента газонасыщенности в слабо дренируемой области, а четвертое – темпы перетока газа из слабо дренируемой в дренируемую, газонасыщенную часть пласта.

Обратная задача по уточнению указанных ранее четырех параметров решалась на основе минимизации суммы среднеквадратичных невязок фактических и расчетных пластовых давлений в газонасыщенной зоне пласта.

Результаты воспроизведения истории разработки Мессояхского месторождения с использованием уточненных параметров представлены на рис. 2.19.

В период ОПЭ и промышленной разработки, длящийся 8 лет, отбирается 85% от накопленной добычи за 17 лет. Наибольшие отборы газа (до 7% от запасов в год) приходятся на первые пять лет, затем отборы снижаются. Поэтому в течение первых пяти лет происходит заметное падение давления в газонасыщенной зоне  $\tilde{p}_1$  и рост разницы в давлениях в газогидратном  $\tilde{p}_2$  и в нижнем, наиболее дренируемом интервалах пласта. Затем снижение давления  $\tilde{p}_1$  замедляется и начинает расти к концу рассматриваемого периода. Разница в средних давлениях  $\tilde{p}_2 - \tilde{p}_1$  сокращается.

К концу рассматриваемого периода в залежь поступило 15 млн. м<sup>3</sup> воды. При этом наибольшее поступление воды происходило в последние три года, что совпадает с моментом обводнения значительного числа скважин.

Снижение давления  $\tilde{p}_2$ , возрастание разности давлений  $\tilde{p}_2 - \tilde{p}_1$  вызывало разложение гидратов и перетоки газа из верхней в нижнюю зону пласта. Вследствие процесса разложения гидратов коэффициент гидратонасыщенности в среднем сократился на 0,04.

Таким образом, приток воды в газонасыщенную часть залежи,



разложение гидратов и перетоки газа из слабо дренируемой зоны пласта предопределили начало роста давления  $\tilde{p}_1$  в конце первого периода.

В период четырех лет консервации залежи давления  $\tilde{p}_1$  и  $\tilde{p}_2$  в значительной мере сравнились вследствие проявления только что указанных факторов. За период консервации в залежь поступило еще 12 млн. м<sup>3</sup> воды, что составляет 34% от суммарного количества воды, поступившей за весь срок разработки. Значительные притоки воды в условиях отсутствия отбора газа, естественно, вызывают рост пластового давления.

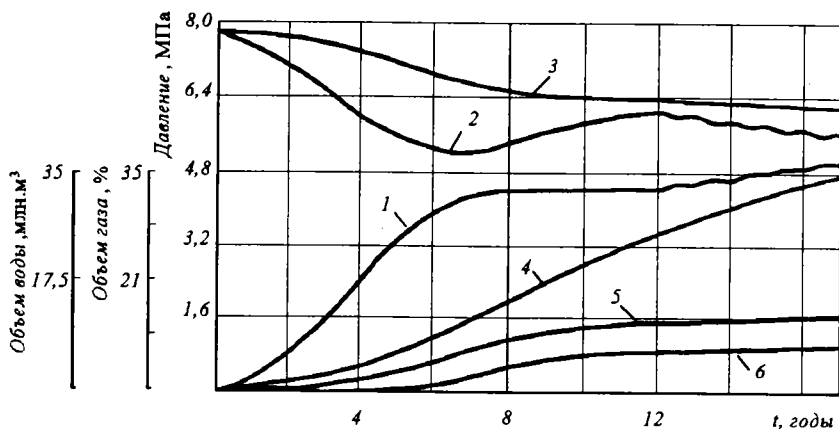


Рис. 2.19. Изменение во времени показателей разработки Мессояхского месторождения.

1 — накопленная добыча; 2, 3 — значения средних давлений в дренируемой и слабо дренируемой областях; 4 — объем поступившей в залежь воды; 5, 6 — объемы соответственно перетекшего газа и выделившегося при разложении гидратов.

За период консервации коэффициент гидратонасыщенности снизился еще на 0,01. Замедление процесса разложения гидратов связано с очень слабым изменением давления  $\tilde{p}_2$ .

За период сезонной эксплуатации отобрано 15% от общей накопленной добычи газа. Этот период характеризуется цикличностью отборов, что находит отражение в динамике давления  $\tilde{p}_1$ . В рассматриваемый период в залежь поступило 7 млн.м<sup>3</sup> подошвенной воды. Из анализа кривых 5 и 6 рис. 2.19 видно, что не произошло существенных изменений в процессах перетока газа и разложения гидратов по сравнению с последними годами консервации.

В табл. 2.2 даются значения характерных показателей разработ-

ки Мессояхской залежи для трех рассматриваемых периодов эксплуатации. Из данной таблицы следует, что обменные процессы и разложение гидратов в наибольшей степени имели место в первый период. Это естественно, так как здесь наибольшие темпы отбора газа, наибольшая разница в давлениях  $\bar{p}_2 - \bar{p}_1$ , и заметное снижение давления  $\bar{p}_2$ . Согласно расчетам, объем газа, выделившийся при разложении гидратов за весь срок разработки, составляет около 2 млрд. м<sup>3</sup>.

Таблица 2.2

Значения характерных показателей процесса разработки Мессояхского месторождения

Показатели процессов	Всего за 17 лет, %	Периоды, %		
		1	2	3
Количество поступившей воды	100	43	34	23
Количество перетекшего газа	100	68	21	11
Количество разложившихся гидратов	100	54	26	20

Процесс разложения гидратов, перетоки более холодного газа в газонасыщенную часть пласта вызывали снижение температур в верхнем и нижнем интервалах. Приток же тепла из окружающих пород приводил к замедлению снижения температур. Расчетные данные свидетельствуют о том, что совокупное действие указанных факторов за 17 лет привело к снижению, в среднем, температуры в гидратонасыщенной зоне пласта на 1,3°С, а в газонасыщенной зоне – на 0,3°С.

## 8. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА С ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ

Залежи природных углеводородов всегда или почти всегда приурочены к водоносным пластам. В этих водоносных пластах имеют место естественные фильтрационные потоки воды. При разработке залежей газа и нефти или вследствие воздействия на залежь закачки какого-либо агента в водоносном пласте может формироваться искусственный фильтрационный поток воды.

До недавнего времени недостаточно учитывалось влияние фильтрационного потока воды на особенности формирования, смещения и разработки залежей газа и нефти. Оказывается, что учет фильтрационного потока воды в ряде случаев может иметь принципиальное значение при разведке и разработке залежей газа и нефти, при их поисках, при подсчете начальных запасов газа и нефти.

Много примеров влияния естественного фильтрационного по-

тока воды на конфигурации залежей газа и нефти приводятся в публикациях отечественных и зарубежных промысловых геологов. Это влияние проявляется в наклонности газо-водяного, водо-нефтяного контактов. В 1952 г. В.П. Савченко и независимо в 1953 г. М. Хабберт предложили формулы, позволяющие вычислить величину смещения по вертикали ГВК или ВНК при наличии данных о давлениях в пьезометрических скважинах [257,371]. Такие смещения контактов в случае газовой и газонефтяной залежи схематично изображены на рис. 2.20.

Разницу в отметках ГВК в точках  $A$  и  $D$  обозначим через  $h_r$ . За плоскость приведения пластовых давлений примем горизонтальную плоскость, проходящую через точки  $A$  и  $B$ . Плоскость приведения давлений находится в газонасыщенном объеме пласта. Здесь газ не фильтруется. Поэтому давления в любой точке линии  $AB$  одинаковы. Следовательно,

$$p_1 - \rho_v g h_r = p_2 - \rho_r g h_r$$

Отсюда получаем, что

$$h_r = \frac{p_1 - p_2}{g(\rho_v - \rho_r)}$$

Здесь  $h_r$  – величина смещения ГВК, м;  $p_1$  и  $p_2$  – пластовые давления в точках пласта  $C$  и  $D$  соответственно, МПа;  $\rho_r$  и  $\rho_v$  – соответственно плотности воды и газа в пластовых условиях, кг/см<sup>3</sup>.

Аналогично для величины смещения нефтяной оторочки  $h_n$  имеем, что

$$h_n = \frac{p_1 - p_2}{g(\rho_v - \rho_n)}$$

При неизменности плотности воды, подстилающей газовую (нефтяную) залежь, допустимо принятие равенства  $p_1 - p_2 = \rho_v g H$ , где  $H$  – разность пьезометрических уровней воды на рассматриваемом участке. Тогда приведенные формулы могут быть записаны в виде

$$h_r = \frac{\rho_v}{\rho_v - \rho_r} H; \quad h_n = \frac{\rho_v}{\rho_v - \rho_n} H$$

Отсюда вытекает, что величина смещения  $h_r$  газовой залежи

всегда больше величины  $H$  ( $h_r > H$ ). При низких пластовых давлениях  $h_r \approx H$ , когда  $\rho_v \gg \rho_r$ .

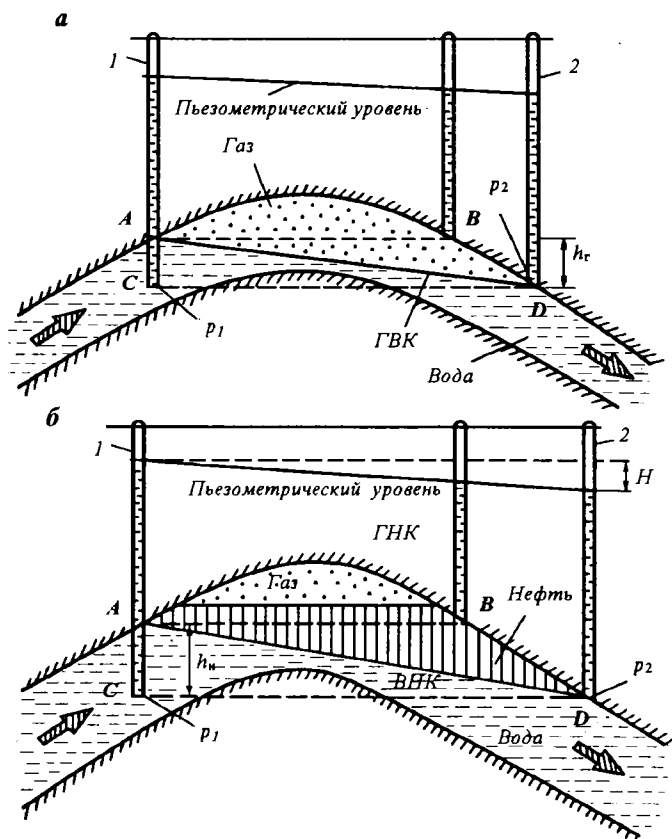


Рис. 2.20. Профильный разрез продуктивного пласта при наличии газовой (а) и газонефтяной (б) залежи и естественного фильтрационного потока воды.

Сопоставление последних формул свидетельствует о том, что, при прочих равных условиях, величина смещения  $h_n$  нефтяной залежи всегда больше величины смещения  $h_r$  газовой залежи ( $h_n > h_r$ ). Интересно отметить, что в случае, например, тяжелой нефти ( $\rho_n = 900 \text{ кг/м}^3$ ) и плотности воды  $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$  снижение пьезометрического уровня на каждые 1 м на протяжении нефтяной залежи приводит к смещению отметок  $h_n$  границы ВНК на 10 м.

Механическое (гидравлическое) разрушение (расформирование)

нефтяной или газовой залежи может происходить вследствие, например, увеличения скорости движения пластовой воды. При этом, как следует из сказанного, нефтяные залежи менее устойчивы против гидравлического разрушения, чем газовые. Опыт разработки нефтегазовых залежей, в частности, показывает, что одной из причин низкой нефтеотдачи их является расформирование запасов нефти в нефтяной оторочке вследствие "грубых" на неё воздействий закачиваемым агентом.

На рис. 2.21 представлены конфигурации газовой залежи при наличии в пласте естественного фильтрационного потока воды. Здесь, при некоторых параметрах водоносного пласта, скорость фильтрации пластовой воды составляет 0,267 м/год. При такой скорости конфигурация ГВК от линейной наклонной становится искривленной наклонной при возрастании запасов газа в пласте [82].

На рис. 2.22 даются конфигурации ГВК при фиксированных запасах газа, но при разных скоростях фильтрации пластовой воды. В случае залежи с конфигурацией ГВК согласно линии 4 на рис. 2.22 скорость пластовой воды в три раза больше, чем в случае с конфигурацией 2 [82].

Эти и другие закономерности смещения газовой залежи получены в результате численного интегрирования обыкновенного дифференциального уравнения для ГВК, полученного И.А. Чарным и В.А. Томельгасом [320]. Это уравнение для профильного разреза пласта записывается в виде [82,320]

$$\frac{dh}{ds} = (h \frac{d\alpha}{ds} - 1) \operatorname{tg} \alpha - \frac{\mu_a Q}{kb \Delta \gamma \cos \alpha} \frac{1}{h}$$

Здесь  $h$  – высотная отметка ГВК или ВНК, отсчитывается от подошвы пласта, является функцией  $s$ ;  $s$  – криволинейная координата вдоль подошвы пласта в направлении движения воды; угол  $\alpha(s)$  между касательной к подошве и горизонталью связан с высотной отметкой подошвы  $h_n(s)$  очевидным соотношением  $dh_n/ds = \sin \alpha$ ;  $k$  – коэффициент проницаемости водоносного пласта;  $b(s)$  – ширина пласта;  $\Delta \gamma = (\rho_v - \rho_{г,н})g$ ;  $\rho_{г,н}$  – соответственно плотности газа и нефти в пластовых условиях;  $Q$  – расход пластовой воды;  $\mu_a$  – коэффициент динамической вязкости воды в пластовых условиях.

Интересными особенностями характеризуются смещения газонефтяной залежи при наличии естественного фильтрационного потока воды. На рис. 2.23 приводятся конфигурации и положения газонефтяной залежи в зависимости от возможной скорости пластовой воды (при некоторых параметрах водоносного пласта) [82].

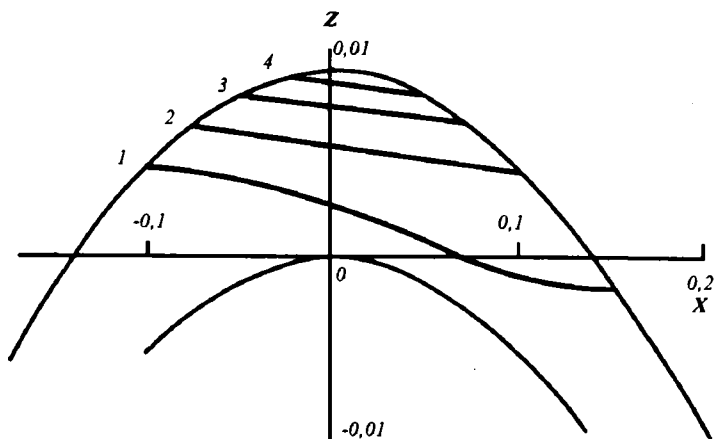


Рис. 2.21. Конфигурации ГВК залежей с разными начальными запасами газа (при скорости фильтрации пластовой воды 0,267 м/год)

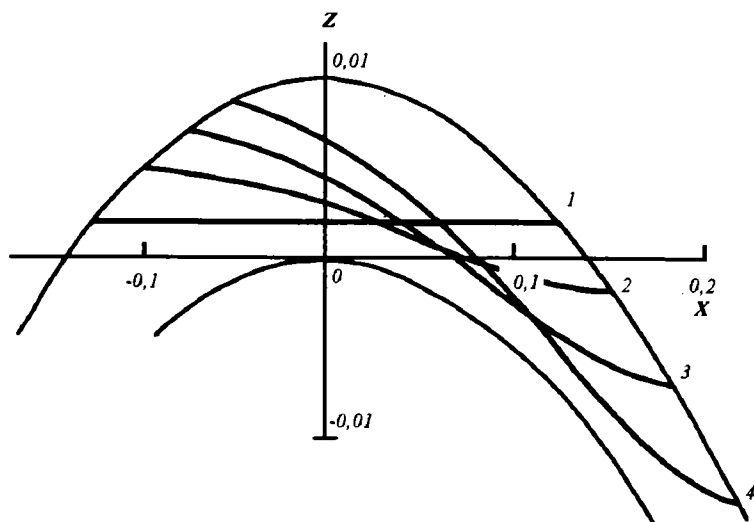


Рис. 2.22. Конфигурации ГВК залежи с неизменными запасами газа в пласте при различных значениях безразмерного расхода воды  $q$ :

1 - 0; 2 -  $0,231 \cdot 10^{-3}$ ; 3 -  $0,462 \cdot 10^{-3}$ ; 4 -  $0,694 \cdot 10^{-3}$

Отсюда видно, что при малых скоростях воды деформируется только ВНК. При большей скорости деформируется ГВК и ВНК, а газонефтяной контакт (ГНК) остается горизонтальным. При скорости  $V=1,957$  м/год газонефтяная залежь может находиться в

“расслоенном” состоянии, имея лишь одну общую для газовой и нефтяной залежей точку. При скорости  $V = 2,673$  м/год газовая и нефтяная залежи являются обособленными и смещенными в потоке пластовой воды.

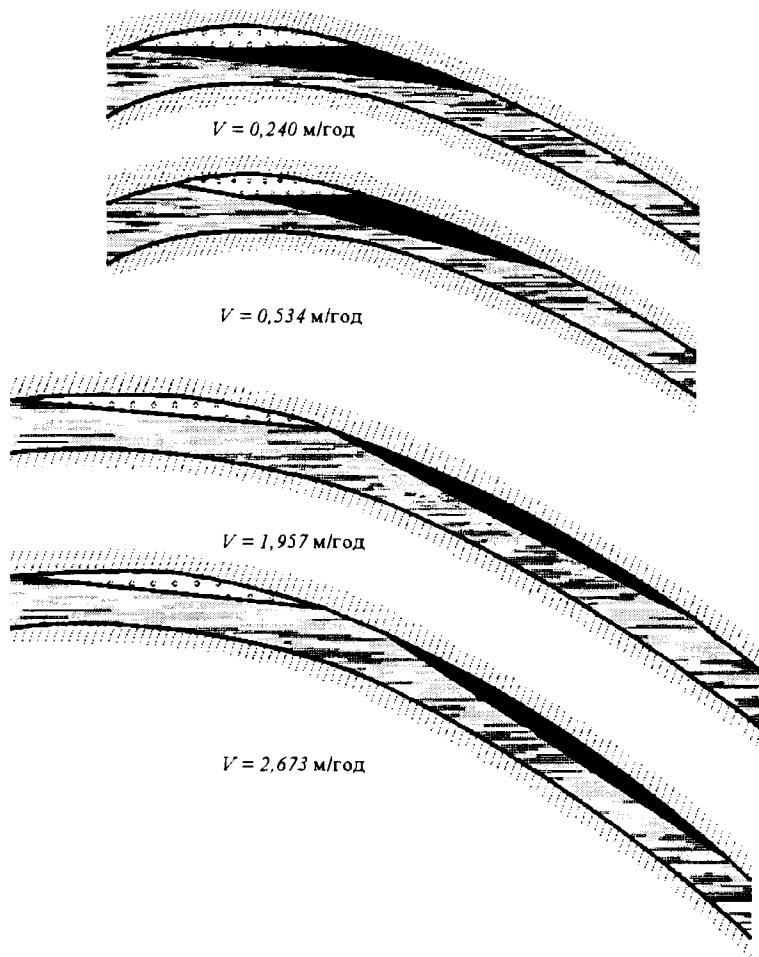


Рис. 2.23. Конфигурации ГНК, ВНК и ГВК в зависимости от величины скорости фильтрации воды в водоносном пласте

Сказанное позволяет иметь определенные соображения, которые следует учитывать при поисках и разведке залежей газа и нефти. Так, крыло складки, где имеем восходящий поток пластовой воды, не перспективен для существования залежей газа и нефти. Можно не отчаиваться, если в первой разведочной скважине, пробуренной в сво-

довой части, не обнаружили залежь углеводородов. Газовая или нефтяная залежь могут находиться и вне свода – на крыле складки с нисходящим потоком воды. Если здесь обнаружена газоконденсатная залежь, имеются признаки остаточной нефтенасыщенности в кернах, то вниз по потоку можно ожидать открытия нефтяной залежи.

## 9. ЗАЛЕЖИ ГАЗА (НЕФТИ) В ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ЛОВУШКАХ

Из предыдущего параграфа следует, что при наличии естественного фильтрационного потока воды происходит смещение залежей нефти и газа относительно свода антиклинальной складки. При этом с возрастанием скорости пластовой воды происходит все большее смещение залежи в направлении потока воды. В результате газовая или нефтяная залежь оказывается приуроченной к моноклинально залегающему крылу складки. В моноклинально залегающих пластах залежи газа и нефти контролируются потоком пластовой воды. Говорят, что здесь залежи приурочены к гидродинамическим ловушкам, так как только благодаря гидродинамической обстановке они и существуют. Следовательно, требование наличия антиклинальной складки здесь выпадает из числа необходимых поисковых признаков газа или нефти.

Оказывается, что естественный фильтрационный поток воды - необходимое, но не достаточное условие нахождения крупной залежи газа или нефти в гидродинамической ловушке. Достаточные условия рассмотрены в [82, 85, 242]. Остановимся только на одном.

Литологическая неоднородность пласта, приводящая к различию коллекторских свойств по площади водоносного пласта, является одним из достаточных условий существования залежи углеводородов в гидродинамической ловушке.

Предположим, имеется моноклинально залегающий водоносный пласт под углом  $\beta$  к горизонтальной поверхности. Пласт характеризуется кусочной неоднородностью по проницаемости, как указано на рис. 2.24. В пласте имеет место нисходящий поток воды. При таких обстоятельствах газовая залежь будет иметь конфигурацию ГВК, изображенную на рис. 2.24.

На конфигурацию залежей газа и нефти в гидродинамических ловушках оказывают влияние различные факторы, рассмотренные, например, в [82]. Отметим только влияние проницаемости коллектора. Пусть зона ухудшенной проницаемости характеризуется безразмерной проницаемостью равной 0,1, а в остальной части пласта проницаемость  $k_2$  равняется 4, 6 или 10 единицам. Тогда залежи газа будут иметь конфигурации ГВК, изображенные на рис. 2.25. Отсюда следует, что проницаемость пласта влияет не только на конфигурацию ГВК, но и на величину запасов газа.



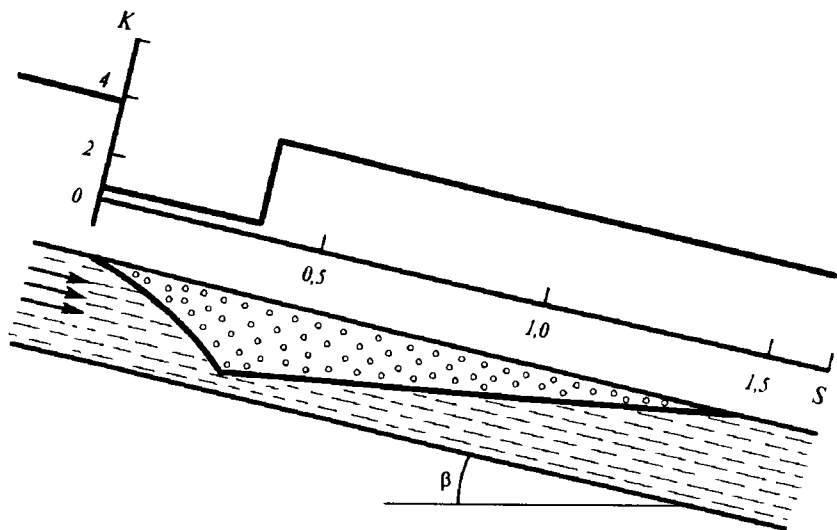


Рис. 2.24. Расчетная конфигурация газовой залежи в моноклинально залегающем водоносном пласте, характеризующемся наличием зоны литологической неоднородности

Впервые фактические данные о гидродинамических залежах опубликованы в отечественной литературе А.П. Ушаковым в 1947г. [306]. С такими залежами этому автору и другим геологам пришлось столкнуться в 1936г. при интерпретации результатов бурения на Кара-Чухурском месторождении. Наибольший вклад в понимание особенностей залежей газа или нефти в гидродинамических ловушках внесли отечественные ученые В.П. Савченко и А.А. Плотников [242, 257], а также американский геолог М.К. Хабберт [371].

Несмотря на явно недостаточное внимание к залежам углеводородов в гидродинамических ловушках, в настоящее время открыты и разрабатываются ряд таких залежей. Среди них необходимо прежде всего отметить одно из крупнейших месторождений газа – Хьюгтон (США) [181,242]. Это месторождение вместе с примыкающим к нему месторождением Панхендл характеризуются начальными запасами газа около 2 трлн.м<sup>3</sup>. Суммарная добыча газа из месторождений Хьюгтон и Панхендл на 1.1.1967 составила 1,175 трлн.м<sup>3</sup>. На площади Хьюгтон продуктивны карбонатные породы вулфемпского возраста, приуроченные к глубинам 750-835 м. В структурном отношении месторождение Хьюгтон приурочено к моноклинали, падающей в восточном направлении под углом 1-1,5°.

В США известны и другие залежи газа в гидродинамических ловушках - Гринвуд, Индиана-Бейси, Бланко (М.К. Хабберт, 1969 г.) и др. В нашей стране и бывшем СССР к гидродинамическим ловушкам



но понимают фракции  $C_3+$  высшие или просто  $C_3+$ .

Выпадающий в пласте конденсат является практически потеряннным в случае, если разработка газоконденсатной залежи происходит при режиме истощения пластовой энергии. Это объясняется тем, что конденсатонасыщенность поровой среды выпадающим конденсатом является относительно небольшой, т.е. такой, при которой конденсат еще не в состоянии притекать к скважинам. Например, находящееся ныне в периоде падающей добычи Вуктыльское газоконденсатное месторождение характеризовалось начальным удельным содержанием конденсата в размере  $500 \text{ см}^3$  на  $1 \text{ м}^3$  газа. Если предположить, что весь конденсат выпадает одновременно, то он займет только 12-13% порового пространства, что не достаточно для ощутимого притока его к скважинам.

Вместе с тем, данные значения конденсатонасыщенности могут быть достаточными для стекания конденсата к подошве пласта или к ГВК вследствие проявления гравитационного фактора. В случае определенной интенсивности такого процесса можно было бы рассчитывать на формирование вторичной газоконденсатной залежи и добычи из нее конденсата - продукта весьма ценного для нефтехимической промышленности. Однако данный процесс не исследован еще в требуемой мере, а промышленные данные пока не говорят о его проявлении и значимости. Видимо, два фактора являются тому причиной. Во-первых, даже в случаях благоприятных для стекания конденсата этот процесс потребует немало времени, возможно, значительно превосходящего период промышленной эксплуатации месторождения. Во-вторых, анизотропия пласта по проницаемости, слоистое строение продуктивного коллектора резко снижают, а в ряде случаев препятствуют вертикальному стеканию конденсата. Если в результате этого конденсат может стекать только по латерали, то гравитационная составляющая становится весьма незначительной вследствие малых углов наклона продуктивных пластов.

В режиме истощения можно рассчитывать на определенную добычу выпавшего конденсата, если удастся достичь пластовых давлений, где начинает проявляться процесс прямого испарения. Однако это зона очень низких давлений (около 1-2 МПа и менее) и нередко давление забрасывания (при котором прекращается разработка) оказывается выше давлений испарения.

Это основные общепринятые представления об особенностях разработки газоконденсатных месторождений при реализации режима истощения пластовой энергии [6, 37, 62, 97, 117, 211, 219].

Вместе с тем за последние годы накопилась разнообразная информация о дополнительных или обнаруженных новых особенностях разработки газоконденсатных залежей. Результаты этих исследований обобщены в докторской диссертации В.И. Петренко

[236]. Дальнейшее изложение дается на основе этой работы.

Прежде всего автор [236] определяет границы глубин, в пределах которых могут находиться газоконденсатные залежи. Эти оценки базируются на том факте, что с увеличением температуры недр возрастает влагонасыщенность газов. Выполненные в 1979 г. Р.Г. Султановым, В.Г. Скрипкой и А.Ю. Намиотом исследования показали, что при температурах, близких к критической для чистой воды, влагонасыщенность метана может быть значительной и доля водяного пара в метановой парогазовой смеси достигает 0,7 - 0,9. Поэтому В.И. Петренко считает, что зоны распределения прикритических температур в земной коре будут предельными глубинами метановых залежей, и, по-видимому, для залежей с кислыми газами.

Предельная глубина распространения залежей природных углеводородов контролируется изотермой 360°C, глубинная отметка которой зависит от геотермического градиента (ГТГ) и их оценочные значения приводятся в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Оценочные значения предельных глубин  $H_{пред}$  нахождения залежей природных газов

Геологическая структура	Пределы величин ГТГ, °C/100м	$H_{пред}$ , м
Области современной гидротермальной деятельности	15 - 20	1800 - 2300
Геосинклинальные бассейны доинверсионной стадии	7 - 9	4100 - 5300
Чехлы молодых платформ и мезокайнозойские прогибы	3,8 - 5	7200 - 9500
Древние платформы	1,5 - 2,1	16800 - 24000

В высокотемпературных залежах, число которых будет возрастать и которые будут в основном газоконденсатными или нефтегазоконденсатными (газоконденсатнонефтяными), значительное влияние на разработку оказывает водяной пар, в особенности на завершающей стадии эксплуатации. В табл. 2.4 дается информация о некоторых месторождениях, которая позволяет судить о значимости рассматриваемого фактора. Здесь наряду с разрабатываемыми месторождениями включены так называемые гипотетические, которые являются прообразом будущих открытий.

В процессе разработки месторождений природных газов происходит изотермическое снижение пластового давления и поэтому влагонасыщенность парогазовой смеси возрастает. Так, на Мирненском месторождении при текущих термобарических параметрах

( $\bar{p} = 4$  МПа,  $T_{пл} = 143^{\circ}\text{C}$ , пласт II) количество водяного пара в остаточном пластовом газе возросло до 10% (мольных).

Далее В.И. Петренко делает важный вывод: по мере отбора флюидов из залежи, разрабатываемой при газовом режиме, пластовое давление снижается до давления насыщенного пара при температуре пласта, а минимальное давление в залежи будет равно давлению насыщенного пара и будет оставаться постоянным до тех пор, пока в поровом пространстве будет остаточная вода. Поэтому допускается, что заключительный этап разработки высокотемпературных залежей газа будет связан с добычей низконапорного пара, который можно использовать в качестве массо- и теплоносителя, а после конденсации – в виде низкоминерализованной воды.

Таблица 2.4

Термобарические условия и соотношения углеводородов и паров воды

Месторождения	Начальные пластовые условия		Соотношения в %	
	$T_{пл}, ^{\circ}\text{C}$	$P_n$ , МПа	углеводороды	пары воды
Оренбургское	32	19,94	99,96	0,04
Шебелинское	55	24,04	99,91	0,09
Вуктыльское	62	36,30	99,89	0,11
Мирненское	143	24,98	97,75	2,25
Арун	178	49,0	94,1	5,9
Гипотетическое	250	105	91,1	9,0
Гипотетическое	300	126	72,0	28,0
Гипотетическое	345	138	17,0	83,0

При этом подчеркивается возможная значимость фазового перехода остаточной воды в пар на газоконденсатном месторождении. Водяной пар в качестве составной части пластовой смеси может обуславливать увеличение конденсатоотдачи в результате следующих трех факторов: 1) возрастания общего объема оставшейся в пласте парогазоконденсатной смеси за счет испарения воды; 2) “поддержания” пластового давления на величину парциального давления водяного пара; 3) предполагаемого предпочтительного растворения высококипящих УВ в водяном паре. Последний фактор является следствием того, что при критических условиях вода - идеальный растворитель. Дополнительная добыча конденсата на Мирненском месторождении только за счет первого фактора составила несколько десятков тысяч тонн.

В последние годы исследователи все больше внимания уделяют проблеме наличия и извлечения из нефтей, конденсатов и пластовых вод различных элементов периодической системы Д.И. Менделеева (исследования В.И. Петренко, Н.А. Скибицкой). В работе [236] оценивается, что соотношение концентраций одних и тех же элементов (Na, K, Cr, Mn, Fe, Ca, Ni, Cu, Zn, Cl, Br, J) в конденсатах, конденсационных водах, нефтях и законтурных водах находится в следующей пропорции – 1:11:2,4: 4604. Следовательно, концентрация указанных и других редких химических элементов в единице массы водяного пара в 11 раз превышает их концентрацию в высококипящих углеводородах. Природа столь многообразна, что при разработке ряда месторождений (Гронинген в Голландии, Шебелинское на Украине, Зальшведен – Пекензен в Германии) в сепараторах отделялась ртуть [69]. Наличие ртути требовало дополнительной очистки газа перед подачей его потребителю, пришлось также столкнуться с проблемой ртутной коррозии.

Указанные результаты имеют прикладное и научное значение. Во-первых, они свидетельствуют о необходимости комплексной переработки пластовых смесей газоконденсатных месторождений. Во-вторых, показывают на способность парогазовых смесей осуществлять массоперенос в газовой фазе многих химических элементов.

Многообразный компонентный состав пластовых вод позволил В.И. Петренко с соавторами развить гидрохимический метод контроля за продвижением вод, особенностями обводнения месторождения и скважин [247]. Метод был развит до такой степени, что позволяет фиксировать начало обводнения скважин и проявления водонапорного режима, контролировать динамику обводнения скважин, отождествлять смеси вод и различать тип обводнения скважин, уточнять положение газо-водяного и водо-конденсатного контактов, контролировать качество ремонтно-изоляционных работ и т.д. [236].

Проявление водонапорного режима при разработке газоконденсатных месторождений характеризуется рядом дополнительных особенностей.

Прежде всего, на ряде газоконденсатных месторождений Краснодарского края (Ленинградском, Староминском, Челбасском) отмечен факт вымывания выпавшего конденсата поступающей пластовой водой. Несмотря на низкую конденсатонасыщенность, ретроградный конденсат все-таки вытесняется водой с образованием конденсатного вала. Лабораторные эксперименты Р.М. Кондрата и М.М. Билецкого (1976 г.) подтвердили возможность такого явления [174]. В их экспериментах конденсат вытеснялся водой из модели пласта даже при конденсатонасыщенности равной 2,6%.

Оценки, выполненные В.И. Петренко применительно к Ленин-

градскому месторождению показывают, что за 15-летний период его разработки в пласте выпало свыше  $1 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup> конденсата. За счет вымыва внедряющейся водой дополнительная добыча конденсата составила 134 тыс.м<sup>3</sup>.

В конце 50-х годов А.Г.Дурмишьян впервые указал на наличие остаточной нефти в газоконденсатных месторождениях Азербайджана. Затем появились исследования, свидетельствующие о том, что в продуктивных пластах, а также в сопутствующих осадочных породах содержатся так называемые рассеянные жидкие и газообразные углеводороды. Так исследования под микроскопом шлифов пород различной проницаемости, выполненные под руководством Е.С. Ларской применительно к залежам Западного Предкавказья, показали следующее. Высокопроницаемые коллекторы, обладающие наибольшей проницаемостью, содержат в порах незначительное количество битумоидов и жидких углеводородов. Содержание последних увеличивается в низкопроницаемых глинистых алевролитах, а прослой известняков и глин зачастую полностью окрашены в бурый и коричневый цвет из-за большого количества органического вещества и продуктов его преобразования, часть из которых отвечает признакам микронепти.

Именно принятие во внимание наличия рассеянных углеводородов позволило В.И. Петренко объяснить некоторые особенности разработки Староминского и Челбасского месторождений при водонапорном режиме. Было показано, что перед фронтом газ-вода формируется оторочка из смеси ретроградного конденсата, жидких углеводородов, частично насыщавших поровое пространство коллекторов до начала разработки, жидких углеводородов, эмигрировавших из неколлекторов. Интересно отметить, что по скорости прохождения оторочки жидких углеводородов через забои трех действующих скважин на Ленинградском месторождении определили размеры оторочки: в скв. 1 - 26 м, в скв. 4 - 37м, в скв. 43 - 32 м.

Вымыв жидких углеводородов внедряющейся водой позволил объяснить повышенные, по сравнению с результатами исследований на бомбе PVT, объемы добычи конденсата по ряду газоконденсатных месторождений Краснодарского края.

Обобщение опыта разработки данных месторождений дало возможность выявить множество других факторов, имеющих место в скважинах, в призабойных зонах, в газоносной части пласта, в обводненных зонах пласта. Перечислим их только без дополнительных пояснений.

- Вынос инфильтрата бурового раствора.
- Вынос остаточной воды потоком газа.
- Снижение температуры в призабойной зоне пласта.
- Увеличение (уменьшение) продуктивности скважин.
- Частичная гидрофобизация порового пространства.

- Объемное расширение остаточной воды.
- Выделение газа из остаточной воды.
- Испарение остаточной воды.
- Увеличение (уменьшение) вязкости остаточной воды.
- Отложение солей.
- Вытеснение остаточной воды.
- Смешение газов.
- Снижение фазовой проницаемости для воды.
- Гравитационное разделение газа и воды.
- Десорбция газа в неколлекторах.
- Вытеснение флюидов из неколлекторов.
- Уменьшение скорости восходящего потока газа в лифтовых трубах.
- Накопление в скважинах конденсационной воды и конденсата.
- Увеличение вертикального напряжения в скелете породы.
- Сжатие коллектора и прилегающих неколлекторов.
- Разбухание монтмориллонитовых глин.
- Смятие эксплуатационных колонн.
- Частичное или полное разрушение коллектора.

Степень проявления и значимость данных факторов были не одинаковы на разных анализировавшихся месторождениях. На некоторых факторах будем еще останавливаться в дальнейшем.

## 11. НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ И СЛОЖНОСТИ ИХ РАЗРАБОТКИ

Газонефтяные (нефтегазовые) залежи отличаются большим разнообразием по условиям залегания нефти и газа, по соотношению объемов нефтяной части и газовой шапки. Это и неудивительно, если учесть, что согласно [58] в нашей стране к настоящему времени открыто около 200 месторождений, на которых выявлено более 400 газонефтяных залежей (ГНЗ). Поэтому существуют различные классификации рассматриваемых залежей. Все они имеют свои положительные стороны, но и определенные недостатки.

В зависимости от преобладания промышленных запасов тех или иных углеводородов (нефть, газ, конденсат) различают залежи газовые (Г), нефтяные (Н), газоконденсатные (ГК), нефтегазовые (НГ), газонефтяные (ГН), газонефтеконденсатные (ГНК), нефтегазоконденсатные (НГК), и газоконденсатнонефтяные (ГКН) [58]. Смысл такой классификации состоит в отражении соотношения запасов углеводородов. Углеводороды, упоминаемые в начале, отличаются наименьшими запасами (в тоннах условного топлива или нефтяном



эквиваленте), а отмечаемые в конце – наибольшими. Тогда, например, нефтегазовая (НГ) залежь характеризуется преобладанием в ней запасов газа над запасами нефти.

Приведенная классификация полезна, но требует уточнений. Выделение газовых, нефтяных и газоконденсатных залежей является очевидным. Названия “газонефтяная” или “нефтегазовая” залежь могут употребляться только в качестве сокращенных названий, ибо некорректно под этими названиями понимать соответственно нефтяную залежь с газовой шапкой или газовую залежь с нефтяной оторочкой. При наличии нефти нельзя оперировать понятием газовая шапка, ибо в газе этой шапки находится не газ, а газоконденсатная система. Поэтому из классификации залежи НГ и ГН целесообразно исключить. Тем более, что употребление таких “кличек” привело к пренебрежению ресурсами конденсата в практике нефтедобычи.

В теории и практике разработки месторождений природных газов выделяют газовые и газоконденсатные. В связи с тем, что не выделяют конденсатогазовые месторождения, то видимо не следует говорить о нефтеконденсатогазовой или газонефтеконденсатной залежах в том понимании, которое вкладывается классификацией.

Поэтому в дальнейшем изложении корректно будет оперировать понятиями газоконденсатнонефтяная (ГКН) или нефтегазоконденсатная (НГК) залежи. В первом случае утверждается, что запасы нефти в нефтенасыщенной зоне превышают суммарные запасы газа и конденсата в газоконденсатной шапке. Во втором случае запасы нефти в нефтяной оторочке меньше суммарных запасов газа и конденсата в газонасыщенной зоне залежи.

Нефтяные оторочки подразделяют на следующие типы в соответствии с условиями их залегания [58, 291]: краевые (или крыльевые), подошвенные и промежуточные (см. рис. 2.26). Это основные типы, которые могут отличаться дополнительными особенностями. Так на рис. 2.26д приводится красивая нефтяная оторочка в случае залежи с литологическим выклиниванием продуктивного коллектора. Рис. 2.26е иллюстрирует оторочку краевого типа, смещенную вследствие наличия естественного фильтрационного потока воды.

Теперь остановимся на проблемах, осложняющих процесс разработки нефтегазовых<sup>1</sup> залежей.

Одна из основных проблем при разработке таких залежей связана с трудностями извлечения нефти из нефтяной оторочки. Она проистекает от так называемой проблемы конусообразования.

При реализации системы вертикальных скважин нефтяная оторочка вскрывается в интервале несколько метров выше ВНК и несколько метров ниже ГНК. При использовании горизонтальных

---

<sup>1</sup> Употребляем такое название ради краткости и простоты, но не в классификационном смысле, когда оно лишено физической сущности.

скважин ее ствол располагается на наибольшем удалении от ГНК, в нескольких метрах от ВНК (рис. 2.27).

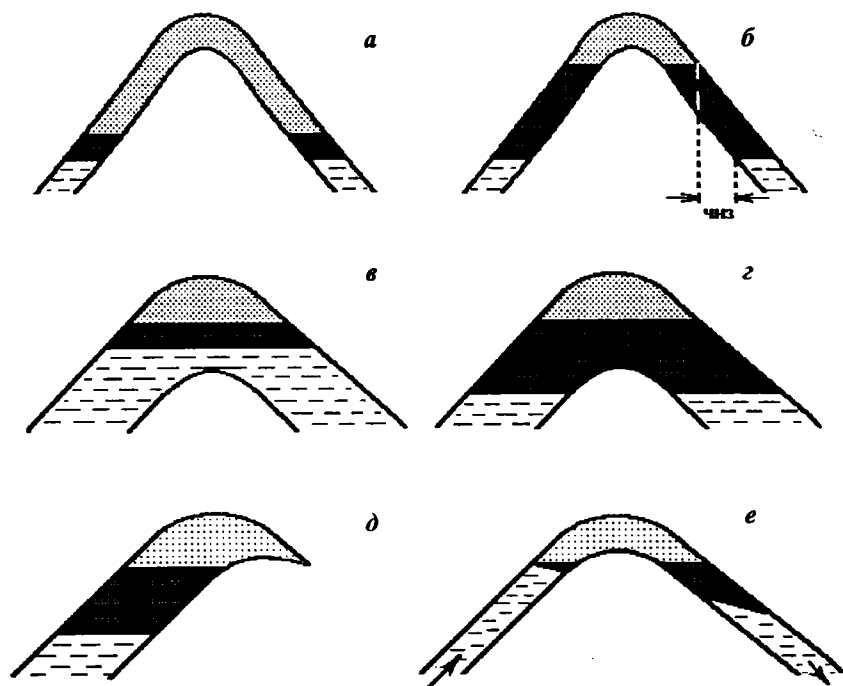


Рис. 2.26. Типы нефтяных оторочек:

- a* – краевая,                      *б* – краевая с чисто нефтяной зоной,
- в* – подошвенная,            *г* – промежуточного типа,
- д* – краевая оторочка в литологически экранированной залежи,
- е* – краевая оторочка, смещенная потоком пластовой воды.

Отбор нефти из таких скважин обуславливается пониженными давлениями вблизи интервалов дренирования. Поэтому газ газовой (точнее, газоконденсатной) шапки и подошвенная (или краевая) вода прорываются к интервалу дренирования. Формируются конуса газа и воды, которые имеют тенденцию к постоянному соответственно опусканию и подъему. В результате продукция добывающих скважин загазовывается и обводняется в прогрессирующих масштабах. Достаточно быстро дебит по нефти снижается до уровня, когда дальнейшая эксплуатация скважины становится нерентабельной. Следствием этого является снижение отборов нефти из залежи и достижение низкого значения коэффициента нефтеотдачи. Поэтому ряд из

рассматриваемых в дальнейшем изложении систем и технологий разработки нефтегазовых залежей в той или иной мере рассчитаны на подавление этих негативных явлений.

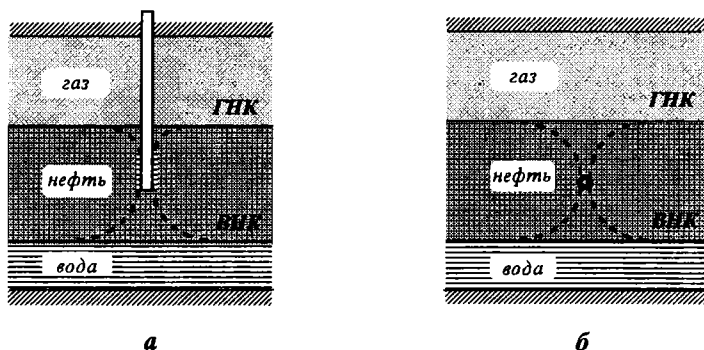


Рис. 2.27. Формирование конусов газа и воды при дренировании нефтяной оторочки вертикальной (а) и горизонтальной (б) скважинами

В теории и практике разработки месторождений нефти и газа до недавнего времени наличие и скорость естественного фильтрационного потока пластовой воды и угол наклона продуктивных пластов были в разряде так называемых малых параметров. Во многих или некоторых случаях это было справедливо. Действительно, часто можно было пренебречь наличием и скоростью естественного фильтрационного потока пластовой воды. Однако в предыдущем параграфе было показано, что этот малый параметр может становиться весьма значимым. Напомним, что благодаря наличию естественного фильтрационного потока воды возможны не только смещенные в пространстве залежи газа и нефти, но и существование залежей углеводородов на моноклиналях, без наличия антиклинальной ловушки.

Продуктивные пласты обычно характеризуются весьма малыми углами наклона (около  $1^\circ$ ). Естественно, что таким малым параметром, как угол наклона, часто пренебрегали. И правильно делали, рассматривая, например, процессы вытеснения одного флюида другим в слоистых, горизонтальных продуктивных комплексах.

Однако в случае нефтегазовых залежей этот малый параметр становится принципиально значимым [110, 111, 156]. Рассмотрим две совершенно одинаковые воображаемые антиклинальные ловушки, изображенные на рис. 2.28.

При этом левая ловушка заполнена только нефтью и здесь имеем водоплавающую нефтяную залежь. Правая ловушка являетсяместилищем нефтегазовой залежи. Обе ловушки представляют собой совокупность пропластков, разделенных друг от друга глини-

тыми прослоями. Допускаем также, что каждая залежь вскрыта одной скважиной так, как показано на рис. 2.28.

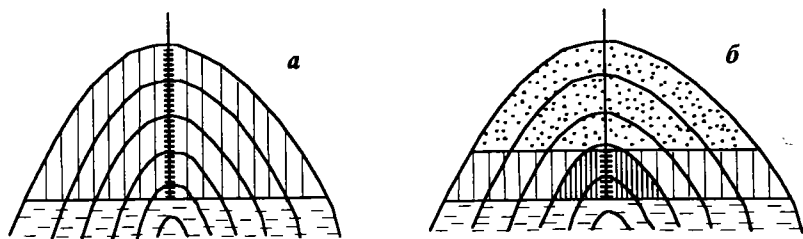


Рис. 2.28. Схемы водоплавающей нефтяной (а) и нефтегазовой (б) залежей в однотипных ловушках

Если не ограничивать себя ни дебитами, ни сроками, ни конечной нефтеотдачей, то можно полагать, что одна скважина в чисто нефтяной залежи за бесконечно долгое время задренирует все запасы нефти. Во втором случае скважина задренирует запасы нефти в пределах нефтяной оторочки, покрытой более густой штриховкой, т.е. до ближайшего глинистого раздела. Если слоистость пласта в пределах нефтяной оторочки была бы горизонтальной, то при указанных допущениях и здесь одна скважина задренировала бы все запасы нефти. Из этих простых рассуждений можно понять роль рассматриваемого малого параметра (угла наклона пластов) при разработке нефтегазовых залежей.

Теперь изобразим часть нефтяной оторочки в более крупном масштабе (рис. 2.29).

На данный элемент нефтяной оторочки пробурено две скважины, одна из которых эксплуатационная и другая – нагнетательная. Эти скважины реализуют идею площадного заводнения. Из рассмотрения рисунка вытекает следующее. Добывающая скважина дренирует только зону оторочки с соответствующей вертикальной штриховкой (для простоты не касаемся вопросов избирательного вскрытия нефтяной оторочки). Закачиваемая в пласт вода не вытесняет нефть в сторону добывающей скважины. Эта вода расформирует запасы нефти нефтяной оторочки, отесняя нефть в газовую шапку и в водонасыщенную зону пласта в направлении указанных соответствующих стрелок. Запасы нефти, находящиеся в зоне оторочки с горизонтальной штриховкой, а также незаштрихованные, не охвачены как процессом дренирования, так и заводнения пласта. Аналогичные процессы расформирования нефтяной оторочки имеют место при иных технологиях воздействия, если не учитывать рассматриваемую “косую” слоистость.

При рассмотрении рис. 2.28 и 2.29 не следует забывать, что приводимые схематичные изображения выполнены в разных вертикаль-

ном и горизонтальном масштабах. Поэтому их надо домысливать, помня, что  $\alpha \approx 1^\circ$ .

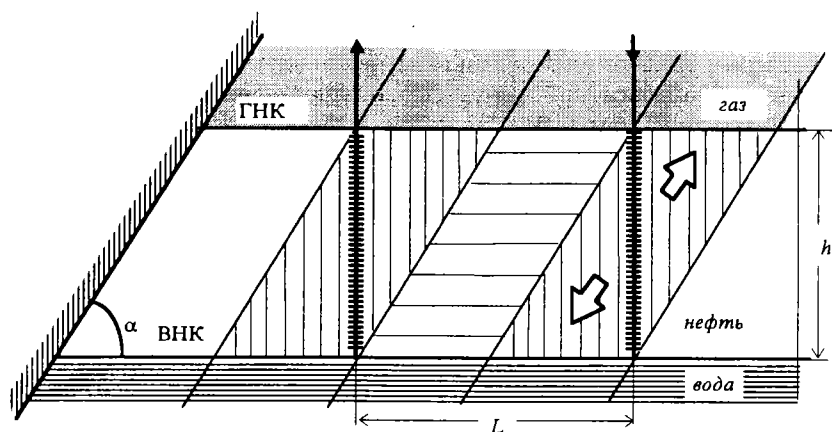


Рис. 2.29. Фрагмент нефтяной оторочки с эксплуатационной и нагнетательной скважинами

Данные схематичные рассуждения показывают, что слоистая неоднородность продуктивных отложений по проницаемости может негативно сказываться на конечном коэффициенте нефтеотдачи. Мы рассмотрели крайний случай, когда пропластки изолированы друг от друга тонкими глинистыми включениями. В природе имеет место большее разнообразие, например, прерывистость пропластков. Кроме того, следует учитывать, что в разных точках каждого пропластка необходимо принимать в расчет две проницаемости – вдоль и поперек напластования. Сказанное позволяет утверждать, что в случае нефтяных оторочек требуется большая степень геолого-физической детализации, чем в случае нефтяной и тем более газовой залежей.

Приведем в дополнение хотя бы одну цифру, чтобы лучше чувствовать рассматриваемую проблему. Допустим, хотим найти такую величину расстояния между скважинами  $L$ , когда в пласте будут отсутствовать неохваченные процессами воздействия запасы нефти (зоны пласта с горизонтальной штриховкой на рис. 2.29). Пусть толщина нефтяной оторочки  $h = 10$  м, а угол наклона пластов составляет  $2^\circ$ . Нетрудно видеть, что искомое  $L = 286$  м [110]. Известно, что на практике применяются сетки скважин с гораздо большими расстояниями между скважинами. Только при  $\alpha = 1^\circ$  расстояние  $L = 571$  м приближается к расстояниям между скважинами в реализуемых системах разработки.

Конусообразование и косая слоистость продуктивных пластов –

это два главных фактора негативно сказывающихся на эффективности разработки нефтегазовых залежей и конечной величине коэффициента извлечения нефти (КИН). Третий не менее важный фактор заключается в чрезмерных депрессиях и репрессиях на пласт соответственно в добывающих и нагнетательных скважинах. Повышенные депрессии кроме конусообразования приводят к истощению запасов газа в газоконденсатной шапке. Поэтому чрезмерные темпы закачки, например, воды вызывают смещение нефтяной оторочки в газонасыщенные коллектора, а значит размазывание запасов нефти.

Известно, что Природа не терпит насилия и хочет, чтобы с Нею считались. В случае нефтегазовых залежей этот тезис проявляется особенно ошутимым образом.

## 12. ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА ФЛЮИДОВ В ЗАЛЕЖАХ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Формирование залежей газа и нефти происходит в длительные геологические времена. С этой точки зрения распределение углеводородных и неуглеводородных компонентов в объеме залежи, казалось бы, на сегодня должно быть установившимся, устоявшимся. В самом деле, такое положение отмечалось на многих залежах газа и нефти. Имевшие место изменения, например, плотности нефти носили закономерный характер в направлении от ВНК к кровле пласта.

Однако открытия последнего времени заставили более внимательно относиться к изучению закономерностей изменения компонентного состава пластовых флюидов как по продуктивной площади, так и по разрезу пласта. С другой стороны, выявленные серьезные изменения состава пластовых флюидов в объеме залежи привели к необходимости учета их в прогнозных расчетах, принятию определенных технологических решений.

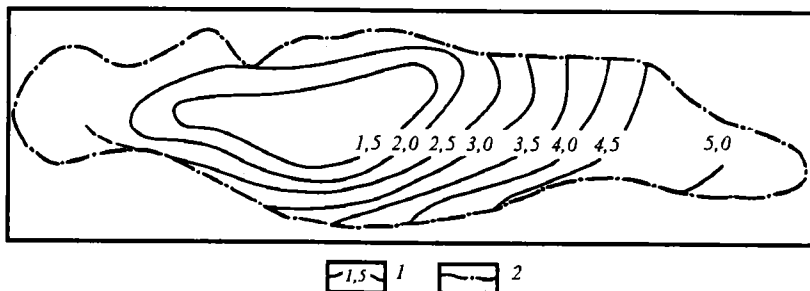
Значительные изменения компонентного состава газа по площади были обнаружены в процессе разведки Оренбургского нефтегазоконденсатного, Астраханского и Советабаского газоконденсатных месторождений. В качестве примера, на рис. 2.30 приведены изолинии распределения сероводорода, углекислого газа и меркаптанов по продуктивной площади газоконденсатной шапки Оренбургского месторождения [ 29 ]. Известно, что природа таких изменений состава зависит от процессов формирования, минералогического состава горных пород, особенностей тектонического строения месторождения и многих других факторов [18].

Применительно к Оренбургскому месторождению учет отмеченной площадной неравномерности распределения состава пластового флюида позволил более достоверно спрогнозировать динамику продукции Оренбургского газоперерабатывающего завода, в частности и добычу конденсата, так как его содержание по площади также от-

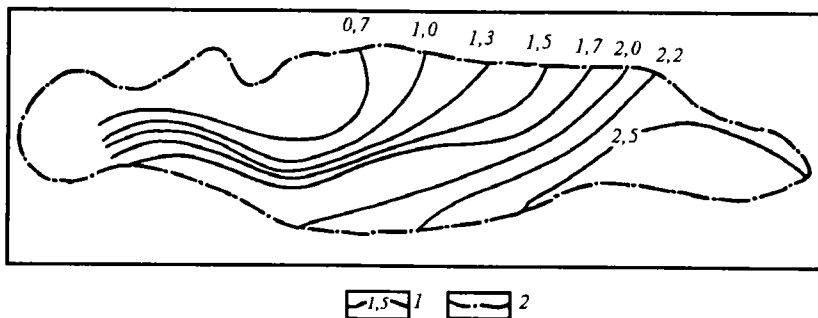
личались неравномерностью распределения.

На Советабадском газоконденсатном месторождении в юго-восточной его части имеется зона с сероводородсодержащим газом.

а)



б)



в)

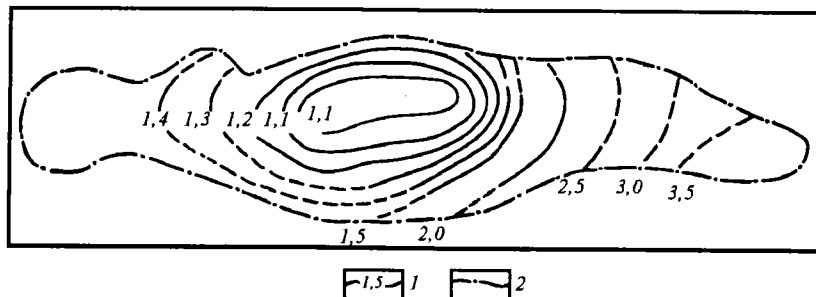


Рис. 2.30. Распределение сероводорода (а), углекислого газа (б) и меркаптанов (в) по площади Оренбургского месторождения

1 – изоконцентраты (% по объему – для а и б; г серы на м<sup>3</sup> газа – для в);  
2 – контур газоносности

Поэтому с целью ускорения ввода в разработку данного месторождения разбуривание и добычу газа начали производить с зон пласта, где сероводород в пластовом газе отсутствовал.

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение отличается большим этажом продуктивности. Глубина залегания продуктивных отложений находится в пределах 3800-5200 м. Следствием этого является значительное изменение пластового давления с глубиной залегания – оно возрастает с 52 до 60 МПа, а пластовая температура закономерно увеличивается с 349°K до 365°K. Изменение термобарических условий с глубиной совместно с проявлением гравитационного фактора предопределили большие пределы изменения конденсатогазового фактора по глубине продуктивного пласта. Зависимость изменения потенциального содержания  $C_{5+}$  с глубиной для рассматриваемого месторождения приведена на рис. 2.31 [ 234, 235 ].

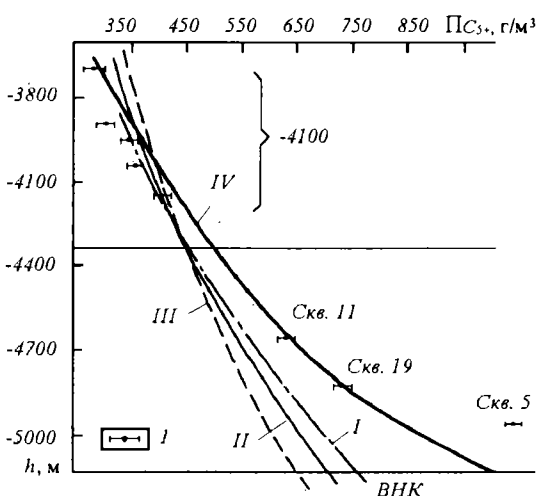


Рис. 2.31. Содержание углеводородов  $C_{5+}$  по разрезу Карачаганакского НГКМ

*l* – доверительные интервалы содержания  $C_{5+}$  по результатам исследований скв. 2, 11, 19, 5;

*I, II, III, IV* – прогнозные значения содержания  $C_{5+}$  по различным моделям;

*ВНК* – расчетное положение контакта нефть-вода

Из данного рисунка следует, что содержание конденсата в газе возрастает примерно с 350 г/м³ на кровле пласта до почти 900 г/м³ на уровне ГНК. Нетрудно видеть, что в зависимости от последовательности ввода в разработку различных интервалов данного месторождения будет та или иная динамика добычи сухого газа и жидких углеводородов.

По ряду причин освоение данного месторождения началось с разбуривания верхней части структуры. Это более дешевый, но не лучший способ освоения природных ресурсов. Более предпочтительным было бы бурение эксплуатационных скважин со вскрытием нефтяной оторочки. Это позволило бы доразведать нефтяную оторочку эксплуатационными скважинами и оценить их продуктивность по



нефти. Затем, целесообразным представлялось совместное вскрытие нефтяной оторочки и газонасыщенных отложений на уровне и выше ГНК.

Это позволило бы

- осуществить фонтанную эксплуатацию скважин,
- уточнить продуктивные характеристики коллектора по газу, конденсату и нефти,
- иметь наибольшую добычу жидких углеводородов на единицу добычи газообразной фазы, что важно на начальном этапе освоения без реализации системы поддержания пластового давления.

В связи с большим этажом продуктивности было принято решение о выделении трех объектов эксплуатации. Очевидно, что добыча конденсата из каждого объекта не могла быть спрогнозирована без принятия во внимание реальной картины распределения углеводородных и неуглеводородных компонентов по глубине залегания.

В связи с недостаточной степенью достоверности исследований пластовых флюидов по глубине залегания на Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении рассмотрим более подробно соответствующие расчетные закономерности применительно к нефтегазоконденсатному месторождению Кокдумалак (Узбекистан) [40]. На основе математического моделирования гравитационного распределения фаз на данном месторождении А.И. Брусиловским в работе [40] выявлены следующие интересные закономерности.

На рис. 2.32 представлены зависимости изменения по вертикали начального пластового давления и давления начала конденсации в газоконденсатной части пласта. Здесь отсчет вертикальной координаты производится от уровня ГНК. Отсюда видно, что если различия начального пластового давления по глубине не очень значительны, то давление начала конденсации изменяется в гораздо больших пределах. При этом на уровне ГНК, как обычно, давление начала конденсации равняется начальному пластовому давлению.

В направлении к своду структуры газоконденсатная система является все более и более недонасыщенной. Это означает, что можно отбирать газоконденсатную систему, особенно в прикровельной зоне, без поддержания пластового давления в течение определенного времени. В связи с запасом давления, в начальный период разработки выпадение конденсата в пласте не будет происходить. Подобные условия сложились здесь, как отмечалось, в результате совокупного влияния изменяющихся термобарических условий с глубиной и проявлением гравитационного фактора.

Следствием этого является также изменение содержания конденсата в пластовом газе в зависимости от глубины залегания (рис. 2.33). Поэтому добыча газоконденсатной системы с разных интервалов пласта будет сопровождаться разным удельным выходом конденсата.

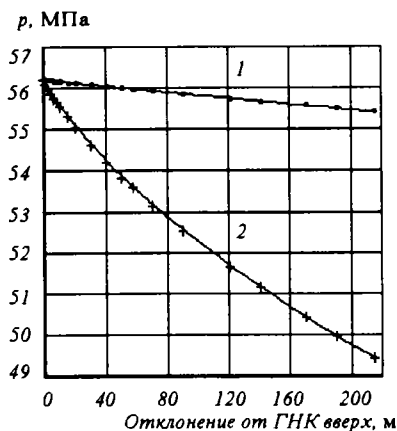


Рис. 2.32. Изменения начального пластового давления и давления начала конденсации вдоль газоконденсатной шапки  
1 – пластовое давление;  
2 – давление начала конденсации

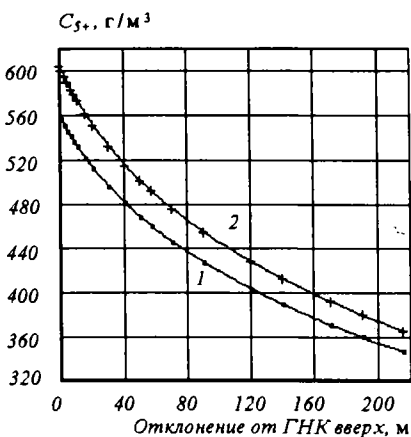


Рис. 2.33. Изменения начального содержания  $C_{г+}$  в пластовом газе по разрезу газоконденсатной шапки  
1 – на пластовый газ;  
2 – на сухой газ

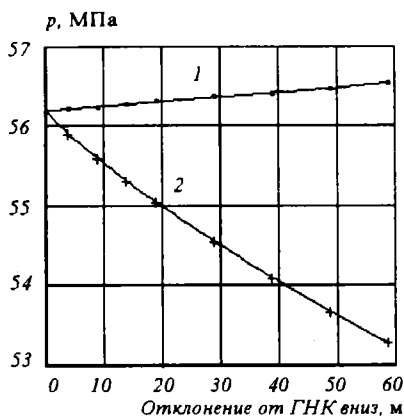


Рис. 2.34. Изменения начального пластового давления и давления насыщения по высоте нефтяной оторочки  
1 – пластовое давление;  
2 – давление насыщения

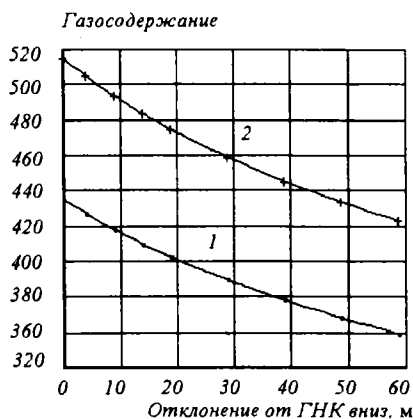


Рис. 2.35. Изменения начального газосодержания по разрезу нефтяной оторочки  
1 –  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  
2 –  $\text{м}^3/\text{т}$

Изменение содержания компонентов по глубине не может не учитываться при закачке сухого газа в газоконденсатную шапку с целью поддержания пластового давления и недопущения ретроградных потерь конденсата.

Изменяющиеся термобарические условия и гравитационный фактор оказывают также влияние на ряд показателей нефти нефтя-

ной оторочки. На рис. 2.34 и 2.35 искомые показатели приводятся в функции глубины залегания, когда вертикальная координата отсчитывается вниз от ГНК.

На ГНК, как и положено, начальное пластовое давление равняется давлению насыщения. Учет изменения рассматриваемых параметров с глубиной позволяет делать более достоверный прогноз показателей разработки при тех или иных методах воздействия на нефтяную оторочку. Особо значимыми приведенные данные будут в случае реализации водо-газового метода поддержания пластового давления. Добавим к этому, что с глубиной изменяются и многие другие параметры, такие как объемный коэффициент нефти, плотность пластовой нефти и т.д.

Для газоконденсатнонефтяных месторождений, особенно на больших глубинах, при их разработке может быть значимым фактор, рассматриваемый и исследуемый В.И. Петренко [236]. Речь идет о возможности наличия под нефтяной оторочкой оторочки опреснения пластовых вод, являющейся следствием особенностей формирования таких залежей. При анализе результатов заводнения подобных залежей и данных обводнения скважин нельзя будет не принимать во внимание отмеченный фактор.

### 13. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ НЕУСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА И ВОДЫ В ПЛАСТЕ

В настоящее время теория разработки месторождений природных газов базируется на интегрировании многомерных (двумерных, трехмерных) уравнений неуставившейся фильтрации газа и воды.

Дифференциальное уравнение, описывающее процесс неуставившейся фильтрации реального газа в реальной, неоднородной по коллекторским свойствам деформируемой пористой среде, записывается в виде

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] = \\ & = 2h(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p\alpha(x, y, p)m(x, y, p)}{z(p)} \right] \end{aligned} \quad (2.24)$$

Здесь  $k, \alpha, m, h$  – коэффициенты проницаемости, газонасыщенности, пористости и эффективная толщина пласта соответственно;  $p$  – давление в точке пласта с координатами  $x$  и  $y$  в момент  $t$ ;  $\mu, z$  – соответственно коэффициенты динамической вязкости и сжимаемости газа при давлении  $p$  и пластовой температуре.

При записи уравнения (2.24) предполагается, что параметры пласта – функции координат, а коэффициенты проницаемости и пористости (а значит и газонасыщенности) вследствие деформации продуктивного коллектора изменяются (уменьшаются) при снижении пластового давления. При тех или иных допущениях из уравнения (2.24) следуют частные уравнения неустановившейся фильтрации газа. Уравнение (2.24) получено для случая фильтрации по закону Дарси. Это приемлемо, так как фильтрация становится нелинейной лишь в призабойных зонах скважин.

Впервые уравнение неустановившейся фильтрации газа, при некоторых упрощающих предположениях, было получено академиком А. С. Лейбензоном в 1929 г. [196, 200].

Решение интересных для практики задач часто удобно получать в результате интегрирования дифференциального уравнения с источниками (и стоками). Тогда вместо уравнения (2.24) имеем следующее уравнение (при пренебрежении изменением пористости в процессе разработки залежи)

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] = \\ = 2\alpha(x, y)m(x, y)h(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{z(p)} \right] + 2p_{ат} q^*(x, y, t) \end{aligned} \quad (2.25)$$

Здесь  $q^*(x, y, t)$  – объемный расход газа, отнесенный к единице площади пласта в точке с координатами  $x$  и  $y$  (в единицу времени) в момент  $t$ , приведенный к  $p_{ат}$  и  $T_{пл}$

Информативность геолого-геофизических и газодинамических методов исследований пластов и скважин значительно возросла в последние годы. Это позволяет ставить и решать трехмерные одно-, двух- или трехфазные задачи теории фильтрации, в результате чего учитывается неоднородность коллекторских свойств пласта во всем объеме залежи и окружающем водоносном пласте.

При рассмотрении задач трехмерной однофазной фильтрации (газовый режим) вместо уравнения (2.25) интегрируется численно следующее уравнение

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k(x, y, z, p)}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k(x, y, z, p)}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] + \\ + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{k(x, y, z, p)}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial z} \right] = 2\alpha(x, y, z)m(x, y, z) \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{z(p)} \right] + \\ + 2p_{ат} q^*(x, y, z, t) \end{aligned}$$

Газовые залежи разрабатываются за счет упругой энергии самого газа, без поддержания пластового давления. Поэтому водонапорный режим является следствием отбора газа и проявления упругих сил пластовой воды и скелета пласта водонапорного бассейна. Дифференциальное уравнение теории упругого режима фильтрации было получено независимо В.Н. Щелкачевым [334] и К.Е. Джейкобом [373].

Дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации пластовой воды в неоднородной по коллекторским свойствам пористой среде записывается в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k(x, y)h(x, y)}{\mu_v} \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k(x, y)h(x, y)}{\mu_v} \frac{\partial p}{\partial y} \right] = \\ = \beta^*(x, y)h(x, y) \frac{\partial p}{\partial t} \end{aligned} \quad (2.26)$$

Здесь  $\mu_v$  – коэффициент динамической вязкости воды;  $\beta^*$  – коэффициент упругоемкости водоносного пласта [334, 335].

При решении задач анализа, регулирования и определения перспектив разработки отдельной залежи или месторождения природного газа или группы месторождений приходится интегрировать уравнение (2.24) или (2.25), либо (2.26), или решать систему, например, уравнений (2.25) и (2.26) при соответствующих краевых условиях.

Многие прикладные задачи теории водонапорного режима решаются в двухфазной (газ, вода) постановке. Тогда прогнозирование показателей разработки сводится к необходимости решения системы двух дифференциальных уравнений в частных производных при соответствующих условиях. При рассмотрении перспектив разработки нефтегазоконденсатных залежей приходится интегрировать систему из трех дифференциальных уравнений, описывающих процессы неустановившейся фильтрации газа, нефти и воды. При составлении проектных документов для газоконденсатных залежей находит применение теория многокомпонентной фильтрации, когда требуется исследовать особенности фильтрации каждого компонента с учетом протекания фазовых превращений. Не станем перегружать данный параграф, поэтому соответствующие системы дифференциальных уравнений будут приведены позже при постановке и решении соответствующих задач.

Еще раз подчеркнем, что в последнее время все проектные документы базируются на рассмотрении трехмерных задач теории фильтрации. В такой постановке удастся учитывать реальную неоднородность коллекторских свойств и неравномерность размещения скважин на площади и интервалов дренирования (и закачки) – вдоль вертикальной координаты.

#### 14. ОСОБЕННОСТИ ПРИТОКА ГАЗА, НЕФТИ И ВОДЫ К ЗАБОЯМ СКВАЖИН

Скважина – важнейший элемент системы разработки месторождений природных газов. Из скважин добывают газ и конденсат, при необходимости – также нефть и воду. Скважины служат каналами связи с пластом, через которые осуществляется регулирование процессов, происходящих при разработке месторождений. В результате исследований скважин, наблюдения за показателями их эксплуатации добывается информация о параметрах призабойной зоны, газоносного, нефтеносного и водоносного пластов и о процессах, проходящих в залежах газа и нефти при их разработке.

По назначению скважины можно подразделить на разведочные, добывающие, нагнетательные, наблюдательные и пьезометрические.

Разведочные скважины бурят для изучения особенностей геологического строения и размеров залежи и окружающей ее пластовой водонапорной системы, определения продуктивности и параметров пластов.

Добывающие и нагнетательные скважины предназначены для управления процессами, имеющими место в пласте при разработке месторождений природных углеводородов, для добычи газа, нефти и конденсата. Всестороннее и периодическое исследование этих скважин дополняет наши представления о месторождении. Сведения, получаемые при эксплуатации этих скважин, дают информацию о параметрах пласта, о запасах нефти, газа и конденсата, активности водонапорного бассейна.

Наблюдательные и пьезометрические скважины используются для контроля за процессами, проходящими в залежи. Наблюдательными будем называть скважины, пробуренные в области газо- или нефтеносности, а пьезометрическими – пробуренные за внешним контуром залежи (в области водоносности). Наблюдения за такими скважинами дают информацию об изменении по объему и во времени пластовых давлений в областях газо-, нефте- и водоносности, о режиме месторождения и позволяют в наблюдательных геофизических скважинах следить за продвижением воды в газовые и нефтегазовые залежи. Поэтому рекомендуется бурить "добывающе-наблюдательные" скважины. Для таких скважин при нормальной их эксплуатации планируется специальное время на проведение исследований, в частности, время на длительные замеры давления.

В данном параграфе основное внимание уделяется особенностям притока газа и нефти к добывающим скважинам.

Рассмотрим в начале характерные моменты, имеющие место при эксплуатации газовых скважин. Первая особенность – нарушение линейного закона фильтрации, обусловленное высокими скоростями фильтрации газа в призабойной зоне пласта. Дебит нефтяной сква-

жины 100 м<sup>3</sup>/сут считается достаточно высоким. Для газовой скважины за высокий может быть принят дебит в 1 млн. м<sup>3</sup>/сут. Пусть пластовое давление составляет 15 МПа, а забойное 10 МПа. Тогда дебит газа, приведенный к забойному давлению, будет 10000 м<sup>3</sup>/сут, т.е. скорость фильтрации газа вблизи забоя скважины на два порядка выше скорости фильтрации нефти.

При нарушении закона Дарси уравнение притока газа к скважине в случае идеального газа для некоторого момента  $t$  записывается в виде [37, 213]

$$p_k^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t), \quad (2.27)$$

где  $p_k(t)$  – пластовое давление в районе данной скважины на тот же момент;  $p_c(t)$  – забойное давление в скважине в момент  $t$ ;  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;  $q(t)$  – дебит скважины в момент  $t$ , приведенный к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ .

Под пластовым давлением в районе некоторой скважины, как отмечалось, понимается такое давление, которое установится на забое в результате ее длительного простаивания. Под длительным простаиванием скважины понимается время, необходимое для выравнивания депрессионной воронки в районе рассматриваемой скважины (локальной депрессионной воронки).

Другая особенность притока газа к скважине – искривление линий тока. Это искривление происходит из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия, а если скважина частично вскрывает продуктивный пласт, то и вследствие несовершенства скважины по степени вскрытия. Несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия находит свое отражение в повышенных значениях коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  в уравнении притока газа к скважине (2.27). Структуру коэффициентов  $A$  и  $B$  для различных случаев можно проследить согласно работам [14, 30, 37, 69].

Следующая особенность притока к скважине обусловлена фильтрацией газоконденсатной смеси (двухфазная фильтрация). При разработке газоконденсатных месторождений, даже с поддержанием пластового давления, забойное давление в каждой  $i$ -й скважине  $p_{ci}$  иногда меньше давления начала конденсации  $p_{н.к.}$ . Выпадение конденсата в призабойной и прилегающей зонах пласта изменяет фильтрационные сопротивления  $A$  и  $B$  в уравнении (2.27). С двухфазной фильтрацией в призабойной зоне приходится сталкиваться при обводнении продукции скважины контурной или подошвенной водой. Если не принимать специальных мер по удалению поступившей в скважину жидкости, то она может самозадавиться. Особенно ухудшаются условия эвакуации на поверхность притекающих к скважи-

нам жидких флюидов в конечные годы разработки, когда дебиты по газу снижаются [ 23,174, 246 ].

В разработку вводятся газоконденсатные месторождения со значительным содержанием в газе сероводорода (Астраханское, Кара-чаганакское). Согласно исследованиям К.С. Басниева, при притоке к скважинам таких многокомпонентных систем в призабойной зоне может происходить выпадение элементарной серы [ 29 ].

При эксплуатации скважин, вскрывших рыхлые, неустойчивые коллекторы, дебиты скважин приходится ограничивать, чтобы не допускать разрушения призабойной зоны пласта, выноса частиц породы и осложнения процесса эксплуатации скважины – образования песчаной пробки и эрозии оборудования. Опыт разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края показывает, что при обводнении скважин даже достаточно устойчивые коллекторы начинают "плыть" (П.Т. Шмыгля, 1967).

На особенности притока газа к скважине значительно влияет высота подвески насосно-компрессорных труб (НКТ). Из опыта эксплуатации месторождений Краснодарского края считается целесообразным башмак НКТ устанавливать на уровне нижних перфорационных отверстий, что предотвращает образование на забое песчано-глинистых, жидкостных пробок. В ином случае забойные пробки перекрывают нижние продуктивные интервалы, вызывают снижение дебитов скважин, избирательное дренирование, а значит и преждевременное обводнение добывающих скважин.

Указанная рекомендация по спуску НКТ справедлива для залежей с небольшой толщиной продуктивного пласта и терригенными коллекторами. На Оренбургском газоконденсатном месторождении высота открытого забоя в отдельных скважинах превышала 200-300 м, а отметки забоев и башмак НКТ находился от ГНК на расстоянии около 50 м. В результате наиболее дренировались нижние интервалы карбонатного коллектора. Это привело к тому, что при суммарном отборе из месторождения около 4% от запасов газа эксплуатировалось с водопроявлениями порядка 50 скважин.

Одна из причин указанной неравномерности дренирования отложений на Оренбургском месторождении связана с необходимостью преодоления дополнительных потерь давления при движении прикровельного газа по затрубному пространству к башмаку НКТ. Поэтому условия для притока газа из интервалов на уровне башмака НКТ более предпочтительны. Таким образом, вскрытая и перфорированная толщина пласта в скважине (или величина открытого забоя), глубина спуска НКТ предопределяют степень отработки продуктивных отложений по толщине.

Если в карбонатных коллекторах развита вертикальная трещиноватость, то забой скважин (и глубины спуска НКТ) следует располагать дальше от ГВК. Если для карбонатного массива характерны



слоистость строения и большой этаж газоносности, то, во-первых, целесообразно выделять в разрезе отдельные эксплуатационные объекты, и, во-вторых, спускать НКТ до нижних отверстий интервала перфорации в скважинах каждого эксплуатационного объекта.

При формировании месторождений газ оттеснял воду за пределы ловушки. При этом газ не полностью вытеснял воду из порового пространства, т.е. в продуктивном коллекторе всегда присутствует остаточная вода. Исследования показывают, что при притоке газа к скважинам призабойная зона пласта осушается или увлажняется в процессе падения давления. Остаточная водонасыщенность вдали от скважин остается неизменной [ 170 ].

Отмеченные ранее факторы ухудшают продуктивную характеристику скважин. Осушка ее призабойной зоны сопровождается увеличением продуктивности скважин. Поэтому А.А. Литвинов, А.К. Шевченко и О.А. Бабенко предлагают искусственно осушать призабойную зону пласта для увеличения продуктивности газовых скважин.

Разработка месторождений природных газов сопровождается падением пластового и забойного давлений. Это приводит к деформации пласта. Лабораторные и промысловые исследования указывают на изменение (уменьшение) коэффициентов пористости и проницаемости пласта со снижением пластового давления. При этом наиболее существенно (иногда до 90% и более) изменяется коэффициент проницаемости. Естественно, что вокруг скважин, дренирующих деформируемые коллекторы, помимо депрессионной воронки формируются "воронка проницаемости" и "воронка пористости" [ 64,176].

Деформационные изменения могут быть упругими, упругопластическими и пластическими. В первом случае при восстановлении давления (закрытие скважины, закачка в пласт, например, газа при превращении залежи в хранилище) скелет пласта достигает первоначальной структуры. Значит, коэффициенты проницаемости и пористости при восстановлении давления приближаются к своим первоначальным значениям. Во втором случае коллекторские свойства при восстановлении давления не достигают своих начальных значений. При пластических деформациях коллекторские свойства даже при возрастании пластового давления остаются на уровне, соответствующем достигнутому минимальным давлениям в разных точках пласта.

При изменении пластового, а следовательно, забойного давления свойства газа начинают сказываться, например, на величине прогнозируемого дебита скважины. Так, оценочные расчеты, приведенные еще в работе [196], показывают, что при неучете отклонения реальных газов от закона Бойля - Мариотта и изменения их вязкости вследствие изменения давления погрешности прогнозирования деби-

тов колеблются в пределах от 10 до 16% для метана и от 23 до 28% для природного газа рассмотренного состава.

При проходке скважин фильтрат промывочного раствора проникает в призабойную зону пласта, продуктивные отложения глинизируются. Аналогичные осложнения наблюдаются при глушении добывающих скважин перед проведением капитального ремонта, работ по интенсификации притока. Хотя в дальнейшем призабойная зона и очищается от шлама, глинистой корки и осушается, но какое-то время все это отражается на притоке газа к скважине, на ее дебите. С разрушением и выносом глинистой корки продуктивность скважин существенно возрастает. Разная степень глинизации продуктивных пропластков определяет разновременность приобщения их к эксплуатации, неравномерность дренирования продуктивных отложений по толщине. Эти факторы нельзя не учитывать при исследовании скважин, при проектировании, анализе и определении перспектив разработки месторождений природных газов. Проблемы воздействия на призабойную зону при бурении скважин и их капитальных ремонтах, а также создания мер, препятствующих снижению продуктивности скважин столь важны, что только в течение одного года защищены две обстоятельные докторские диссертации [ 222, 243 ].

К особенностям притока газа к скважине относятся также значительные потери давления в призабойной зоне пласта. Так, при расстоянии между скважинами 1500 м и  $\epsilon = p_c / p_k = 0,9$  на преодоление фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта радиусом 10 м приходится 52,9% общих потерь давления, причем 18,8% этих потерь приходятся на призабойную зону радиусом 0,4 м [ 196 ].

С увеличением депрессии на пласт (характеризуемой  $\epsilon$ ) потери давления вблизи скважины возрастают. Так, при тех же расстояниях между скважинами (1500 м), но при  $\epsilon = 0$  (что означает  $p_c = 0$ ) на призабойную зону пласта радиусом 10 м приходится 71,9% общих потерь давления против 52,9% при  $\epsilon = 0,9$ .

Изменение расстояния между скважинами при неизменной депрессии не оказывает большого влияния на распределение потерь давления в пласте. Например, при увеличении расстояния между скважинами с 500 до 1500 м, т.е. в 3 раза, доля потерь давления от общих потерь, приходящаяся на призабойную зону радиусом 10 м, снижается с 60,4 до 52,9% (при  $\epsilon = 0,9$ ). В условиях несовершенной скважины, нелинейного закона фильтрации и нестационарного притока газа к скважине соответствующая доля общих потерь давления, приходящаяся на призабойную зону пласта, возрастает.

Б.Б. Лапук показал, что процесс фильтрации газа в пласте является практически изотермическим [196]. Однако в призабойной зоне пласта вследствие падения давления, за счет эффекта Джоуля-

Томсона, снижается температура. Поэтому приток газа к скважине может сопровождаться образованием гидратов в призабойной зоне пласта, когда пластовая температура невысокая.

Разработка газогидратных залежей имеет свои особенности, рассмотренные ранее. Напомним, что в процессе разработки Мессояхского месторождения в отдельных гидратонасыщенных интервалах температура снизилась вследствие разложения гидратов. В газонасыщенной зоне пласта температура также уменьшилась, что объясняется притоком более холодного газа из разложившихся кристаллогидратов.

Для значительного числа добывающих скважин Мессояхского месторождения характерны водопроявления, которые часто обуславливаются "внутренними целиковыми" водами, бессистемно распределенными по объему залежи. Поступает в скважины и вода, высвободившаяся при разложении гидратов.

В скважинах, в которых дренируются гидратонасыщенные интервалы, наблюдается и вынос песка. После разложения гидратов, выполнявших в определенной мере роль цементирующего вещества, коллектор разрушается.

При эксплуатации газовых и нефтяных скважин имеют место отложения асфальто-смолистых веществ, парафина, солей как в фонтанных трубах, так и в призабойной зоне пласта, что снижает продуктивные характеристики скважин. Эксплуатация скважин, если не принимать специальных мер, может сопровождаться коррозией труб, внутрискважинного и другого оборудования. Для газовых скважин осложнения возникают при подтягивании конусов подошвенной воды. В случае дренирования нефтяной оторочки газовые и водяные конуса являются причиной снижения эффективности работы отдельных скважин и разработки месторождения в целом.

Эффективность притока газа или нефти к скважине зависит и от качества цементирования. Различные механические свойства продуктивных отложений по толщине определяют профиль, в частности, забоя скважины. Это означает, что толщина цементного кольца с глубиной изменяется. Следовательно, в результате перфорации получается разная сообщаемость скважины с продуктивными пропластками. Аналогичное явление наблюдается и при неконцентричном расположении эксплуатационной колонны в стволе скважины. Некачественное цементирование может привести к образованию грифонов, к неконтролируемым утечкам газа в выше- или нижезалегающие горизонты.

Конструкция забоев скважин, параметры пласта и призабойной зоны и их изменение во времени определяют продуктивные характеристики скважин, следовательно, и необходимое число скважин для разработки месторождения. Особенности притока газа к скважинам необходимо учитывать при выборе и обосновании методов интен-

фикации притока газа к скважинам, воздействующих именно на призабойную зону пласта.

Чем больше дебиты скважин, тем благоприятнее экономические показатели разработки месторождений природных газов. Скважины – дорогостоящие сооружения. Этим объясняется необходимость и целесообразность сооружения в высокопродуктивных отложениях месторождений севера Тюменской области высокодебитных добывающих скважин, т.е. с увеличенными диаметрами и дебитами. Заметим, что сам по себе диаметр скважины мало влияет на дебит. Однако от диаметра эксплуатационной колонны зависит диаметр, а значит и пропускная способность НКТ (скважины).

## 15. ХАРАКТЕРНЫЕ ПЕРИОДЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В теории и практике разработки месторождений природного газа различают: *I* – период нарастающей добычи; *II* – период постоянной добычи; *III* – период падающей добычи. Эти периоды характерны в основном для средних, крупных и уникальных по запасам месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. Небольшие по запасам месторождения часто сразу разрабатываются с периода постоянной добычи газа, обычно небольшого по продолжительности. При разработке таких месторождений основным может оказаться период падающей добычи газа (линия 1 на рис. 2.36). Встречаются случаи, когда месторождению присущ только период падающей добычи (линия 3) или имеют место периоды нарастающей и падающей добычи (линия 2).

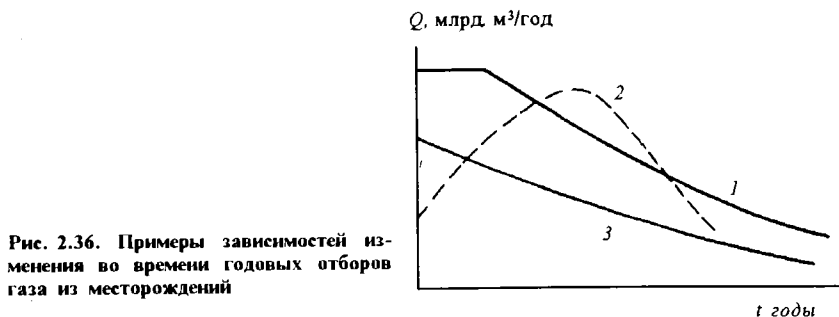


Рис. 2.36. Примеры зависимостей изменения во времени годовых отборов газа из месторождений

При нарастающей добыче газа осуществляется разбуривание месторождения, обустройство промысла и вывод месторождения на постоянную добычу газа. Этот период связан также с вводом в эксплуатацию линейных компрессорных станций по трассе магистрального газопровода. Он длится от 1-2 до 7 лет (Северо-Ставропольское месторождение) и 11 лет (Шебелинское месторождение). За период

нарастающей добычи из Северо-Ставропольского месторождения было извлечено 23,6% начальных запасов газа.

В период постоянной добычи в ряде случаев отбирается около половины начальных запасов газа месторождения. Этот период продолжается до тех пор, пока дальнейшее разбуривание месторождения или наращивание мощности дожимной компрессорной станции становится нецелесообразным, т.е. экономически неоправданным. Период постоянной добычи продолжается до суммарного отбора из месторождения около 60 - 70% запасов газа и более (с начала разработки).

Для периода падающей добычи газа характерно практически неизменное (или уменьшающееся в связи с обводнением) число добывающих скважин. Не исключено, что в некоторых случаях объем потребления и ресурсы газа в данном районе обусловят ввод в эксплуатацию определенного числа скважин. Однако эти скважины лишь в некоторой степени позволят поддерживать на более высоком уровне падающую добычу газа. Этот период продолжается до достижения минимального рентабельного отбора из месторождения.

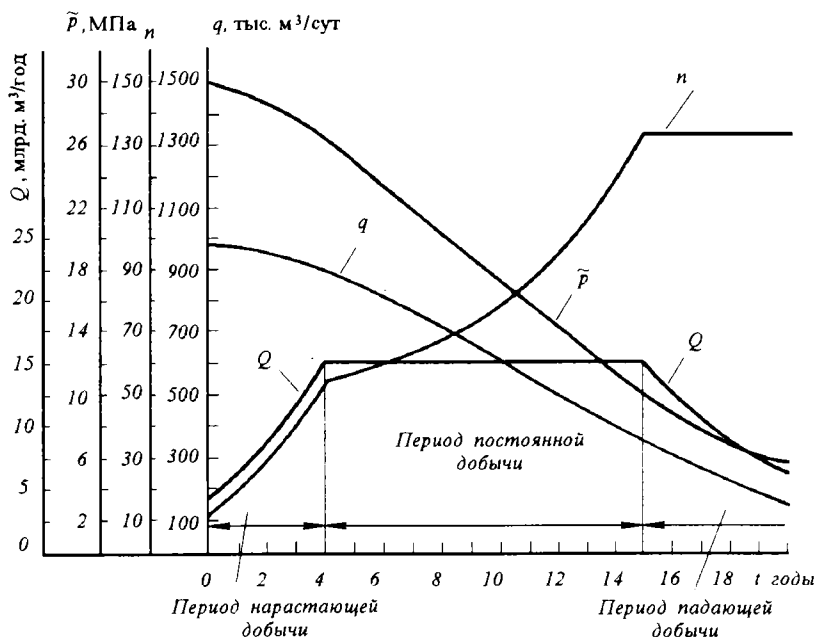


Рис. 2.37. Изменение во времени прогнозных показателей разработки месторождения А при газовом режиме, равномерном размещении скважин на площади газоносности и пренебрежении реальными свойствами газа

Различие в характерах изменения основных показателей разработки для отмеченных периодов (рис. 2.37) определяется в основном изменением во времени темпов отбора газа из месторождения.

Кроме того, на показатели разработки может значительно влиять режим месторождения. Всем отмеченным периодам присуще уменьшение во времени дебитов скважин, среднего пластового и забойного давлений. Следствие этого – увеличение во времени необходимого числа скважин в I и II периоды и уменьшение добычи газа из месторождения в III период разработки. При этом возможны отклонения. Например, месторождения в период постоянной добычи газа могут разрабатываться и неизменным числом скважин – когда возможно увеличение депрессии на пласт, что позволяет поддерживать дебит скважин постоянным. Вследствие возрастающей разности дав-

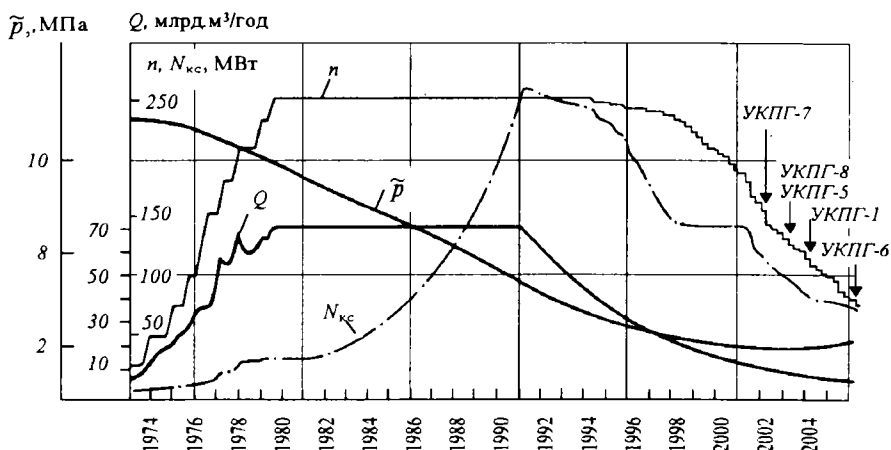
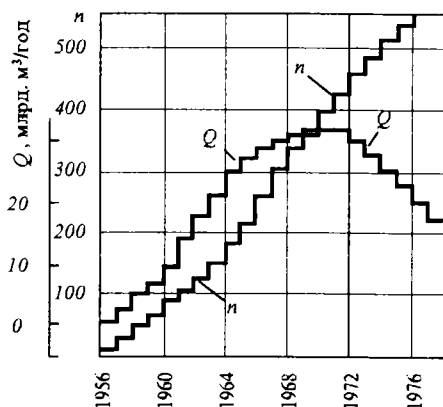


Рис. 2.38. Некоторые показатели одного из вариантов разработки месторождения Медвежье при водонапорном режиме (до 1978 г. – фактические, затем – прогнозные)

Рис. 2.39. Зависимости изменения во времени числа добывающих скважин и годового отбора газа из Шебелинского месторождения (по данным В.А. Дубовика)



лений между водоносной и газоносной зонами пласта и снижения отбора газа из месторождения в период падающей добычи возможно не падение, а повышение среднего пластового давления в залежи. Здесь уменьшение отбора газа  $Q$  из месторождения происходит, например, в результате обводнения скважин (рис. 2.38). На рис. 2.38 стрелками отмечены моменты отключения скважин отдельных установок комплексной подготовки газа (УКПГ) вследствие обводнения.

Известно, что чем большего уровня годового отбора газа удастся достичь, тем меньшей оказывается продолжительность периода постоянной добычи газа. В этом отношении характерно Шебелинское месторождение. На рис. 2.39 приведены зависимости изменения во времени годового отбора газа и фонда добывающих скважин по Шебелинскому месторождению. На эти зависимости значительное влияние оказали особенности геологического строения данного месторождения. Блоковое строение периферийных зон продуктивных горизонтов и слабая газодинамическая связь по площади в них предопределили возрастание во времени запасов (при разбуривании периферийных зон), а следовательно, и отборов газа из Шебелинского месторождения. Рост отборов связан также с весьма благоприятным расположением месторождения и значительностью потребителей газа. Разбуривание Шебелинского месторождения и в период падающей добычи позволило наращивать запасы газа в результате приобщения к дренированию периферийных частей продуктивных горизонтов, замедлить темпы падения годовых отборов газа.

Обычно наилучшие экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла приходятся на конец периода нарастающей, начало и середину периода постоянной добычи газа. Ухудшение экономических показателей добычи газа связано с увеличением числа скважин, вводимых в эксплуатацию, и увеличением потребной мощности дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода, а также снижением отбора газа из месторождения (в период падающей добычи).

В период падающей добычи газа увеличивается число обводненных и выбывших из эксплуатации скважин, возрастает фонд скважин с обводненной продукцией. В условиях низких пластовых давлений затрудняется удаление конденсационной и пластовой жидкостей с забоев скважин, капитальный ремонт, вскрытие и освоение продуктивного пласта. Газопромысловое оборудование (пленфы, теплообменники, сепараторы) и НКТ могут забиваться плотными осадками солей, если не принимать меры по ингибированию добываемой продукции.

При разработке месторождения различают также периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации. Эти периоды, как правило, характерны для месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. В настоящее время для дальнего транспорта

газа используются трубы большого диаметра, рассчитанные на рабочее давление 7,5 или 5,5 МПа. Поэтому газ, поступающий с промысла на прием магистрального газопровода, должен иметь давление 5,5 или 7,5 МПа. Опыт разработки Северо-Ставропольского месторождения, технико-экономические расчеты для месторождения Медвежье свидетельствуют о целесообразности подачи газа в магистральный газопровод даже при давлении на приеме ДКС 0,15 - 0,20 МПа и менее.

В начальные годы разработки месторождения пластовое давление бывает достаточным для внутрипромысловой транспортировки газа, обработки и подачи его на прием магистрального газопровода с требуемым давлением. Снижение пластового давления с определенного момента приводит к необходимости ввода в эксплуатацию установок искусственного холода или перехода к иным методам обработки газа. Затем вводится в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (ДКС). Рассмотрение работы ДКС в проектных документах по разработке месторождения необходимо потому, что время ее ввода в эксплуатацию, изменение ее мощности во времени связаны с выбираемыми и реализуемыми системами разработки месторождения и обустройства промысла. К тому же технико-экономические показатели работы ДКС влияют на показатели разработки месторождения в целом.

Как следует из рис. 2.38 до 1980 г. зависимость  $N_{KC} = f(t)$  характеризует изменение мощности головной компрессорной станции, а с 1981 г. – дожимных компрессорных станций. Вследствие снижения отбора газа из месторождения с 1991 г. уменьшается потребная мощность головной и дожимных компрессорных станций.

Выделяют также период опытно-промышленной эксплуатации и период промышленной разработки месторождений природных газов. В период опытно-промышленной эксплуатации газ подается потребителю и одновременно происходит доразведка месторождения, подсчет запасов газа и подготовка исходных данных для составления проекта разработки месторождения. Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений составляет 2-3 года. В период промышленной разработки месторождения основная задача – надежное и оптимальное снабжение конкретных потребителей газом и другой продукцией.

Для газоконденсатного месторождения, если оно разрабатывается без применения методов поддержания пластового давления (разработка на истощение), также характерны отмеченные периоды. Если пластовое давление в газоконденсатном месторождении поддерживается в результате законтурного или внутриконтурного заводнения, то периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа могут отмечаться и здесь.

При разработке газоконденсатных месторождений с поддержа-



нием пластового давления закачкой сухого газа в пласт выделяют период консервации запасов газа. Это означает, что газ отбирают из месторождения с целью добычи конденсата. В период консервации запасов газ как товарный продукт потребителю не подается. Однако поддержание пластового давления в газоконденсатном месторождении на начальном уровне не всегда оправдано. Иногда давление начала конденсации меньше начального пластового, т.е. до поддержания давления допустим некоторый отбор газа. С экономической точки зрения может быть целесообразной добыча конденсата как товарного продукта при поддержании пластового давления на уровне, меньшем начального давления в пласте, или при падении его во времени.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений имеют место период нарастающей добычи нефти, слабо выраженный период относительно постоянной добычи и основной по продолжительности – период падающей добычи. Первый период является следствием разбуривания месторождения и обустройства промысла. Весьма малая продолжительность периода постоянной добычи нефти связана с проблемами обводнения и загазования продукции эксплуатационных скважин из-за явлений конусообразования. Затем эти процессы протекают в нарастающих масштабах, что предопределяет снижение во времени отбора нефти из месторождения в целом при практически неизменном числе скважин. Добуривание скважин – экономически дорогостоящее мероприятие, что не позволяет идти на дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты. На нефтегазоконденсатных месторождениях обычно число эксплуатационных и нагнетательных скважин значительно превышает фонд скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях. Поэтому добуривание десятков или сотен скважин часто почти ничего не дает, а бурение большего числа скважин оказывается экономически невыгодным.

## 16. ГАЗО- И КОМПОНЕНТООТДАЧА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Проблема газо- и компонентоотдачи пласта – одна из важнейших в газовой промышленности. Газо- и компонентоотдача пласта зависят от геологических, технологических и экономических факторов.

### Газоотдача при газовом режиме

Если разработка некоторого месторождения экономически оправдана до конечного пластового давления  $\tilde{p}_{\text{кон}}$ , то извлекаемые

запасы газа из пласта равняются

$$Q_{\text{изв}} = \frac{\tilde{\alpha} \Omega_{\text{н}} p_{\text{н}}}{z_{\text{н}} p_{\text{ат}}} \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}} - \frac{\tilde{\alpha} \Omega_{\text{н}} \tilde{p}_{\text{кон}}}{z(\tilde{p}_{\text{кон}}) p_{\text{ат}}} \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}} \quad (2.28)$$

Тогда конечный коэффициент газоотдачи, равный отношению извлекаемых запасов к начальным запасам газа  $Q_{\text{зап}}$  с учетом уравнения (2.28) можно записать в виде

$$\beta_{\text{к}} = 1 - \frac{\tilde{p}_{\text{кон}} z_{\text{н}}}{p_{\text{н}} z(\tilde{p}_{\text{кон}})} \quad (2.29)$$

В некоторых случаях рентабельный отбор газа из месторождения определяется не  $\tilde{p}_{\text{кон}}$ , а средним давлением в дренируемой зоне пласта. Определение коэффициента газоотдачи по (2.29) возможно, если режим месторождения газовый.

В случае водонапорного режима конечный коэффициент газоотдачи может быть оценен по уравнению

$$\beta_{\text{к}} = 1 - \frac{\alpha_{\text{ост}} \Omega_{\text{в}} \tilde{p}_{\text{в}} z_{\text{н}}}{\alpha_{\text{н}} \Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} z(\tilde{p}_{\text{в}})} - \frac{\Omega_{\text{г}} \tilde{p}_{\text{кон}} z_{\text{н}}}{\Omega_{\text{н}} p_{\text{н}} z(\tilde{p}_{\text{кон}})} \quad (2.30)$$

Здесь  $\Omega_{\text{в}}$ ,  $\Omega_{\text{г}}$  - обводненный и газонасыщенный поровые объемы на конец разработки залежи.

Уравнение (2.30) учитывает только микрозашемленные объемы газа, остающегося в обводненной зоне пласта. Если имеются данные о макрозашемленных объемах газа, то они также включаются в материальный баланс. Однако чаще это сделать бывает не просто, ибо в противном случае предпринимаются меры по извлечению газа из таких зон пласта.

Из (2.29), (2.30), теории и практики разработки месторождений природных газов следует, что коэффициент газоотдачи зависит от глубины залегания и продуктивной характеристики месторождения, темпа отбора газа, расстояния до потребителя, необходимого давления для подачи газа потребителю и других факторов.

На основе анализа экстраполированных и реальных данных по разработанным месторождениям приводятся различные возможные значения коэффициентов газоотдачи. Так А.Л. Козлов считает, что при благоприятных геологических условиях (выдержанность пластов, хорошие коллекторские свойства и т.д.) и начальных пластовых давлениях выше 5 МПа можно ожидать коэффициент газоотдачи около 0,97. Для месторождения с сильной неоднородностью пластов,

со сложным геологическим строением, низкими пластовыми давлениями коэффициент газоотдачи может составлять 0,8.

В случае газового режима М.А. Жданов и Г.Т. Юдин коэффициент газоотдачи рекомендуют принимать равным 0,9 - 0,95, а при водонапорном режиме – 0,8. Приведенные и другие средние коэффициенты газоотдачи можно рассматривать лишь как ориентировочные, так как каждое месторождение характеризуется только ему присущими особенностями.

## Экспериментальные исследования по вытеснению газа водой

Большинство месторождений природных газов приурочено к различным по активности водонапорным системам. При разработке подобных месторождений происходит продвижение контурных или подошвенных вод в газонасыщенную область пласта.

Лабораторными и промысловыми (геофизическими) исследованиями установлено, что газ не полностью вытесняется водой (или вода газом – при создании подземных хранилищ в водоносных пластах). Экспериментальные работы по вытеснению газа водой из пористых сред выполнены М.Т. Абасовым, Л.Б. Булавиновым, Д. Джефеном, Ю.В. Желтовым, Д. Катцем, Р.М. Кондратом, В.Н. Мартосом, Н.Д. Таировым, О.Ф. Худяковым и многими другими исследователями [46, 104, 137, 174, 258, 302, 311, 312, 361, 381].

Обобщение и анализ проведенных исследований позволяют выявить влияние различных факторов на коэффициент газоотдачи при водонапорном режиме. Терминологически применительно к залежам газа справедливо говорить о коэффициенте газоотдачи, а для кернов, например, при неизменном давлении опыта – о коэффициенте вытеснения. В случае если давление в модели пласта или керне меняется, то целесообразно употреблять понятие о коэффициенте извлечения. Приводимые ниже выводы относятся к коэффициенту вытеснения для естественных и искусственных кернов. Под коэффициентом вытеснения газа водой при неизменном среднем давлении опыта понимается отношение количества извлеченного из керна газа к начальному его содержанию в образце породы.

1. Коэффициент вытеснения тем больше, чем больше начальная газонасыщенность керна  $\alpha$ , чем больше коэффициент пористости и меньше коэффициент проницаемости. Однако зависимость коэффициента вытеснения от коэффициента проницаемости незначительна.

2. Коэффициент вытеснения практически не зависит от соотношения коэффициентов вязкости воды и газа. Отсутствуют корреляционные связи между коэффициентом вытеснения и скоростью вытеснения газа водой.

3. При увеличении давления опыта (среднего давления по длине

модели, неизменного во время эксперимента) коэффициент вытеснения снижается. Так, если коэффициент вытеснения при давлении опыта 5 МПа равняется 0,814, то при давлении 45 МПа он составляет 0,615.

С увеличением глинистости пород (от 0 до 15%) несколько снижается коэффициент вытеснения (на 5%).

4. Коэффициент вытеснения в значительной мере определяется капиллярными процессами, происходящими при вытеснении газа водой. Следовательно, коэффициент газоотдачи в обводненном объеме пласта определяется капиллярными процессами при вытеснении газа водой. Это объясняется и тем, что скорости капиллярной пропитки часто значительно превосходят скорости вытеснения газа водой при разработке месторождений природных газов.

5. Коэффициент вытеснения определяется степенью неоднородности структуры порового пространства, а также неоднородностью по коллекторским свойствам, снижаясь при увеличении степени неоднородности.

В результате лабораторных экспериментов оказалось, что коэффициент вытеснения для обводненных газонасыщенных кернов составляет от 50 до 90%. При этом газ остается в виде отдельных пузырьков в тупиковых порах, в порах, обойденных водой, в сводовых частях пор.

Применительно к месторождениям природных газов можно сказать, что чем больше микро- и макронеоднородность, тем меньше коэффициент газоотдачи обводненного объема пласта. Коэффициент газоотдачи зависит от конечного давления в обводненном объеме пласта. Чем меньше конечное пластовое давление в обводненном объеме пласта, тем больше коэффициент газоотдачи.

## **Фактические данные**

М.Л. Фиш, И.А. Леонтьев и Е.Н. Храменков [308] подсчитали коэффициенты газоотдачи по 47 законченным разработкой отечественным месторождениям. 15 залежей газа эксплуатировали при газовом, а 32 – при водонапорном режиме. Средний арифметический конечный коэффициент газоотдачи по 15 залежам газа составил 86,1%, средневзвешенный по запасам – 89,5%. Кроме того, по Северо-Ставропольскому и Шебелинскому месторождениям, разрабатываемым практически при газовом режиме, ожидается высокий коэффициент газоотдачи – порядка 95%.

При водонапорном режиме коэффициент вытеснения характеризует процесс микрозащемления газа. Коэффициент газоотдачи при водонапорном режиме зависит также от макрозащемления газа - в целиках, не охваченных или слабоохваченных дренированием пропластках. Другими словами, макрозащемление газа связано с избы-

рательным продвижением пластовой воды по разрезу и площади газонасыщенности.

В результате по 32 отмеченным месторождениям средний арифметический конечный коэффициент газоотдачи составил 85,2%, а средневзвешенный по запасам – 87,1%. Для отдельных месторождений характерны низкие конечные коэффициенты газоотдачи при водонапорном режиме (Линевское – менее 50%, Александровское – 60%).

Ожидаемые коэффициенты газоотдачи по месторождениям Краснодарского края находятся в пределах от 60 до 85%. При этом для газоконденсатных месторождений Краснодарского края характерна тенденция зависимости коэффициента газоотдачи от средних темпов отбора газа: при высоких темпах выработки запасов газа наблюдаются пониженные коэффициенты газоотдачи (по данным В.Ф. Канашука и Л.Г. Коршуновой [167]).

Казалось бы, приведенные коэффициенты вытеснения для кернов (50 - 90%) вполне объясняют природу низких коэффициентов газоотдачи при водонапорном режиме. Однако специальные эксперименты по исследованию поведения защемленного газа и результаты газогидродинамических расчетов приводят к иной качественной оценке достигаемых в процессе разработки коэффициентов газоотдачи. На результатах этих исследований остановимся позже.

## Макрозащемление газа

Основная причина низкой газоотдачи месторождений природных газов, разрабатываемых при водонапорном режиме, является оставление за фронтом вытеснения макро объемов газа. Это связано с проявлением двух факторов – неоднородностью продуктивного пласта по коллекторским свойствам и (или) неравномерностью дренирования его имеющейся сеткой скважин.

Для выяснения особенностей макрозащемления газа приведем результаты исследований на слоисто-неоднородном профильном разрезе месторождения Сейраб (Туркменистан) [120]. Геологический профиль продуктивного горизонта длиной 14 км, шириной 1 км и высотой 72 м имеет толщину газонасыщенного пласта в своде залежи 56 м. Начальное пластовое давление равняется 26,5 МПа, средний по залежи коэффициент газонасыщенности – 0,66, ГВК находится на отметке -2448 м, диапазоны изменения коэффициентов проницаемости – от 0,1 до 1,5 мкм<sup>2</sup>, состав газа следующий (%): CH<sub>4</sub> – 96,3; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – 1,58; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> – 0,14; i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 0,02; n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 0,03; CO<sub>2</sub> – 0,22; N<sub>2</sub> – 1,7; редкие компоненты – 0,01. Кривые фазовых проницаемостей характеризуются началом подвижности жидкой фазы при водонасыщенности  $S_w$  равной 0,38. При  $S_w \geq 0,9$  фазовая проницаемость для газа равна нулю, при  $S_w \leq$

0,24 фазовая проницаемость для газа равна абсолютной.

Для проведения математических экспериментов на ЭВМ на основе двумерной двухфазной газогидродинамической модели область интегрирования покрывалась сеткой с 21 ячейкой по оси  $OX$  (т.е.  $i = \overline{1, 21}$ ) и 9 – по оси  $OZ$  ( $j = \overline{1, 9}$ ). Размеры ячеек по осям  $OX$  и  $OZ$  равны соответственно:  $\Delta x = 670$  м,  $\Delta z = 8$  м. В расчетах учитывается наличие в разрезе непроницаемых выклинивающихся глинистых пропластков, которые изображены сплошными линиями на верхнем профильном разрезе рис.2.40. Начальные запасы газа в модели составляют  $15,035 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup>.

Во всех расчетных вариантах профильная модель залежи дренируется тремя галереями, в основном, с темпом отбора 6% от запасов в год. После отключения той или иной галереи (из-за обводнения или снижения забойного давления до минимально-допустимой величины) отбор газа из залежи уменьшается на одну треть.

Исследованы пять типов неоднородности по проницаемости разреза. В I и II типах неоднородности изменение проницаемости по разрезу происходит линейно: в I типе убывает от 1 мкм<sup>2</sup> (в кровле) до 0,01 мкм<sup>2</sup> к подошве пласта, а в II возрастает от 0,01 до 1 мкм<sup>2</sup>. В трех остальных типах (III - V) изменение проницаемости вдоль оси  $OZ$  задается согласно трем случайным выборкам из наиболее часто встречающихся значений проницаемости по газонасыщенной части разреза залежи: 0,01; 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1; 1,5 мкм<sup>2</sup> (см табл. 2.5)

Таблица 2.5.

Значения  $k$  (мкм<sup>2</sup>) в направлении от свода к ГВК для трех случайных выборок

Ячейка $j$	Варианты случайного распределения		
	III	IV	V
1	1	0,1	1,5
2	0,05	1	0,5
3	0,5	0,5	0,01
4	0,1	1,5	0,2
5	0,01	0,05	0,05
6	0,2	0,2	1
7	1,5	0,01	0,1

В общей сложности рассмотрено 92 варианта, различающихся типом неоднородности и технологическими факторами, причем последние отличаются количеством вскрытых и дренируемых интервалов, расстояниями между эксплуатационными галереями, темпами отбора газа. Кроме того, менялись функции



динамическое целое, хотя в разрезе присутствуют непроницаемые глинистые пропластки ограниченной протяженности. Результаты расчетов показали, что для каждой геологической модели степень вскрытия в скважинах продуктивных отложений, темп отбора газа, сетка размещения скважин на площади газоносности являются технологически значимыми факторами с точки зрения конечного коэффициента газоотдачи.

## Конденсатоотдача

Значительное внимание уделено вопросам газоотдачи в связи с тем, что она предопределяет конденсатоотдачу газоконденсатных месторождений при реализации режима истощения. Если даже коэффициент газоотдачи близок к 100%, то конденсатоотдача обычно не превышает 70%, ибо всегда имеют место пластовые потери конденсата в связи с ретроградной конденсацией.

Зависимость конденсатоотдачи от газоотдачи объясняется следующим. Каждый микро- и макрозащемленный объем газа содержит в себе конденсат в растворенном виде. Поэтому если теряются эти пузырьки газа и целики газа, то вместе с ними теряется и конденсат. Следовательно, если в приведенном примере газоотдача рассматриваемой залежи ожидается на уровне 0,8, то коэффициент конденсатоотдачи не превысит  $0,7 \cdot 0,8 = 0,56$ , или 56%.

Распространенная в практике разработки газоконденсатных месторождений тенденция такова, что чем больше начальное удельное содержание конденсата в газе (конденсатогазовый фактор), тем ниже коэффициент конденсатоотдачи в режиме истощения пластовой энергии.

Содержание конденсата в пластовом газе Оренбургского месторождения до начала его разработки составляло  $72 \text{ г/м}^3$ , ожидаемая здесь конденсатоотдача оценивается в 54% [248]. Начальное содержание конденсата в газе месторождения Вуктыл равнялось  $360 \text{ г/м}^3$  ( $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ), а фактически достигнутая, близкая к конечной величина конденсатоотдачи находится на уровне 30 - 31%. В Карачаганакском месторождении, как отмечалось ранее, содержание конденсата в пластовом газе существенно изменяется с глубиной залегания. Поэтому и конденсатоотдача соответствующих интервалов (эксплуатационных объектов) при истощении пластовой энергии будет различаться.

Приведенные в данном параграфе данные свидетельствуют о том, что режимы истощения при разработке газовых и особенно газоконденсатных месторождений не всегда обеспечивают высокие коэффициенты извлечения газа, конденсата и других компо-



нентов. Также как газоотдача предопределяет величину конденсатоотдачи, так добыча других компонентов (этана, пропана,  $H_2S$ , редких газов и др.) зависит от конечной газоотдачи. Поэтому в дальнейшем будут рассматриваться различные технологии воздействия на процессы, протекающие в продуктивных пластах, которые обеспечивают увеличение газо-, конденсато- и компонентоотдачи пласта. Особое внимание при этом будет уделяться повышению нефтеотдачи нефтяных оторочек, так как здесь имеют место наибольшие потери углеводородов в пласте.

### Прогнозирование газоотдачи на основе фактических данных разработки

Среди публикаций встречаются такие, в которых предлагаются различные корреляционные соотношения конечной величины коэффициента газоотдачи от совокупности некоторых параметров залежи (начальное пластовое давление, глубина залегания, коэффициенты пористости, проницаемости, газонасыщенности и др.). Однако газоотдача является интегральным показателем, являющимся следствием многих технологических решений, экономических и др. факторов, а не только параметров продуктивного пласта. Поэтому весьма рискованно на начальных этапах разработки пользоваться такими формулами для оценки конечной газоотдачи.

Вместе с тем, имеется возможность для достаточно уверенного прогнозирования величины коэффициента газоотдачи месторождения. Так, в работе [ 99 ] для этих целей рекомендуется построение зависимости годовой добычи от накопленной добычи газа –  $Q(t) = f(Q_{доб}(t))$  – на основе фактических данных разработки за прошедшие годы.

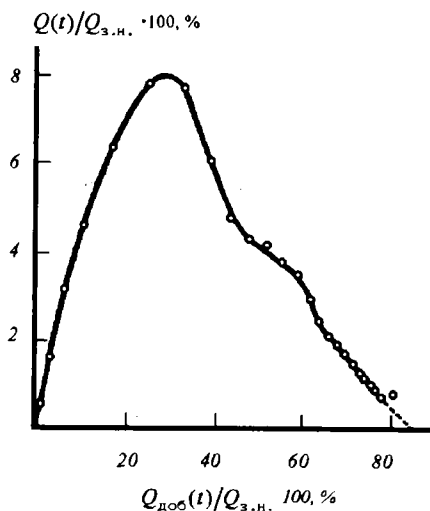


Рис. 2.41. Зависимость  $Q(t)/Q_{з.н.} = f[Q_{доб}(t)/Q_{з.н.}]$  для Битковского газоконденсатного месторождения

Если эта зависимость все больше и больше склоняется к оси абсцисс, то она все больше становится пригодной для таких оценок (см. рис. 2.41).

На рис. 2.41 такая зависимость, нормированная относительно начальных запасов газа в пласте, приводится применительно к Битковскому месторождению [ 174 ]. Зная ( задавшись ) рентабельную величину годовой добычи газа, можно по экстраполируемой зависимости  $Q(t) = f(Q_{доо}(t))$  оценить соответствующее ей значение накопленной добычи газа, что и позволит найти ожидаемый конечный коэффициент газоотдачи.

## 17. ТЕХНОГЕННЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ОТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА И НЕФТИ

До начала разработки газовой ( нефтяной ) залежи продуктивный коллектор находится под воздействием геостатического ( горного ) давления всех вышележающих горных пород. Это давление воспринимается непосредственно скелетом продуктивного пласта. В залежах природных углеводородов начальные запасы газа, в определенной мере и запасы конденсата, предопределяются величиной начального пластового давления. От величины этого давления и последующего его снижения зависят все показатели разработки месторождения и системы обустройства промысла.

Под величиной пластового давления понимается внутривпоровое давление, под которым флюид находится в рассматриваемой точке залежи. Образно говоря, внутривпоровое давление в залежи противостоит горному давлению. В процессе разработки геостатическое давление остается неизменным. Изменения же внутривпорового давления, помимо влияния на показатели разработки, сказываются на деформационные изменения продуктивного коллектора, так как возрастает нагрузка на него из-за увеличения разницы между горным и внутривпоровым давлениями. Уже отмечалось, что следствием этого является уменьшение внутривпорового пространства ( коэффициента пористости ), нашедшее отражение в уравнении материального баланса [49, 64, 81, 94, 114, 148, 176, 197, 232, 360].

Значимым для процесса разработки является также снижение проницаемости, а значит и продуктивных характеристик скважин при реализации режимов истощения пластовой энергии. Авторы отмеченных работ на основе лабораторных экспериментов и реальных промысловых данных доказали факты изменения емкостных и фильтрационных свойств продуктивных пластов. Таким образом, одно из последствий разработки месторождений природных газов сказывается на изменении емкости порового про-

странства с положительным акцентом и на уменьшении фильтрационных параметров - с отрицательными результатами.

Наряду с этими внутрисластовыми последствиями имеют место ряд внешних воздействий, которые целиком являются негативными.

Уменьшение пористости в каждой точке пласта интегрально приводит к изменению толщины продуктивного коллектора. Его "усадка" вызывает перестроечные процессы в вышележающих породах. Совокупным результатом является проседание дневной поверхности или дна моря при разработке месторождений континентального шельфа. Исследования показывают, что осадка поверхности земли может значительно превышать отмеченные изменения толщины продуктивного пласта за счет сжатия вышележащих глинистых и песчаных пород [ 164, 166, 203, 236, 256 ].

Систематические наблюдения за проседанием земной поверхности в нашей стране и за рубежом проводятся недавно, с середины 70-х годов, когда уже нельзя было исключать из рассмотрения соответствующие результаты и последствия [164]. К настоящему времени интенсивные проседания земной поверхности наблюдаются более чем на 30 разрабатываемых месторождениях. Например, на месторождении Уилмингтон (Калифорния, США ) за 27 лет разработки уровень дневной поверхности снизился на 9 м. При этом отмечались следующие особенности [ 164 ]:

максимальное проседание происходит над участками залежи с высокими коллекторскими свойствами и наибольшими коэффициентами извлечения нефти;

имеют место существенные горизонтальные смещения почвы, приводящие к деформациям инженерных сооружений.

На нефтяных месторождениях района озера Маракайбо (Венесуэла ) опускание земной поверхности изменялось от 0,4 м до 4 м и сопровождалось образованием системы трещин на поверхности земли шириной в десятки сантиметров и глубиной в несколько метров.

В районе Хьюстона ( США ) проседание дневной поверхности происходит на площади около 12 тыс. км<sup>2</sup>, совпадающей с соответствующими разрабатываемыми месторождениями нефти [ 164 ].

Бывший СССР был пионером в освоении месторождений континентального шельфа. В 1949г. началось освоение месторождения Нефтяные Камни в Каспийском море, в 80 км от Баку. Там была сооружена система эстакад, был построен вахтовый поселок с пятиэтажными домами и даже взращен парк. В последние годы эти сооружения погружаются в море. К серьезным последствиям привело проседание морского дна на месторождении Экофиск в Северном море [203]. Фирме оператору пришлось выполнить сложные работы по наращиванию высоты добывающих плат-

форм, а также запроектировать поддержание пластового давления с целью предотвратить дальнейшее опускание дна моря. Подобные примеры можно было бы продолжать.

Проседание уровня земли вызывает появление значительных по величине осевых сжимающих усилий в теле обсадных колонн. Следствием этого является нарушение герметичности эксплуатационных колонн [ 56, 107, 256, 328 ]. В случае необнаружения сломов колонн возможны перетоки газа и нефти в вышележащие и другие горизонты, а также на поверхность земли, что создает экологические проблемы и приносит ущерб недрам.

Ущерб водоемам может принести сброс в них конденсационных и пластовых вод, ибо в них, как правило, присутствуют фенолы. Поэтому приходится вести наблюдение за данными процессами, вносить коррективы в технологии бурения, крепления скважин, создавать методы восстановления герметичности скважин [ 56, 107, 256 ].

Зарубежные и отечественные данные говорят о том, что разработка месторождений газа и нефти провоцирует, в ряде случаев, техногенные землетрясения [ 164, 267, 323, 324, 402 ]. Так на Старо - Грозненском месторождении (Сев. Кавказ ) в 1971г. произошло землетрясение в 7 баллов с глубиной очага в 2,5 км, в присводовой части залежи. Через 5 часов повторное землетрясение в 4 - 5 баллов было зарегистрировано на глубине 5 км. С момента постановки сейсмических исследований, на территории Ромашкинского месторождения только в сентябре - декабре 1986г. зарегистрировано 15 землетрясений с глубиной очага до 10 км и силой в эпицентре в 5-6 баллов. Трагическими последствиями сопровождалось землетрясение в районе газового месторождения Газли (Узбекистан ) в 1976г. Многие исследователи данному землетрясению приписывают техногенный характер. И т.д.

Заслуживают внимания оценки В.И. Петренко [236] причин техногенных землетрясений, которые он связывает с оседаниями земной поверхности. Прежде всего, оседания поверхности земли соотносятся не только со снижением давления в залежи, но и с эмиграцией флюидов из неколлекторов. Для Северо - Ставропольского месторождения были сопоставлены фактические темпы и величины оседания земной поверхности с теоретически возможными при учете сжатия только пород - коллекторов. Фактические величины в 3,3 раза превосходят теоретические, что свидетельствует о значительном сжатии слабопроницаемых пород после эмиграции из них флюидов. Расчеты показывают, что в газоконденсатных месторождениях с часто чередующимися продуктивными и непродуктивными пластами при снижении пластового давления в процесс дренирования вовлекаются большие объемы непроницаемых разделов.

Все породы - неколлектора в месторождении частично насыщены газом. Детальные исследования неколлекторов месторождения Хасси Р'Мель (Алжир), выполненные фирмой СОНАТРАК, показали, что средняя их газонасыщенность составляет 2,03% от порового объема. В охваченных дренированием неколлекторах (вследствие огромных контактных поверхностей) давление понижается, что приводит к расширению газа и частичному дополнительному вытеснению поровых растворов в коллекторы, а также к эмиграции газа с растворенными в нем высококипящими углеводородами.

В результате сжатия пород - коллекторов и пород - неколлекторов, последующего оседания земной поверхности происходит возрастание вертикального эффективного напряжения во всем массиве горных пород. Оказывается, что соответствующие темпы возрастания этих напряжений в сотни тысяч и в миллионы раз превышают темпы его увеличения в процессах седиментогенезиса. Это приводит к резкому нарастанию напряженности в земной коре в зоне расположения месторождения. Техногенное воздействие на недра и окружающую среду оказывается сопоставимым с воздействием тектонических процессов. В ряде случаев указанные темпы сопоставимы с темпами увеличения напряжения в земной коре в зоне подготовки сильного землетрясения [236].

Опыт эксплуатации месторождений нефти и газа показывает, что проседание земной поверхности и техногенные землетрясения приводят не только к нарушениям герметичности эксплуатационных колонн. Имеют место нарушения газо-, нефтесборных систем, промысловых сооружений, разливы нефти, подтопление объектов грунтовыми водами, затопление территорий в прибрежных районах или пойменных местах.

Сказанное привело к необходимости углубления исследований в области техногенной геодинамики, деформационных процессов в коллекторах и неколлекторах. На месторождениях газа и нефти, особенно крупных и уникальных, началось создание и разворачивание широкомасштабного мониторинга за процессами, которые происходят в месторождениях, недрах и окружающей среде. Делаются попытки учета их, например, в конструкциях скважин, предотвращения последствий за счет совершенствования технологий разработки и др.

Для месторождений газа и нефти Севера Тюменской области, Восточной Сибири характерно наличие вечномёрзлых пород толщиной в несколько сотен метров. При эксплуатации скважин на этих месторождениях происходит растепление данных отложений и, как следствие, просадка пород вблизи скважин. Поэтому приходится принимать специальные меры против растепления пород, а также для устранения возникающих негативных послед-

ствий. С большим вниманием к таким отложениям, а также возможности существования гидратонасыщенных интервалов вблизи морского дна необходимо будет отнестись при разработке месторождений шельфа наших северных морей. Исследования Д.А. Дубровского показывают, что в связи с использованием платформ и кустового разбуривания месторождений возможна интерференция тепловых полей отдельных скважин с определенными негативными последствиями.

## Контрольные вопросы

1. Почему понятие об удельных объемах дренирования не противоречит тому, что газовая залежь — единое газодинамическое целое?
2. Какие факторы приводят к увеличению продуктивности скважин?
3. Почему залежи газа не разрабатываются с неизменным во времени темпом добычи?
4. Какие факторы приводят к снижению компонентоотдачи пласта?
5. Имеет ли водонапорный режим какие-то преимущества перед газовым режимом?
6. В каких случаях зависимость приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа располагается ниже соответствующей зависимости для газового режима?
7. Причины низкой нефтеотдачи нефтегазоконденсатных залежей?
8. Причины расположения зависимости приведенного среднего давления от добытого количества газа при водонапорном режиме ниже соответствующей зависимости для газового режима?
9. Особенности разработки газогидратных месторождений?
10. Особенности разработки газоконденсатных месторождений?
11. Негативные последствия от разработки месторождений природных газов?

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА

---

Под технологическим режимом эксплуатации газовых (газо-конденсатных, нефтяных) скважин понимается поддержание на забое (устье) скважин заданных условий изменения дебита или (и) давления, осуществляемых в результате их регулирования, и обеспечивающих соблюдение правил охраны недр, окружающей среды и безаварийную эксплуатацию скважин.

Некоторые технологические режимы эксплуатации скважин можно выразить математическими формулами. Другие технологические режимы эксплуатации скважин основаны на определенных принципах, которые обуславливают ограничение дебита или забойного давления. В данной главе технологические режимы рассматриваются как граничные условия по скважинам, которые необходимо учитывать в процессе проектирования – при определении прогнозных показателей разработки месторождений природных газов. Они вытекают также из задач регулирования разработки месторождений природных углеводородов<sup>1</sup>.

### 1. УЧЕТ ПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Особенности геологического строения залежи, природные факторы влияют на обосновываемые продуктивные характеристики скважин, т.е. на их технологический режим эксплуатации.

1. В некоторых случаях продуктивные пласты сложены слабосцементированными песчаниками. При неконтролируемых дебитах газа (депрессиях на пласт) коллектор разрушается. В призабойной зоне образуется каверна, в скважине – песчаная пробка; происходит эрозионное разрушение устьевого оборудования. Следствием может быть также образование нежелательной связи данного продуктивного пласта с вышезалегающими водо-, газо- или нефтеносными пластами (со всеми вытекающими отсюда отрицательными последствиями - утечкой газа, обводнением пласта). Наличие каверн благоприятствует смятию эксплуатационной колонны [ 56, 67, 256 ].

---

<sup>1</sup> При изучении раздела см. также [14].

Поэтому в случае подверженных разрушению коллекторов в процессе разработки залежи устанавливаются и поддерживаются технологические режимы эксплуатации скважин при допустимых депрессиях на пласт. Этот распространенный на практике режим записывается в виде

$$p_k(t) - p_c(t) = \delta \quad (3.1)$$

Здесь  $p_k(t)$  – пластовое давление в районе рассматриваемой скважины в момент  $t$ ;  $p_c(t)$  – забойное давление в той же скважине в момент  $t$ ;  $\delta$  – допустимая депрессия на пласт.

В результате исследования скважины при различных отборах устанавливается такая максимально допустимая депрессия на пласт, при которой еще не происходит разрушения коллектора и выноса в скважину частиц породы продуктивного пласта. Время  $t$  в (3.1) соответствует моменту проведения исследования скважины.

Согласно прогнозным расчетам, при дальнейшей разработке месторождения и падении пластовых давлений около скважин забойное давление в некоторой конкретной скважине изменяется во времени так, чтобы тождественно выполнялось равенство (3.1).

2. Режим максимально допустимой депрессии в условиях рыхлых коллекторов, строго говоря, не оптимален. В подобных случаях целесообразнее поддерживать на поверхности перфорационных каналов максимально допустимый градиент давления. Именно градиенту давления, а не депрессии на пласт пропорциональна разрушающая скелет породы сила.

Для совершенной по степени и характеру вскрытия скважины режим допустимого градиента давления  $c$  на стенке скважины характеризуется следующей формулой:

$$c = (\varphi q + \psi q^2) / p_c \quad (3.2)$$

Здесь  $\varphi = A / (2R_c \ln R_k / R_c)$ ;  $\psi = B / 2R_c$ ;  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений в уравнении притока газа к скважине;  $R_k$  – радиус удельной зоны дренирования скважины.

Для несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины  $\varphi = \mu p_{ат} / k F_c$ ;  $\psi = \beta \cdot p_{ат} p_{ат} / F_c^2$ ; где  $F_c$  – суммарная площадь поверхности перфорационных отверстий;  $\beta$  – коэффициент, учитывающий извилистость поровых каналов.

По результатам исследования скважины определяются максимальный дебит и соответственно такое минимальное забойное давление, при которых коллектор не разрушается. Вычисляются пара-



метры  $\phi$  и  $\psi$ . Найденные  $q$ ,  $p$ ,  $\phi$ ,  $\psi$  подставляются в (3.2), и определяется допустимый градиент давления на стенке скважины  $s$ . В дальнейшем дебит скважины и забойное давление изменяются так, чтобы тождественно выполнялось ограничивающее условие на пласт (3.2).

Затруднения при применении режима допустимого градиента давления связаны с приближенностью находимых коэффициентов  $\phi$  и  $\psi$  в уравнении (3.2). Это обусловлено приближенностью определения фактических степени и характера совершенства скважин. Поэтому в условиях рыхлых коллекторов получил распространение режим допустимой депрессии на пласт.

Установление допустимого технологического режима эксплуатации скважин - не единственный способ борьбы с разрушением скелета пористой среды и выносом продуктов разрушения на поверхность. Находят применение методы укрепления скелета пористой среды призабойной зоны различными смолами. Другой путь предотвращения выноса песка - оборудование забоя скважин соответствующим фильтром.

3. При разработке месторождений природных газов происходит падение пластового давления. В газоконденсатных залежах это приводит к выпадению в пласте конденсата. Для сокращения потерь конденсата, увеличения конечного коэффициента конденсатоотдачи может осуществляться поддержание пластового давления закачкой сухого газа или воды.

Обоснование и поддержание оптимальных технологических режимов работы добывающих и нагнетательных скважин - важнейшая задача, вытекающая из требований охраны недр. При пренебрежении особенностями геологического строения газоконденсатной залежи в случае разработки на истощение возможно нерациональное использование пластовой энергии. Это снижает коэффициент газоотдачи, а следовательно, и коэффициент конденсатоотдачи. В связи с этим при разработке газоконденсатной залежи на истощение в условиях газового режима заданный отбор газа распределяется между скважинами из условия минимизации непроизводительных потерь давления. Непроизводительные потери давления характеризуются "глубиной" общей депрессионной воронки - разностью между средним давлением на момент  $t$  и минимальным пластовым на этот же момент времени. В результате находимые зависимости изменения во времени дебитов газа по скважинам

$$q_i = q_i(t), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.3)$$

характеризуют прогнозные технологические режимы их эксплуатации. Ряд алгоритмов нахождения зависимостей (3.3) изложен в

[123,125].

При поддержании пластового давления закачкой газа или (и) воды отыскиваются оптимальные дебиты добывающих и расходы газа (воды) нагнетательных скважин и изменения их во времени

$$\left. \begin{aligned} q_i &= q_i(t), & i &= 1, 2, \dots, n_d \\ q_{nj} &= q_{nj}(t), & j &= 1, 2, \dots, n_n \end{aligned} \right\} \quad (3.4)$$

Здесь индексы "д" и "н" относятся к добывающим и нагнетательным скважинам соответственно.

Искомые характеристики технологических режимов эксплуатации скважин (3.4) при поддержании пластового давления определяются из условия, например, максимизации коэффициента конденсатотдачи (см. параграф 11.3).

Отличительная особенность технологических режимов эксплуатации скважин, связанных с реализацией условий (3.3) или (3.4) (локальные воздействия на пласт), – то, что при их помощи решаются глобальные задачи разработки газоконденсатной залежи в целом.

4. Сказанное справедливо и по отношению к технологическим режимам эксплуатации скважин газовой залежи, обеспечивающим максимизацию коэффициента газоотдачи. Как для газового, так и водонапорного режима искомыми являются зависимости (3.3), однако исходные предпосылки и метод решения задачи нахождения оптимальных дебитов скважин различны (см. параграф 11.2).

В случае отсутствия поступления воды в залежь технологические режимы эксплуатации скважин определяются из условия минимизации непроизводительных потерь пластового давления [125, 142, 143]. Предотвращение непроизводительных потерь пластовой энергии – также одно из требований охраны недр. При водонапорном режиме искомые дебиты скважин вычисляются в результате решения задачи регулирования движения ГВК [140].

5. Среди задач с подвижной границей раздела газ – вода можно выделить следующие.

Задачи прогнозирования движения ГВК, вызванного работой всей системы добывающих скважин.

Задачи по исследованию локального деформирования границы раздела газ – вода в результате работы отдельной скважины.

На технологических режимах эксплуатации скважин при водонапорном режиме мы только что останавливались. В связи же с деформированием ГВК при работе скважины возникает проблема ее эксплуатации с безводным дебитом. Другими словами, речь идет о теории стационарного и нестационарного конусообразования и использовании ее при обосновании технологических режимов эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды.

Разработка теории стационарного конуса начата М. Маскетом и Р.Д. Виковым [389]. Завышенное значение предельного безводного дебита нефти определяется из условия, когда градиент давления на вершине конуса удовлетворяет неравенству:

$$\partial p / \partial z \leq \rho_{\text{в}} g, \quad (3.5)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды.

В дальнейшем проблеме стационарного конуса при эксплуатации нефтяных и газовых скважин было посвящено множество исследований. Однако теория стационарного конусообразования не получила широкого распространения в практике разработки месторождений нефти и газа. При распространенности в недавнем прошлом лишь вертикальных скважин их безводные дебиты нефти и газа, в случае водоплавающих залежей, оказывались малыми, не экономичными. Ситуация меняется в связи с возрастающим применением горизонтальных скважин в процессах добычи газа и нефти, о чем будет говориться позже.

Таким образом, в общем случае при обосновании технологических режимов эксплуатации газовых скважин при наличии подошвенной воды необходимо исходить из прогнозных расчетов по кинетике конусообразования. Исследования нестационарного конусообразования<sup>1</sup>, в частности, показывают, что скорость подъема вершины конуса зависит от коллекторских свойств пласта, дебита скважины, степени несовершенства скважины.

На рис. 3.1 в качестве примера представлены данные по кинетике конусообразования для одной из скважин Оренбургского месторождения. Несовершенная по степени вскрытия скважина дренирует круговой пласт радиусом 500 м. Из 340 м газонасыщенной толщины пласта скважина вскрыла 289 м, т.е. не дошла до ГВК 51 м. Забой скважины на глубину 204 м от кровли перекрыт эксплуатационной колонной. Газ добывается из остальных 85 м вскрытой толщины пласта. Другие исходные данные:  $p_{\text{н}} = 20$  МПа,  $m = 0,11$ ,  $\rho_{\text{г}} = 0,21$  г/см<sup>3</sup> (в пластовых условиях),  $\rho_{\text{в}} = 1,17$  г/см. Зависимость 1 на рис. 3.1 соответствует дебиту скважины  $q = 2,12 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/сут,  $k = 0,02$  мкм<sup>2</sup>; зависимость 2 -  $q = 0,7 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/сут,  $k = 0,02$  мкм<sup>2</sup> – везде в пласте, кроме зоны под скважиной, где коэффициент проницаемости поперек напластования равен 0,06 мкм<sup>2</sup>.

Из рис. 3.1 следует, что вне зависимости от дебита конус формируется с начала эксплуатации скважины. Дебит скважины суще-

<sup>1</sup>Выполнены совместно с С.П. Колесниковой и Л.Г. Коршуновой [133].

ственно влияет на скорость подъема вершины конуса. Так, при  $q = 2,12 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/сут вершина конуса достигает забоя скважины через 80 сут, а при  $q = 0,7 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/сут – через 450 сут. Следовательно, уменьшая дебит скважины по мере падения пластового давления, можно обеспечить добычу безводной продукции в течение значительного времени.

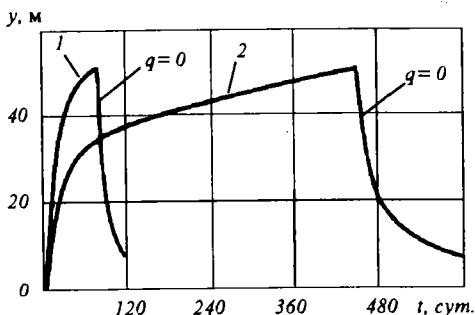


Рис. 3.1. Изменение во времени ординаты вершины конуса подошвенной воды  $y$  для скважины Оренбургского месторождения.

Дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут:

1 –  $2,12 \cdot 10^6$ ;

2 –  $0,7 \cdot 10^6$ .

Циклическая эксплуатация скважины может позволить осуществлять безводную добычу газа. Циклической (периодической) эксплуатации благоприятствует то, что гравитационные силы препятствуют формированию конуса, но способствуют его растеканию (см. рис. 3.1).

Неоднородность пласта по разрезу, глинистые пропластки приводят к тому, что скважины обводняются в результате продвижения воды к забоям по отдельным наиболее дренируемым пропласткам. Обводнение скважины (в результате поступления воды по нижним пропласткам) иногда ошибочно объясняется конусообразованием. Скважины обводняются вследствие образования конусов в условиях трещиновато-пористых и трещиноватых коллекторов.

6. При проектировании и разработке газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой технологические режимы добывающих газовых и нефтяных скважин, нагнетательных газовых и водяных скважин обосновываются и поддерживаются во времени, исходя из условия регулирования разработки месторождения с целью максимального (с экономической точки зрения) извлечения всех углеводородных компонентов из недр.

7. Окружающие скважину вечномёрзлые породы могут влиять на продуктивные характеристики скважин, особенно на соотношение времени их эксплуатации и простаивания. В зависимости от температуры грунта скорость обратного промерзания может быть равной, меньшей или большей скорости протаивания. Поэтому планируемые мероприятия, например, по регулированию разработки месторожде-

ния изменением дебитов скважин или их отключением не могут проводиться без учета особенностей вечномёрзлых пород. В противном случае произойдет смятие эксплуатационных колонн.

## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Рассмотренные технологические режимы эксплуатации скважин связаны с необходимостью учета природных факторов и требований охраны недр. Некоторые из этих режимов удовлетворяют также требованиям стратегии разработки газового или газоконденсатного месторождения. Так, методы регулирования разработки месторождений природных газов (и соответствующие технологические режимы эксплуатации скважин) решают одновременно задачи продления периода бескомпрессорной эксплуатации, предотвращения преждевременного обводнения скважин, сокращения потребной мощности ДКС и установок искусственного холода. Вместе с тем есть ограничения чисто технологического порядка, которые необходимо принимать во внимание при обосновании допустимого режима эксплуатации скважин.

1. В призабойной зоне скважины, вследствие эффекта дросселирования газа, происходит неизотермическая фильтрация газа. При низкой пластовой температуре существует опасность гидратообразования в призабойной зоне, с которым можно бороться периодической закачкой в пласт ингибитора гидратообразования (метанола). Другой путь - технологический режим эксплуатации скважины при поддержании безгидратной депрессии на пласт (В.С. Смирнов).

2. На газовых месторождениях Севера при некоторых режимах работы возможно гидратообразование в стволе скважины. Для рассматриваемого диаметра НКТ имеется диапазон дебитов, при которых гидраты в стволе скважины не образуются. Так, при малых дебитах возможность гидратообразования связана со значительным влиянием теплообмена с окружающими породами. При больших дебитах температура газа понижается до равновесной и ниже из-за эффекта Джоуля - Томсона (вследствие больших перепадов давления). Поэтому в работах Ю.П. Коротаева, Б.Л. Кривошеина предлагаются методики расчета допустимого безгидратного дебита эксплуатации скважин. Альтернативой здесь является непрерывная подача в скважину ингибитора гидратообразования.

3. Опыт эксплуатации скважин на месторождениях Краснодарского края показал, что при определенных скоростях движения по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) газа ( $\approx 11$  м/с), содержащего углекислый газ, наблюдалось эрозионно-коррозионное разрушение муфтовых соединений труб. Применение соответствующего

металла для НКТ позволяет предотвратить действие данного отрицательного фактора.

Иная возможность – поддержание технологического режима эксплуатации скважин при скоростях движения газа по НКТ, не превышающих предельно допустимую. Такой режим эксплуатации скважин предусмотрен проектами разработки Шатлыкского, Советобадского месторождений.

4. Газовые и газоконденсатные скважины при наличии жидкости на забое рекомендуется эксплуатировать при таких дебитах, которые не меньше минимально необходимых для удаления жидкости с забоев [332].

В противном случае требуется применение плунжерного лифта или использование ПАВ для удаления жидкости из скважин.

5. Трудности разбуривания месторождений с большим этажом газоносности (Вуктыльское месторождение) при пониженных пластовых давлениях или трудности освоения месторождений в суровых климатических условиях (Тюменская область) приводят к необходимости максимального сокращения сроков разбуривания месторождений задолго до окончания периода постоянной добычи газа. Тогда при проектировании разработки исходят из технологического режима эксплуатации скважин при постоянных дебитах. В этом случае месторождение должно быть разбурено к началу периода постоянной добычи газа.

### 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ СООБРАЖЕНИЯ

В предыдущем изложении основной акцент делался на природные и технологические факторы. Однако между строк следовало читать, что решающее значение в большинстве случаев принадлежит экономике.

Необходимо помнить, что технологический режим эксплуатации скважин - составная часть системы разработки месторождения и обустройства промысла. Поэтому обоснование оптимального технологического режима эксплуатации скважин проводится одновременно с обоснованием других оптимальных показателей системы разработки месторождения и обустройства промысла.

Кроме того, как уже отмечалось, учет какого-либо фактора допускает альтернативные решения. Здесь рассмотрение технологических вопросов и экономических показателей позволяет однозначно решить задачу о технологическом режиме эксплуатации скважин. Это означает, что из  $n$  ограничивающих факторов, например  $n=2$ , удалось устранить в результате применения ПАВ, нужных марок стали и т.д. Из двух оставшихся факторов один, как правило, наиболее жесткий. Назначение технологического режима эксплуатации скважин, исходя из учета данного фактора, обеспечивает обычно со-

блюдение другого менее жесткого ограничения. Например, технологический режим эксплуатации скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении задается, исходя из следующих ограничительных условий (И.А. Леонтьев).

- Величина забойного давления должна исключать, в первый период эксплуатации, возможность выпадения и накопления конденсата в призабойной зоне вследствие опасности проявления “запирающего” эффекта конденсатной “пробки” в низкопроницаемых коллекторах данного месторождения.
- Скорость движения газоконденсатной смеси в приустьевой части лифтовой колонны должна быть не более 10 м/сек с тем, чтобы предотвратить повышенный эрозионный и коррозионный износ при срыве ингибиторной пленки со стенок труб.
- Температура на устье скважины не должна быть ниже 35 - 37°C по условиям гидратообразования при устьевых давлениях 23 - 29 МПа.
- По условиям работы блока сепарации на Астраханском газоперерабатывающем заводе минимальное давление на устье скважины (до ввода дожимной компрессорной станции) не должно опускаться ниже 10 МПа.

Роль экономических расчетов и анализа проиллюстрируем лишь на одном примере. Пусть коллектор устойчивый, и отсутствуют явные ограничения продуктивной характеристики скважин. Однако здесь не любой дебит (а следовательно, не любая депрессия) рациональны. Чем больше дебиты скважин, тем меньше их число, требуемое для добычи запланированного количества газа. Увеличение дебитов скважин предполагает рост депрессий на пласт, возрастание потерь давления в скважинах и газосборных сетях. При уменьшении числа скважин увеличивается степень неравномерности дренирования продуктивного коллектора, что приводит к формированию более глубокой общей депрессионной воронки.

В результате раньше требуется вводить в эксплуатацию головную и дожимную компрессорные станции. Поэтому рациональная депрессия на пласт при разработке залежи с устойчивыми коллекторами определяется технико-экономическими расчетами. Так, в результате подобных расчетов для скважин Шебелинского месторождения была определена средняя допустимая депрессия на пласт в 3 МПа [179].

#### 4. ИНЫЕ ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ФАКТОРЫ

1. В некоторых исследованиях в качестве условия, ограничивающего дебит скважины, рассматривается возможность вибрации наземного оборудования, что может привести к усталостному раз-

рушению арматуры (Е.В. Левькин, Н.В. Черский). Следовательно, данный фактор – ограничение технического порядка.

2. Технологические условия потребления газа, например местным потребителем, приводят к необходимости поддержания заданного во времени дебита скважин или заданного давления на устье скважин. Тогда условия потребления газа могут диктовать следующие технологические режимы эксплуатации скважин:

режим заданного давления на устье скважины

$$p_y = p_y(t); \quad (3.6)$$

режим заданного во времени дебита скважины

$$q = q(t) \quad (3.7)$$

Технологический режим заданного давления на устьях скважин поддерживают иногда исходя из требования дальнего транспорта газа по магистральному газопроводу при отсутствии дожимной компрессорной станции или задержке ее строительства. Такой технологический режим эксплуатации скважин в течение определенного времени поддерживался на Северо-Ставропольском, Газлинском, Коробковском и других месторождениях.

3. Технологический режим заданного во времени дебита скважин встречается при разработке небольших по запасам месторождений, когда число пробуренных скважин превышает потребное их число. Тогда плановый отбор газа из месторождения в течение определенного времени обеспечивается имеющимися добывающими скважинами.

## 5. РОЛЬ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА К СКВАЖИНАМ

При обосновании допустимых технологических режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин учитываются те или иные ограничивающие факторы и экономические показатели. Это – необходимое, но не достаточное условие обоснования оптимальных режимов эксплуатации скважин.

В самом деле, речь пока шла о пассивном учете ограничивающих природных, технических, технологических факторов и экономических показателей. Методы интенсификации притока газа к скважине позволяют активно воздействовать на добычные возможности скважин при учете тех же ограничивающих факторов.

Пусть, например, коллектор некоторого месторождения разрушается при депрессии на пласт 1 МПа. При данной депрессии можно получить самые различные дебиты в зависимости от способов вскрытия и освоения газовых скважин.



Известно много примеров отрицательного влияния на продуктивную характеристику скважин глушения их глинистым раствором и перфорации скважин, заполненных жидкостью. Среди способов увеличения продуктивной характеристики скважин можно назвать перфорацию в газовой среде и гидропескоструйную перфорацию скважин. Имеются многочисленные примеры неудовлетворительной очистки стенок скважин от глинистой корки и, следовательно, неприобщенности к дренированию значительной части разреза. Эффективным может быть применение многоцикловых воздействий на призабойную зону, методов по интенсификации притока газа к забоям скважин, включая специальные обработки их с целью удаления глинистой корки. Приобщение к дренированию всего разреза скважин имеет огромное значение не только для достижения максимальных дебитов, но и для предотвращения преждевременного обводнения скважин. Для контроля за степенью дренирования разреза скважин можно применять дебитометрию и термометрию, а также акустические исследования интервала перфорации.

Значение методов интенсификации хорошо видно из опыта применения солянокислотных обработок (СКО) забоев скважин, вскрывших карбонатные коллекторы. На скважинах Вуктыльского и Оренбургского месторождений после СКО достигнуто в среднем трехкратное и более увеличение дебитов газа. На примере тех же СКО подчеркиваем, что технология операций, рецептуры применяемых агентов требуют специального обоснования. Так, негативность применения СКО в скважинах Коробковского месторождения обусловлена тем, что искусственно была увеличена вертикальная трещиноватость (ненаправленные СКО) ниже забоев скважин. Следствием явилось значительное обводнение фонда добывающих скважин.

Таким образом, методы интенсификации притока газа к скважинам приводят к увеличению дебитов. Величины же дебитов определяют в конечном счете потребное число скважин и оптимальность технико-экономических показателей системы разработки месторождения и обустройства промысла. Важность данного момента привела к тому, что некоторое время тому назад отдельные специалисты принцип рациональности разработки отождествляли с требованием минимизации числа добывающих скважин.

Однако принцип минимального потребного числа скважин не может быть критерием рациональности разработки месторождений природных газов. На начальных этапах разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края минимальное число скважин было достигнуто за счет вскрытия в скважинах всего нижнемелового продуктивного комплекса пород. Впоследствии это привело к преждевременному обводнению скважин, к осложнению процесса разработки месторождений, добуриванию значительного числа новых скважин с выделением отдельных объектов эксплуатации. И тем

не менее, достигнутые или достигаемые коэффициенты газо- и конденсатоотдачи пластов на некоторых месторождениях Кубани – одни из низких в стране.

Технологические режимы эксплуатации скважин и методы интенсификации притока газа (нефти) к скважинам приобретают принципиальное значение, с точки зрения повышения компонентоотдачи пластов, на газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях Прикаспия (Астраханское, Тенгизское, Карачаганакское). Здесь рабочие депрессии на пласт доходят до 15 - 20 МПа. Допустим, за счет методов интенсификации не удалось улучшить продуктивные характеристики скважин. Тогда к концу разработки, когда устьевые давления приблизятся к 0,1 МПа, пластовые давления около скважин будут составлять не менее 15 - 20 МПа. Очевидно, сколь огромными могут оказаться потери углеводородов в пласте. Поэтому методы интенсификации становятся сегодня не только методами улучшения продуктивных характеристик, но и повышения компонентоотдачи пласта.

## 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПРИ КРИТИЧЕСКИХ БЕЗГАЗОВЫХ ДЕБИТАХ

На примере одного технологического режима эксплуатации скважин более предметно проиллюстрируем различные сопутствующие аспекты и диапазон исследуемых вопросов.

Нефтегазовые месторождения представляют собой сложные для освоения объекты разработки. Вместе с тем к ним приурочены значительные запасы нефти. Однако, как уже отмечали, нефтеотдача нефтяных оторочек находится на низком уровне. Согласно опыту разработки таких месторождений, это связано с тем, что добыча нефти из нефтяных оторочек сопровождается загазованием и обводнением продукции скважин вследствие формирования газовых и водяных конусов.

Теория стационарного конусообразования (и вытекающие из нее критические безводные дебиты нефти) начала развиваться с классической работы М. Маскета и Р. Викова [389]. Затем появилось значительное число публикаций, развивающих данную теорию применительно к водоплавающим залежам газа и нефти, а также нефтегазовым месторождениям [69, 186, 187, 193, 241, 296, 317].

Указанные работы касались, в основном, проблем конусообразования применительно к вертикальным скважинам. В связи с началом широкого использования горизонтальных скважин при разработке газонефтяных и нефтегазовых месторождений теория стационарного конусообразования получила свое развитие и для данного типа скважин [131, 282, 283, 284, 344, 346, 355, 365, 406, 408, 413].

В случае нефтяных оторочек критические безводные дебиты

нефти являются весьма малыми, не рентабельными. Это связано с тем, что плотности нефти и воды отличаются не сильно и конус воды формируется быстро с момента ввода в эксплуатацию добывающей скважины. В связи с тем, что на безводную эксплуатацию скважин при дренировании нефтяной оторочки не приходится рассчитывать, в дальнейшем на это не будем акцентировать внимание. Теоретические исследования и практика разработки многих нефтегазовых месторождений показала, что добыча нефти в режиме критических безгазовых дебитов нефти не рентабельна, если использовать вертикальные скважины. Поэтому в большинстве случаев скважины эксплуатировались при значительных газовых факторах, что приводило к неоправданному сжиганию газа в факелах, а также неконтролируемому расходу пластовой энергии, сосредоточенной в газовой шапке.

Вследствие внедрения в практику добычи нефти и газа горизонтальных скважин, ситуация изменилась коренным образом.

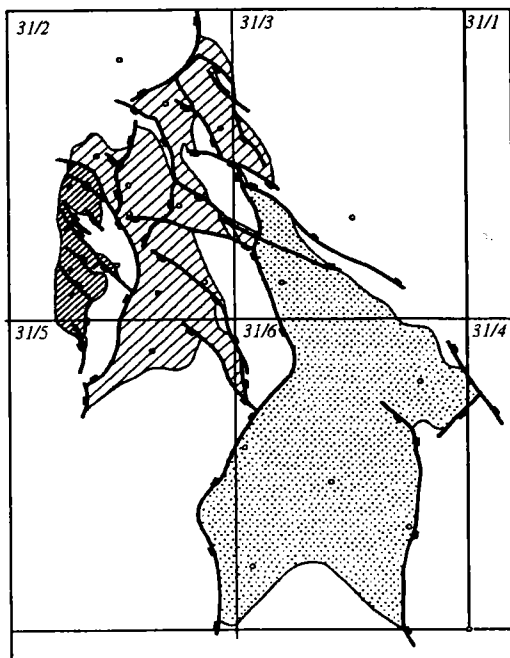
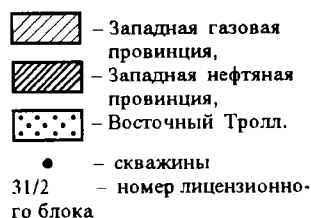
### Нефтегазовое месторождение Тролл

В 1995г. введено в разработку в Северном море весьма крупное по запасам нефтегазовое месторождение Тролл (Норвегия). Особенности геологического строения месторождения, в частности наличие тектонических нарушений, предопределили существование двух зон нефтеносности – TWOP и TWGP (Западная нефтяная и Западная газовая провинции месторождения Тролл соответственно, см. рис. 3.2 [ 362 ] ). В TWOP толщина нефтяной оторочки изменяется в пределах 22-26 м, а в TWGP – 10-12 м, а в восточной части месторождения – от 1 до 3 м В 1991г. автор высказал норвежским коллегам свое предположение о том, что различие в толщинах нефтяной оторочки месторождения Тролл связано с наличием в пласте естественного фильтрационного потока воды.

Обе нефтяные оторочки запроектировано разрабатывать системами горизонтальных скважин при поддержании в каждый момент критических безгазовых дебитов нефти [ 365 ]. В этой работе исследовалась проблема местоположения ствола горизонтальной скважины относительно ВНК. С целью увеличения критических безгазовых дебитов авторы рассматривали также целесообразность размещения горизонтальной скважины под ВНК. Отметим, что ранее эта идея обратного конуса исследовалась А.К. Курбановым и П.Б. Садчиковым [ 188 ]. В конечном счете норвежские специалисты склонились к решению размещать горизонтальный ствол в области нефтеносности на 3 м выше ВНК.

Фирма оператор по добыче нефти на месторождении Тролл - Norsk Hydro - пробурила и провела опытную эксплуатацию двух

Рис. 3.2 Схема строения месторождения Тролл.



горизонтальных скважин соответственно в TWOP и TWGP [ 386, 400 ]. Результаты опытных работ подтвердили теоретические исследования о целесообразности разработки рассматриваемых оторочек нефти горизонтальными скважинами в режиме безгазовых дебитов. Так опытная скважина на TWOP, где проницаемость продуктивного коллектора находится на уровне 6 дарси ( $\text{мкм}^2$ ), показала реальность начальных безгазовых дебитов нефти равных  $4000 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Такой опыт заслуживает быть реализованным на отечественных месторождениях. Поэтому рассматриваемому технологическому режиму эксплуатации скважин специально посвящен данный параграф. Дальнейшее изложение базируется на результатах исследований, изложенных в [ 408 ].

### Исходные данные и сеточная область

В ранее выполненных исследованиях изучались особенности конусообразования применительно к единичной вертикальной или горизонтальной скважине. Проследим некоторые закономерности, присущие дренированию нефтяной оторочки системой горизонтальных скважин в режиме критических безгазовых дебитов. В качестве объектов исследований рассматриваются TWOP и

TWGP, точнее – залежи, подобные TWOP и TWGP.

Исходные данные для TWGP следующие: коэффициент пористости – 0,33, коэффициенты проницаемости соответственно вдоль горизонтали ( $k_r$ ) и вертикали ( $k_v$ ) равняются 6,5 мкм<sup>2</sup> и 3,5 мкм<sup>2</sup>; начальное пластовое давление – 15,82 МПа; плотности газа, нефти и воды – 0,75; 882,7; 1030 кг/м<sup>3</sup>; коэффициенты динамической вязкости газа, нефти и воды – 0,018; 1,82; 0,5 мПа·с; пластовая температура – 67°C; начальный газовый фактор – 69 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; толщина газонасыщенного слоя – 60 м; толщина нефтяной оторочки – 12 м; толщина водоносного пласта 119 м; пластовый объемный фактор нефти при начальном давлении – 1,165 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Фазовые проницаемости подобраны согласно публикациям [365, 369, 386, 400]. Исходные данные для TWOP таковы же, только толщина нефтяной оторочки в расчетах принята равной 22 м.

Большинство расчетов проводилось для горизонтальной скважины длиной 500 м, расположенной в 3 м от ВНК. При этом принималось, что можно пренебречь “концевыми” эффектами, присущими горизонтальной скважине конечной длины. Искривления линий тока в начале и конце горизонтальной скважины могут быть значимы при небольшой ее длине. Принимаемое допущение позволило проводить расчеты на профильной модели элемента пласта.

На рис. 3.3 в качестве примера приведена часть сеточной области, прилегающей к горизонтальной скважине применительно к TWGP. Каждая точка – это узловая точка двумерной (в плоскости  $OX - OZ$ ) сеточной области. Отсюда видно, что нефтяная оторочка наиболее детально аппроксимирована сеточной областью. В газоносной зоне в районе отметки 160 м также более детальная аппроксимация сеточной области. Дело в том, что здесь применительно к другим исследованиям, о которых будет сказано в главе 12, располагается нагнетательная горизонтальная скважина. Как эксплуатационная, так и затем нагнетательная скважины представлены здесь своими половинками, в силу симметрии. Горизонтальная добывающая скважина направлена перпендикулярно к плоскости профильного разреза. Она аппроксимирована сеточным блоком размерами 1 м × 1 м с соответствующим переходом к реальному забойному давлению. Шаги сеточной области в пределах нефтяной оторочки вдоль оси  $OZ$  равняются 1 м, по оси  $OZ$  они изменяются от 1 м до 59 м, по оси  $OX$  шаги  $\Delta x$  варьируют в пределах от 1 м до 280 м, когда расстояние между двумя горизонтальными скважинами составляет 4800 м. Рассматриваемая сеточная область используется при численном решении задачи трехфазной (газ, нефть, вода), двумерной фильтрации. Об основах численного интегрирования дифференциальных уравнений теории фильтрации будет говориться в главе 5.

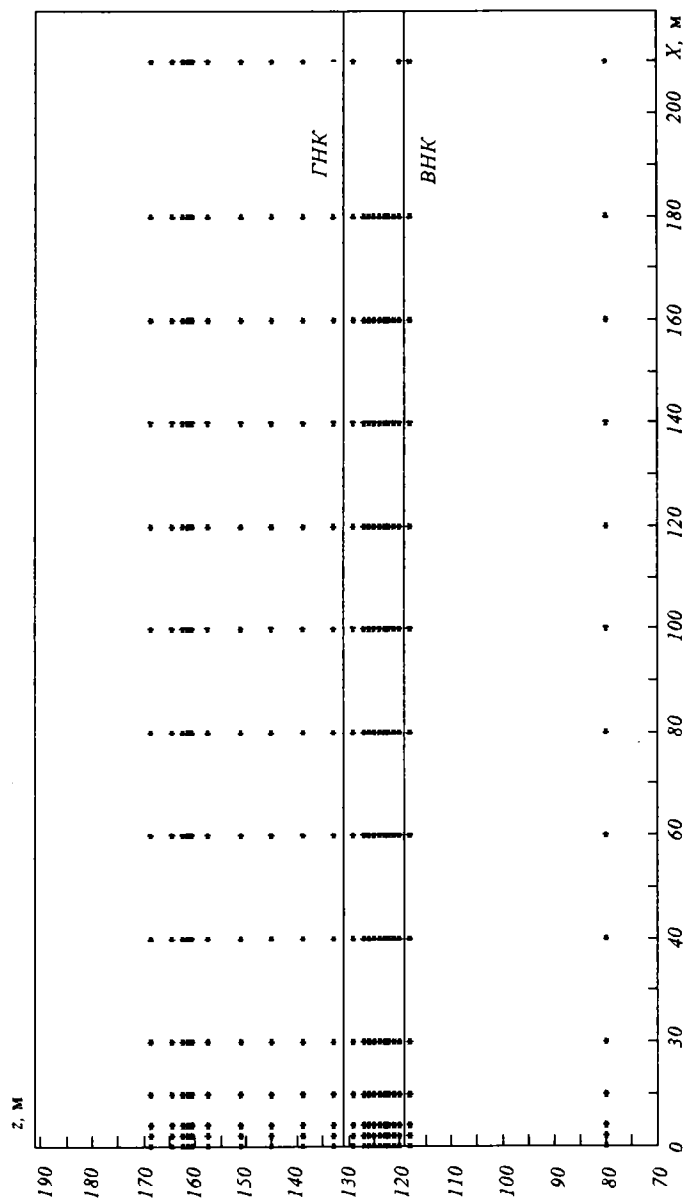


Рис. 3.3. Левая часть сеточной области при моделировании добычи нефти из TWGP месторождения Тролл.

## **Влияние расстояния между рядами скважин на показатели разработки.**

Плотность сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин всегда была предметом специальных исследований и дискуссий. Это и понятно, ибо плотность сетки напрямую связана с потребным числом скважин на разработку месторождения. От потребного числа скважин зависят сроки освоения месторождения, размеры капиталовложений и эксплуатационных затрат.

Понятие плотности сетки обычно включает в себя расстояние между рядами скважин и расстояние скважин в рядах. Рассмотрим вначале первую составляющую плотности сетки. При этом особое внимание обратим на показатели накопленной добычи нефти и коэффициент нефтеотдачи.

В зарубежной практике большое внимание уделяется величине накопленной добычи нефти, которая позволяет судить о том будут ли оправданы понесенные расходы на освоение месторождения. При освоении месторождений шельфа стоимость одной эксплуатационной (нагнетательной) скважины велика. Поэтому оперируют величиной накопленной добычи нефти применительно к одной скважине.

Исследуются четыре варианта по расстояниям  $L$  между рядами скважин: 600, 1200, 2400 и 4800 м. Скважины эксплуатируются при поддержании критических безгазовых дебитов. В случае TWGP начальный критический дебит равняется 500 м<sup>3</sup>/сут, в случае скважины, дренирующей TWOP, он составляет 4000 м<sup>3</sup>/сут.

Расчеты завершаются при достижении одного из следующих ограничительных факторов: дебит по нефти становится равным 50 м<sup>3</sup>/сут или обводненность продукции равняется 70%, или продолжительность разработки не более 30 лет. Первое ограничение означает, что в условиях шельфа добывать нефть при меньших дебитах не рентабельно. Второе условие возникает в связи с ограниченными возможностями сепарации добываемой продукции на платформе.

Искомые показатели разработки рассчитывались при рассмотрении дренирования двумя 0,5 горизонтальными скважинами элемента симметрии, изображенного на рис.3.3. Конечные результаты расчетов представлены в табл. 3.1 и 3.2.

Данные табл.3.2 соответствуют случаю пуска скважины с начальным дебитом 500 м<sup>3</sup>/сут. Из анализа полученных результатов вытекает следующее.

С увеличением расстояния  $L$  между рядами скважин возрастает продолжительность разработки, максимальный и конечный уровень обводненности добываемой продукции.

Таблица 3.1

Сравнение вариантов по расстояниям между рядами скважин для залежи, подобной TWGP

Показатели	Номер варианта			
	11a	11b	11c	11d
Расстояние между скважинами $L$ , м	600	1200	2400	4800
Время прорыва газа, сут	93,2	91,5	93,4	92,3
Время разработки, годы	3,6	7,2	13,5	19,4
Максимальная обводненность, %	38,5	49,2	57,8	62,4
Конечная обводненность, %	16,1	41,7	56,1	62,4
Накопленная добыча нефти, $10^3$ ст.м <sup>3</sup>	143	218	314	379
Нефтеотдача, %	34,9	26,7	19,2	11,6

Таблица 3.2

Сравнение вариантов по расстояниям между рядами скважин для залежи, подобной TWOP

Показатели	Номер варианта			
	22a	22b	22c	22d
Расстояние между скважинами $L$ , м	600	1200	2400	4800
Время прорыва газа, сут	543	852	1051	1052
Время разработки, годы	5,5	11,7	24,5	30,0
Максимальная обводненность, %	40,5	51,2	54,8	58,3
Конечная обводненность, %	10,9	38,3	50,7	58,3
Накопленная добыча нефти, $10^3$ ст.м <sup>3</sup>	341	565	922	1219
Нефтеотдача, %	45,4	37,6	30,7	20,3

В случае TWGP время подхода вершины газового конуса к скважине не зависит от расстояния  $L$ , так как здесь всегда неблагоприятная ситуация с безгазовой добычей нефти. При дренировании TWOP время прорыва газа к скважине возрастает с увеличением расстояния  $L$ .

Главный результат состоит в том, что с увеличением  $L$  возрастает величина накопленной добычи нефти. Это и понятно, так как с увеличением  $L$  имеет место рост удельных запасов нефти, приходящихся на одну скважину.



Следовательно, чем на больших расстояниях  $L$  размещаются ряды горизонтальных скважин, тем скорее окупаются понесенные затраты. Однако, с точки зрения конечной нефтеотдачи, ситуация оказывается противоположной. При увеличении расстояния  $L$  коэффициент нефтеизвлечения (КИН) сокращается. В случае TWGP КИН сокращается с 34,9% до 11,6% при возрастании  $L$  с 600 м до 4800 м, а в случае TWOP – с 45,4% до 20,3% при тех же изменениях  $L$ .

Таблица 3.3

Сравнение накопленной добычи нефти для систем с различной плотностью сетки скважин для залежей, подобных TWGP и TWOP

Значения накопленной добычи нефти, $10^3$ ст.м <sup>3</sup>	Расстояние, м			
	600	1200	2400	4800
Накопленная добыча нефти для TWGP ( $Q_1$ )	143	218	314	379
Накопленная добыча нефти для TWOP ( $Q_2$ )	341	565	922	1219
Отношение $Q_2/Q_1$	2,38	2,59	2,94	3,22

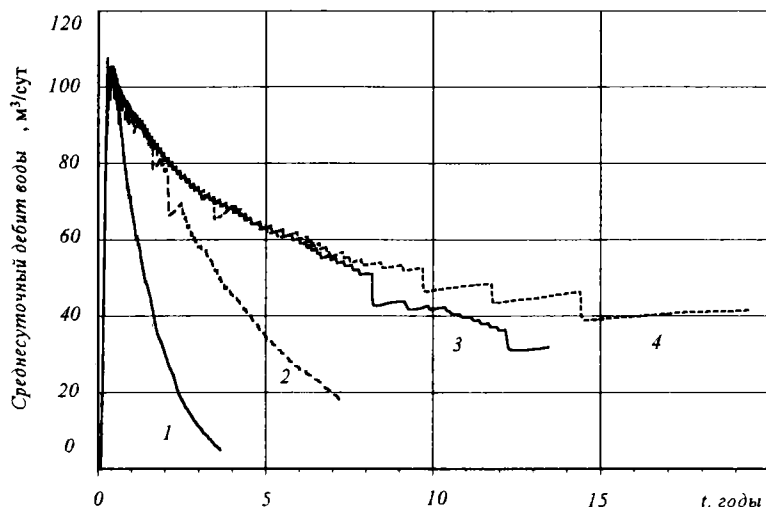


Рис. 3.4. Динамики дебитов воды для месторождения, подобного TWGP.

1 – вариант 11а,  $L = 600$  м; 2 – вариант 11б,  $L = 1200$  м  
2 – вариант 11с,  $L = 2400$  м; 3 – вариант 11д,  $L = 4800$  м

Интерес представляет табл. 3.3, где дается сопоставление накопленных значений добычи нефти для условий TWGP и TWOP – соответственно значений  $Q_1$  и  $Q_2$ . Отсюда видно, что отношение

$Q_2$  к  $Q_1$  всегда больше 2, хотя соотношение удельных запасов, характеризующееся отношением нефтенасыщенных толщин  $22/12 < 2$ . С увеличением расстояния  $L$  отношение  $Q_2/Q_1$  возрастает, но не так интенсивно, как увеличиваются удельные запасы нефти. Отношение  $Q_2/Q_1$  изменяется от 2,38 до 3,22 при изменении  $L$  от 600 м до 4800 м.

Отечественные читатели не очень знакомы с динамикой показателей разработки газонефтяной залежи при эксплуатации скважин с критическими безгазовыми дебитами. Поэтому остановимся на них чуть подробнее.

На рис. 3.4 - 3.7 дается динамика показателей эксплуатации горизонтальной скважины, дренирующей оторочку TWGP. Здесь и далее некоторые зависимости не являются гладкими. Это связано со следующим обстоятельством. При добыче нефти из нефтяной оторочки толщина ее уменьшается. Добываемая продукция почти сразу и неуклонно обводняется. Газовый конус начинает деформироваться в сторону добывающего горизонтального ствола. По условиям сепарации нефти на платформе месторождения Тролл газовой фактор не должен возрастать более чем на 10% по отношению к начальной его величине. Как только на некотором временном слое газовый фактор превышает допустимый уровень на 5%, производится снижение дебита скважины на 5%.

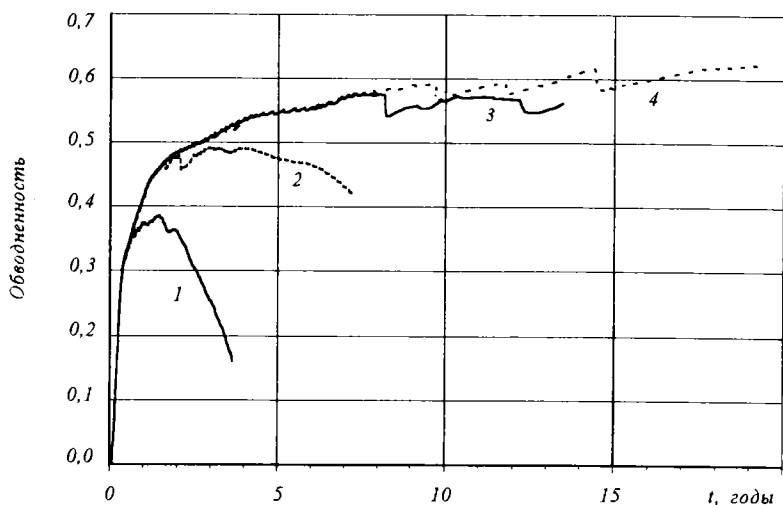


Рис. 3.5. Обводненность скважины месторождения, подобного TWGP.

1 - вариант 11а,  $L = 600$  м; 2 - вариант 11б,  $L = 1200$  м  
2 - вариант 11с,  $L = 2400$  м; 3 - вариант 11д,  $L = 4800$  м

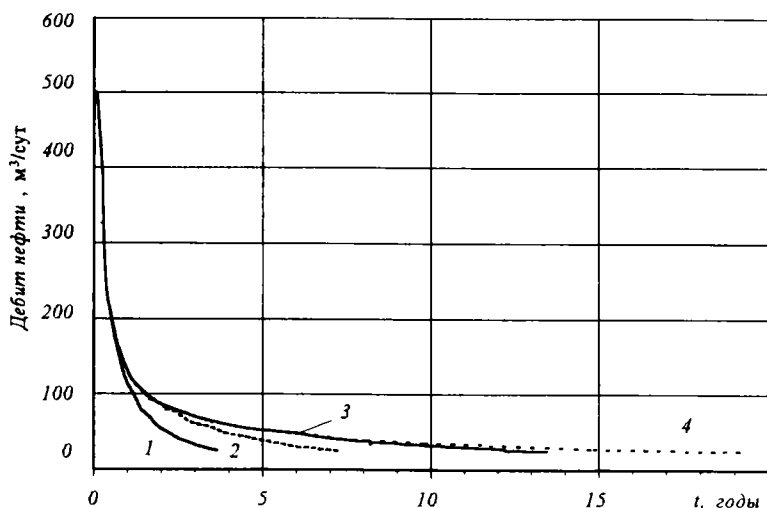


Рис. 3.6. Дебиты скважины по нефти для условий месторождения, подобного TWGP.

1 - вариант 11a,  $L = 600$  м; 2 - вариант 11b,  $L = 1200$  м  
2 - вариант 11c,  $L = 2400$  м; 3 - вариант 11d,  $L = 4800$  м

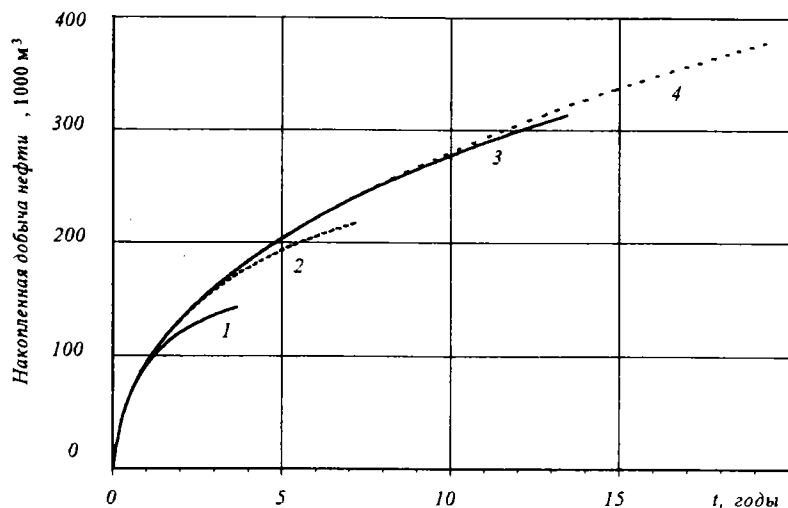


Рис. 3.7. Накопленная скважиной добыча нефти для условий месторождения, подобного TWGP.

1 - вариант 11a,  $L = 600$  м; 2 - вариант 11b,  $L = 1200$  м  
2 - вариант 11c,  $L = 2400$  м; 3 - вариант 11d,  $L = 4800$  м

Такие ступенчатые изменения безгазового дебита сказываются соответствующим образом на динамике некоторых других показателей разработки. На сегодня отсутствует алгоритм задания наперед на скважине плавной зависимости от времени безгазового критического дебита. Поэтому позже стали изменять дебит более плавно – при превышении газовым фактором допустимого значения на 2% дебит снижается на 2%.

Из представленных зависимостей особо следует остановиться на рис.3.6. Отсюда следует, что критические безгазовые дебиты имеют серьезный недостаток, связанный с резким снижением их во времени.

Для TWOP приведем только два рисунка – рис.3.8 и 3.9. Рис.3.8 показывает, что в случае TWOP критические безгазовые дебиты уменьшаются во времени не столь резко, как в случае TWGP. Из рис.3.9 видно, что здесь расстояние  $L$  оказывает более сильное влияние на динамику накопленной добычи нефти.

### Влияние начального дебита на показатели разработки

В предшествующем изложении горизонтальная скважина дренирует оторочку TWOP с начальным дебитом  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ , вместо допустимого критического безгазового в  $4000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Представляет интерес рассмотреть зависимость конечных показателей эксплуатации скважины при различных начальных дебитах нефти. Для определенности зафиксируем расстояние между рядами скважин  $L=1200 \text{ м}$ .

Таблица 3.4

Сравнение показателей разработки при различных начальных дебитах для условий месторождения, подобного TWOP.  $L = 1200 \text{ м}$

Показатели	Варианты			
	22-3b	22b	22-4b	22-1b
Начальный дебит, ст. $\text{м}^3/\text{сут}$	250	500	2000	4000
Время прорыва газа, сут	2514	852	41,5	8,7
Время разработки, годы	14,1	11,7	10,9	10,9
Максимальная обводненность, %	51,6	51,2	48,7	48,7
Конечная обводненность, %	40,7	38,3	35,7	36,9
Накопленная добыча нефти, $10^3 \text{ ст.м}^3$	592	565	553	551
Нефтеотдача, %	39,4	37,6	36,8	36,7

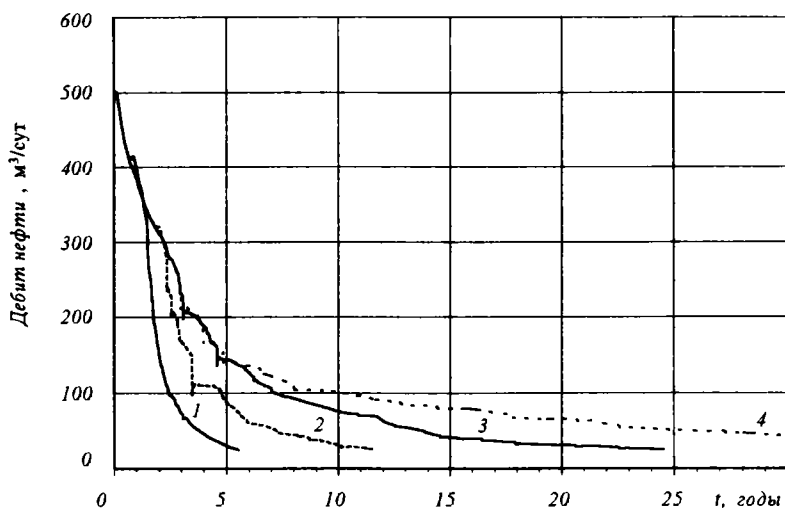


Рис. 3.8. Динамика дебитов скважины по нефти для условий месторождения, подобного TWOP.

1 — вариант 22а,  $L = 600$  м; 2 — вариант 22б,  $L = 1200$  м  
 2 — вариант 22с,  $L = 2400$  м; 3 — вариант 22д,  $L = 4800$  м

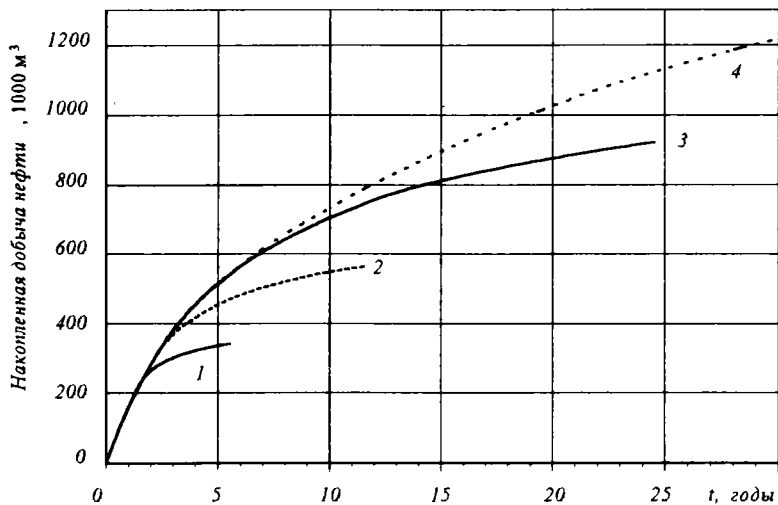


Рис. 3.9. Накопленная скважиной добыча нефти для условий месторождения, подобного TWOP.

1 — вариант 22а,  $L = 600$  м; 2 — вариант 22б,  $L = 1200$  м  
 2 — вариант 22с,  $L = 2400$  м; 3 — вариант 22д,  $L = 4800$  м

Результаты расчетов для разных начальных дебитов представлены в табл. 3.4. Очевидной здесь является зависимость времени прорыва газового конуса к забою скважины от начального дебита нефти. Чем меньше начальный дебит, тем дольше скважина эксплуатируется в безгазовом режиме.

С точки зрения конечной нефтеотдачи, целесообразно дренировать нефтяную оторочку в шадящем режиме. Такой режим положительно сказывается и на динамике скважины по нефти. Согласно рис. 3.10, при начальном дебите  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$  в последующем дебит по нефти снижается не столь резко, как в случае, например, задания начального дебита равным  $4000 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Достоинством такой динамики является, например, то обстоятельство, что нефтесборные сети и сепарационное оборудование не проектируются на пиковые, кратковременные дебиты.

Вместе с тем, заниженные начальные дебиты по нефти имеют и отрицательную сторону, о чем свидетельствует рис. 3.11. Отсюда вытекает, что при начальном дебите  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$  имеем замедленную зависимость от времени накопленной добычи нефти. Это означает, что позже будут окупаться капиталовложения. На данный фактор времени обращают особое внимание западные нефте-, газодобывающие фирмы, что теперь будет значимым и для отечественных предприятий.

### **Зависимость показателей разработки от расстояния между скважинами в ряду**

Теперь исследуем степень влияния на показатели разработки другой составляющей понятия плотности сетки - расстояния между скважинами в ряду.

Итак, для определенности предполагается, что имеем цепочки из горизонтальных скважин и эти ряды скважин отстоят друг от друга на расстоянии  $L$ . Расстояние между скважинами в ряду обозначим через  $D$ . Зафиксируем расстояние  $L=1200 \text{ м}$  и присвоим номера Т-01, Т-02, Т-03 и Т-04 вариантам, в которых  $D$  равняется соответственно  $500 \text{ м}$ ,  $1000 \text{ м}$ ,  $2000 \text{ м}$  и  $4000 \text{ м}$ . Ранее рассмотренный вариант 22с применительно к TWOP соответствует случаю, когда  $D=0 \text{ м}$ . Во всех вариантах начальный дебит по нефти равняется  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Указанные варианты исследованы с использованием трехмерной трехфазной математической модели. Результаты расчетов представлены в табл. 3.5. Анализ этих данных позволяет отметить следующее.

Увеличение расстояния  $D$  приводит к росту удельных запасов нефти на одну скважину. Поэтому с возрастанием расстоя-

ния  $D$  увеличивается время прорыва газового конуса к скважине.

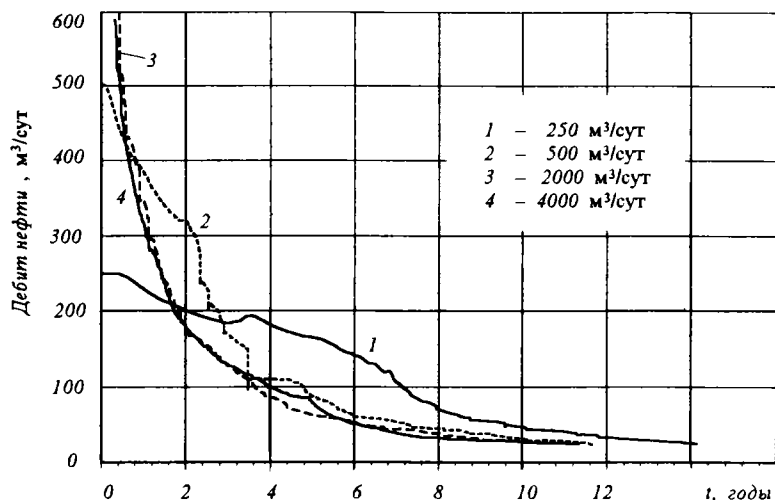


Рис. 3.10. Динамика дебитов скважины по нефти для условий месторождения, подобного TWOP.

1 – вариант 22b; 2 – вариант 22-1b; 3 – вариант 22-3b; 4 – вариант 22-4b

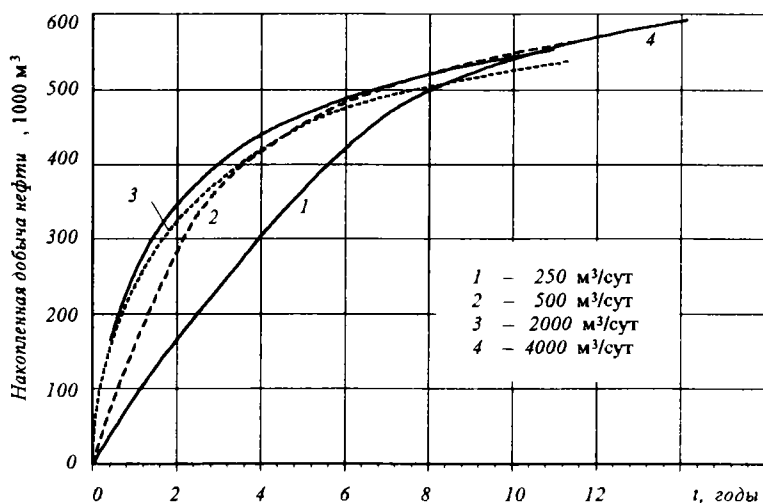


Рис. 3.11. Накопленная скважиной добыча нефти для условий месторождения, подобного TWOP.

1 – вариант 22b; 2 – вариант 22-1b; 3 – вариант 22-3b; 4 – вариант 22-4b

Таблица 3.5

Влияние расстояния  $D$  между скважинами в ряду на показатели разработки для условий месторождения, подобного TWOP

Показатели	Варианты			
	T-01	T-02	T-03	T-04
Расстояние между скважинами $D$ , м	500	1000	2000	4000
Время прорыва газа, сут	2748	4151	6806	10159
Время разработки, годы	30	30	30	30
Максимальная обводненность, %	51,1	53,6	51,7	51,8
Конечная обводненность, %	48,8	45,3	51,7	44,6
Накопленная добыча нефти, $10^3$ ст.м <sup>3</sup>	1709	2221	2704	2915
Нефтеотдача, %	28,5	24,7	18,0	10,8

Ситуация с ростом расстояния  $D$  аналогична случаям увеличения расстояния  $L$ . А именно, с возрастанием расстояния между скважинами в ряду  $D$  увеличивается накопленная добыча нефти и сокращается КИН. Эти зависимости с противоположными тенденциями отражены в графической форме на рис. 3.12.

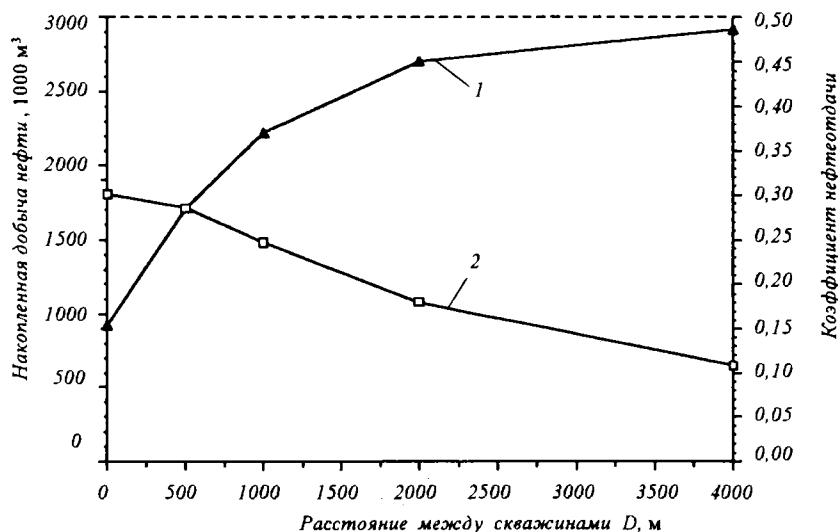


Рис. 3.12. Накопленная добыча нефти и нефтеотдача, как функции расстояния между скважинами

1 – накопленная добыча нефти, 2 – нефтеотдача



## Горизонтальные скважины в пласте с неизменными запасами

Допустим, имеется арендный участок нефтегазовой залежи типа TWOP квадратный в плане с размерами сторон 3162 м. Этот участок решено разрабатывать четырьмя горизонтальными скважинами длиной 500 м с начальным дебитом по нефти равным 4000 м<sup>3</sup>/сут. Встает вопрос: как лучше разместить скважины в пределах рассматриваемого участка? В отличие от предыдущих случаев, изменение местоположения скважины, например, по отношению к центру квадрата не приводит к росту удельных запасов нефти, приходящихся на одну скважину.

В исследованных вариантах расстояние от центра квадрата до начала горизонтального ствола задавалось равным 250 м, 300 м и 1018 м. В этих вариантах КИН соответственно составил 23,8%; 26,1%; и 25,7%, т.е. отличия не столь значительны. Следовательно, например, допустимо разместить эти скважины в непосредственной близости от платформы или сократить затраты на бурение в связи с бурением скважин меньшей суммарной длины.

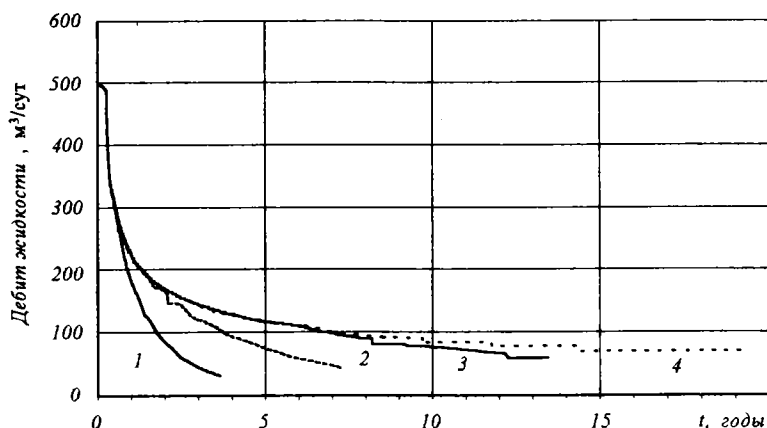


Рис. 3.13. Зависимости от времени дебита скважины по жидкости для месторождения типа TWGP

1 — вариант 11а,  $L = 600$  м; 2 — вариант 11б,  $L = 1200$  м;  
3 — вариант 11с,  $L = 2400$  м; 4 — вариант 11д,  $L = 4800$  м

## О безводных дебитах

Ранее оперировали понятием критического безгазового дебита нефти. Однако не следует забывать, что всегда добывается обводненная продукция, так как прорыв водяного конуса — неизбежный процесс. Поэтому более строго говорить о критических

безгазовых дебитах жидкости (нефть + вода). А зависимости их от времени уже не такие резко уменьшающиеся. Так на рис. 3.13 и 3.14, в качестве примера, указанные зависимости представлены применительно к TWGP и TWOP.

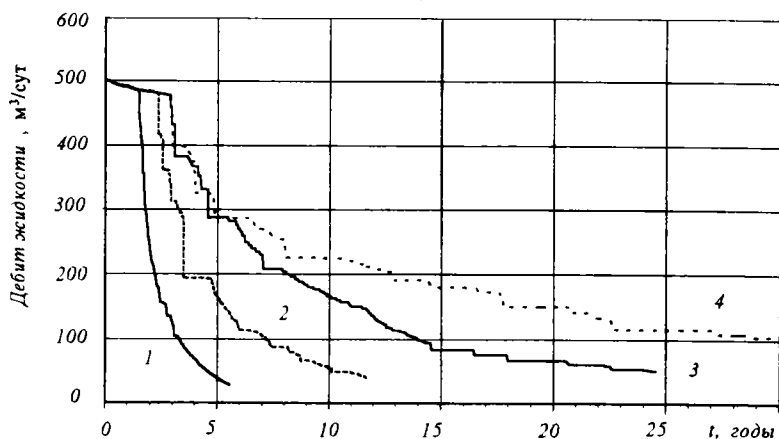


Рис. 3.14. Зависимости от времени дебита скважины по жидкости для месторождения типа TWOP

1 — вариант 22а,  $L = 600$  м; 2 — вариант 22б,  $L = 1200$  м;  
3 — вариант 22с,  $L = 2400$  м; 4 — вариант 22д,  $L = 4800$  м

Отсюда следует, что резкое снижение дебитов горизонтальных скважин по нефти во времени объясняется не только стремлением избежать прорыва газового конуса. На снижение дебита по нефти влияет также обводнение продукции за счет водяного конуса.

## Контрольные вопросы

1. Какие технологические режимы эксплуатации скважин решают задачи регулирования разработки?
2. Какие технологические режимы эксплуатации скважин являются результатом решения оптимизационных задач?
3. Объясните связь технологических режимов эксплуатации скважин с повышением компонентоотдачи пласта.
4. Могут ли пересматриваться и изменяться в процессе разработки технологические режимы эксплуатации скважин?
5. Почему режим критических безгазовых дебитов стал практически приемлемым?
6. В чем причина снижения во времени безгазовых дебитов в случае дренирования подошвенной нефтяной оторочки?

### **СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

---

#### **1. СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Рациональное размещение скважин на продуктивной площади имеет большое значение. На рассматриваемом газовом (газо-конденсатном) месторождении могут быть приняты различные сетки размещения скважин. Сетка размещения скважин существенно влияет на все технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла. Рациональная система размещения скважин обосновывается технико-экономическими расчетами. Расчетам и анализу подвергаются различные возможные схемы размещения скважин на площади газонасности.

В теории и практике разработки месторождений природных газов широкое распространение получили следующие системы размещения скважин.

1. Равномерное размещение по квадратной или треугольной сетке (рис. 4.1).

2. Размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек скважин (рис. 4.2 и 4.3).

3. Размещение скважин в центральной (сводовой) части залежи (рис. 4.4).

4. Размещение скважин в виде кустов (рис. 4.5).

5. Неравномерное размещение скважин на площади газонасности (рис. 4.6).

С точки зрения теории проектирования разработки газовых месторождений, под равномерной сеткой понимается такая система размещения скважин на площади газонасности, когда в процессе разработки не образуется депрессионной воронки, т.е. пластовые давления вдали от каждой скважины примерно одинаковы и близки к среднему пластовому давлению на соответствующий момент. Тогда динамика дебитов газовых скважин определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом.

Следовательно, геометрически равномерное размещение скважин на площади газонасности удовлетворяет отмеченному условию лишь при достаточной однородности пласта по коллекторским свойствам. В случае существенной неоднородности пласта под равномерной сеткой размещения газовых скважин можно понимать та-

кую, при которой приближенно выполняется соотношение (Г.А. Зотов, 1966)

$$\frac{q_1}{\tilde{\alpha}\Omega_1} = \frac{q_2}{\tilde{\alpha}\Omega_2} = \dots = \frac{q_n}{\tilde{\alpha}\Omega_n} = const \quad (4.1)$$

Здесь  $q_i$  – дебит  $i$ -й скважины;  $\tilde{\alpha}\Omega_i$  – газонасыщенный объем дренирования  $i$ -й скважины.

При переменных во времени дебитах в (4.1) подставляются значения соответствующих добытых количеств газа по каждой скважине.

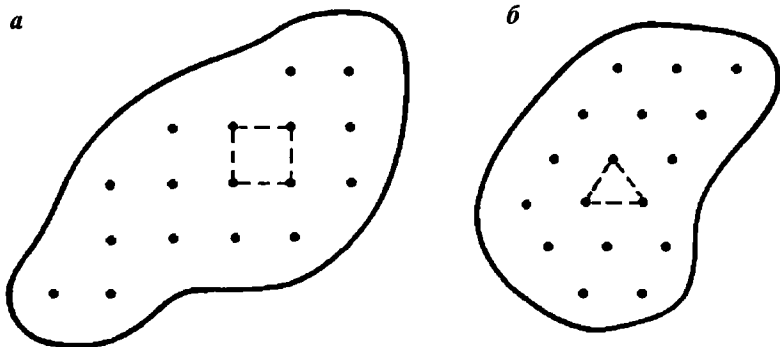


Рис. 4.1. Схемы размещения скважин по равномерной сетке :  
а - квадратная; б - треугольная сетка



Рис. 4.2. Схема размещения добывающих скважин в виде цепочки

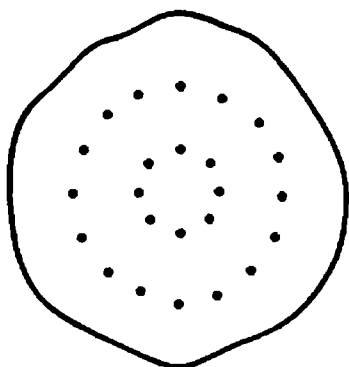


Рис. 4.3. Схема размещения скважин в виде кольцевых батарей

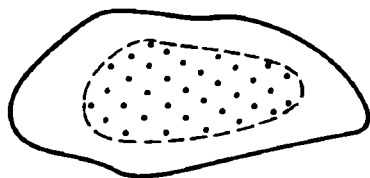


Рис. 4.4. Схема размещения добывающих скважин в центральной (сводовой) части залежи

Рис. 4.5. Схема размещения скважин в виде кустов

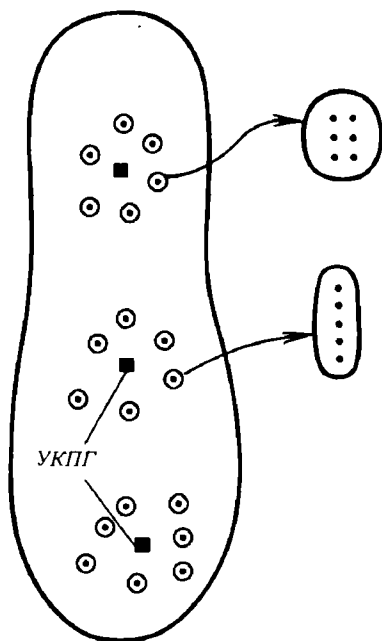
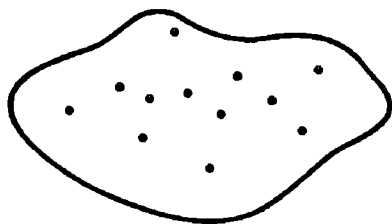


Рис. 4.6. Схема размещения скважин по неравномерной сетке



При разведке газовых и газоконденсатных месторождений для изучения их геологического строения бурят определенное число разведочных скважин, зависящее от степени неоднородности продуктивных отложений по коллекторским свойствам, от тектонического строения месторождения, его конфигурации и других факторов. С вводом месторождения в разработку большинство разведочных скважин переводится в добывающие. Следовательно, размещение разведочных скважин может значительно влиять на систему размещения добывающих скважин. Поэтому на практике наиболее распространена схема неравномерного размещения скважин на площади газоносности. В общем случае первые три схемы "искажаются" системой

разведочных скважин. Иногда потребное число газовых скважин для разработки месторождения оказывается меньше числа разведочных скважин, переводимых в добывающие. Следовательно, здесь система размещения разведочных скважин целиком определяет соответствующие технико-экономические показатели разработки месторождения. Такое положение довольно часто создается при разведке и разработке небольших по запасам месторождений природных газов.

На сетку размещения добывающих скважин влияют поверхностные условия. На газовых месторождениях севера Тюменской области лимитирующим фактором в определенной мере служит заболоченность части территории промысла. На сетку скважин Оренбургского месторождения повлияли населенные пункты, сельскохозяйственные угодья, а также пойменная зона р. Урал (с точки зрения интересов рыбного хозяйства). Аналогична ситуация на Астраханском месторождении.

Необходимое число газовых скважин для обеспечения плана добычи газа, как правило, с течением времени увеличивается (см. рис. 2.37). При выборе, например, равномерной системы размещения скважин сетку скважин устанавливают исходя из необходимости размещения на площади газоносности потребного проектного числа скважин на определенный момент (на конец периода постоянной добычи газа или на конец бескомпрессорного периода). Тогда в любой другой момент сетка скважин будет отличаться от равномерной в связи с постоянным добуриванием скважин. Поэтому классификация первых трех систем размещения скважин в определенной мере условна. Введение рассматриваемой классификации системы размещения скважин оправдало себя при создании методов определения показателей разработки газовых месторождений.

## **2. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ РАССМАТРИВАЕМЫХ СИСТЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ**

Рассмотрим кратко, в каких случаях какой системе можно отдать предпочтение.

1. Равномерное размещение скважин рекомендуется при разработке газовых (газоконденсатных) месторождений в условиях газового режима и значительной однородности продуктивного пласта по коллекторским свойствам. В этих условиях при равномерном размещении скважин на площади газоносности пластовые давления в каждый момент изменяются от точки к точке пласта незначительно и близки к среднему пластовому давлению. Дебиты газовых скважин, при прочих равных условиях, определяются пластовым давлением. Поэтому дебиты газовых скважин при равномерном их размещении больше, чем при других сетках (при прочих равных условиях и одно-

родности пласта по коллекторским свойствам). Это означает, что и необходимое число скважин для разработки месторождения оказывается минимальным.

При равномерной сетке размещения давления на устьях скважин близки между собой и падают медленнее, чем при других схемах размещения скважин. Следовательно, при равномерном размещении скважин месторождение может дольше разрабатываться без дожимной компрессорной станции, а потребная мощность ее возрастает во времени медленнее. При рассматриваемой схеме размещения скважин отодвигается необходимость ввода установок искусственного холода. Вместе с тем при равномерном размещении скважин увеличивается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

На основе проведенных исследований Е.М. Минский сделал следующий вывод относительно равномерной сетки размещения скважин на площади газоносности. Пусть на месторождении прямоугольной формы и однородном по коллекторским свойствам рассматриваются системы равномерного размещения скважин (рис. 4.7). В этом случае увеличение числа скважин в равномерной сетке уменьшает коэффициент фильтрационного сопротивления  $A$  в уравнении притока газа к скважине. Коэффициент фильтрационного сопротивления  $B$  практически не зависит от числа скважин. Следовательно, один и тот же дебит скважин схемы *в* (см. рис. 4.7) будет получаться при меньшей депрессии на пласт, чем в схемах *а* и *б*. При этом все скважины схемы *в* находятся в одинаковых условиях, т.е. при сделанном допущении об однородности пласта по коллекторским свойствам эксплуатируются при одинаковых дебитах.

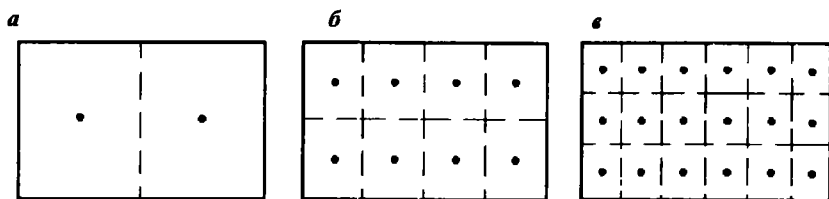


Рис. 4.7. Схема уплотнения сетки скважин

Естественно, что увеличение числа скважин при сохранении их дебитов приводит к более быстрому истощению газовой залежи. Итак, увеличение числа скважин на газовом месторождении определяет непрерывное увеличение отбора газа из месторождения.

В.В. Савченко отмечает, что при относительно длительном разбуривании месторождения последующие скважины характеризуются меньшей продуктивностью [256]. Одна из причин состоит в ухудшении условий бурения, заканчивания, цементирования и освоения

скважин в условиях снижающихся пластовых давлений.

Постоянное число скважин может обеспечить постоянный отбор газа из месторождения лишь при увеличении в скважинах депрессии на пласт (в связи с расходом упругой энергии в процессе разработки газового месторождения). Сделанные здесь выводы не касаются случаев резкого изменения геометрии фильтрационных потоков при увеличении числа скважин на площади газоносности.

Считается, что при равномерном размещении скважин в условиях водонапорного режима будут интенсивнее обводняться скважины и месторождение (к вопросу о равномерном размещении скважин при возможном проявлении водонапорного режима мы вернемся позже).

С точки зрения теории разработки месторождений природных газов рассматриваемая схема размещения скважин наиболее проста. Расчетные методы определения показателей эксплуатации для данной схемы также наиболее просты и разработаны.

2. Размещение скважин в виде цепочки впервые было рекомендовано Б.Б. Лапуком, В.П. Савченко, А.Л. Козловым и осуществлено Н.В. Черским на Султангуловском газовом месторождении (Оренбургская область) в 1947 г. Необходимость размещения скважин цепочкой вызвана здесь тем, что Султангуловское месторождение сильно вытянуто в плане (см. рис.2.1). Размещение скважин в виде цепочки использовано также при создании и эксплуатации некоторых подземных хранилищ газа. Такая же схема размещения скважин рекомендована в первоначальном проекте разработки Вуктыльского месторождения.

Размещение скважин в виде кольцевых батарей или цепочек используется при проектировании систем разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа или воды.

При размещении скважин в виде кольцевых батарей или цепочек быстрее (чем при равномерном размещении) падают забойные и устьевые давления и дебиты скважин, раньше требуется ввод дополнительных скважин для разработки месторождения. Газосборные системы и промысловые коммуникации при рассматриваемой системе размещения отличаются компактностью.

При проектировании разработки месторождения Медвежье рассматривался вариант размещения скважин в виде батарей вдоль длинной оси месторождения (аналогично рис. 4.5). Скважины, подключаемые к УКПГ, размещаются на площади сравнительно небольшого радиуса. В результате создаются условия для безгидратной эксплуатации системы сбора газа (малые длины шлейфов). Такое размещение скважин ускоряет освоение месторождения, сокращает капитальные вложения в систему обустройства промысла.

Подчинение системы разработки месторождения нуждам си-



стемы обустройства промысла представляется спорным. Концентрированные системы размещения скважин, как будет показано в дальнейшем, имеют и негативные стороны.

При значительных глубинах залегания залежей газа перспективно бурение наклонных скважин. Это позволяет концентрировать устья скважин на заданной ограниченной площади промысла и реализовывать требуемую сетку скважин на площади газоносности. Такой подход целесообразен при разработке месторождений природных газов в шельфовых зонах и некоторых валанжинских залежей газа месторождений Тюменской области.

3. Обосновывается и подтверждается расчетами целесообразность размещения добывающих скважин в наиболее продуктивных зонах месторождения (С.С. Гацулаев, А.Л. Козлов, А.С. Малых, Р.М. Миклин, Е.М. Минский, Р. Хессинг и др. ), в частности, в центральной, купольной части месторождения. Такая система размещения скважин рекомендована в проектах разработки газовых месторождений – Северо-Ставропольского, Газлинского, Шелбелинского, Медвежьего, Уренгойского и других (рис. 4.8, 4.9). Центральная часть Уренгойского месторождения разбуривается кустами скважин. В одном кусте несколько скважин, расположенных друг от друга на расстоянии 50 - 70 м, расстояние между кустами составляет около 1,5 км.

Основные доводы в пользу названной системы размещения скважин следующие. Предполагается, что при размещении скважин в центральной части месторождения (часто в “сухом поле”, т.е. там, где отсутствует контурная вода) продлевается период безводной эксплуатации скважин. Нередко коллекторские свойства пласта ухудшаются к периферии месторождения. Поэтому размещение скважин в более продуктивной части месторождения обеспечивает вначале большие дебиты. Однако конечное необходимое число скважин для разработки месторождения, время ввода в эксплуатацию и потребная мощность ДКС зависят от “глубины” сформировавшейся общей депрессионной воронки (рис. 4.10). Следовательно, существует оптимальная зона разбуривания, обеспечивающая наилучшие технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Для сопоставления рассматриваемых систем размещения скважин проанализируем следующий гипотетический случай разработки месторождения.

Предположим, месторождение имеет круговую форму. Пласт однороден по коллекторским свойствам. Режим месторождения газовый. Рассматриваются три возможные системы размещения скважин.

1. Равномерное размещение на площади газоносности.
2. Однобатарейное размещение.
3. Размещение скважин в центральной зоне.

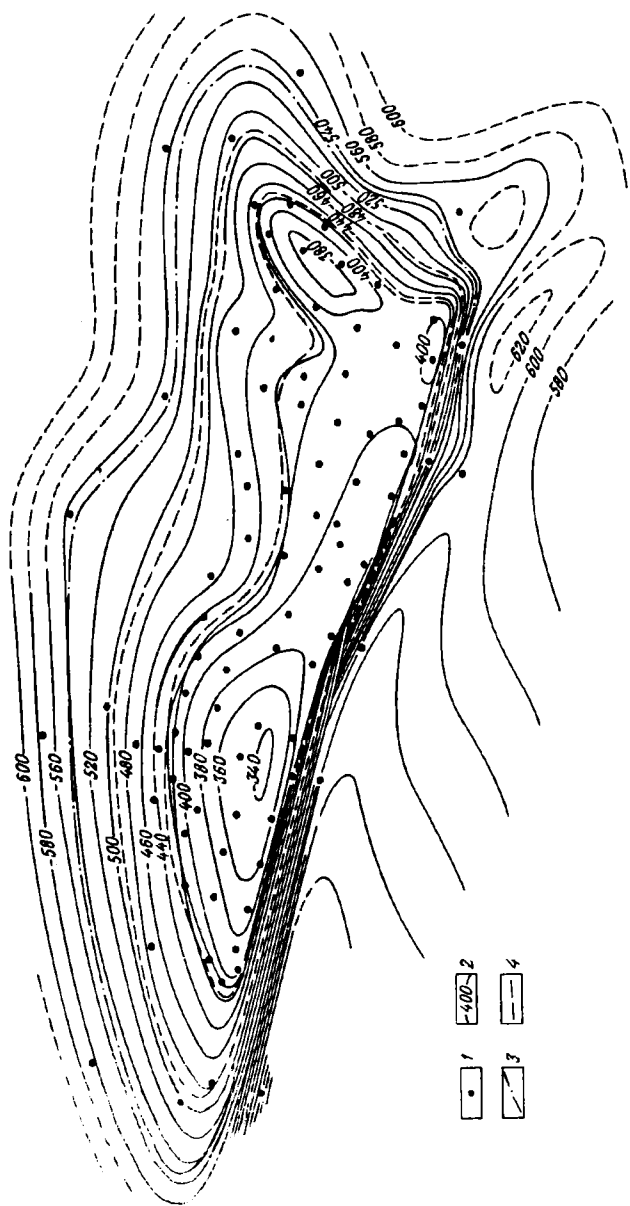


Рис. 4.8. Карта размещения проектных скважин IX горизонта месторождения Газли (по проекту разработок 1960 г.).  
1 — добывающие скважины; 2 — изогипсы по кровле пласта; 3, 4 — внешний и внутренний контур газонасыщенности соответственно

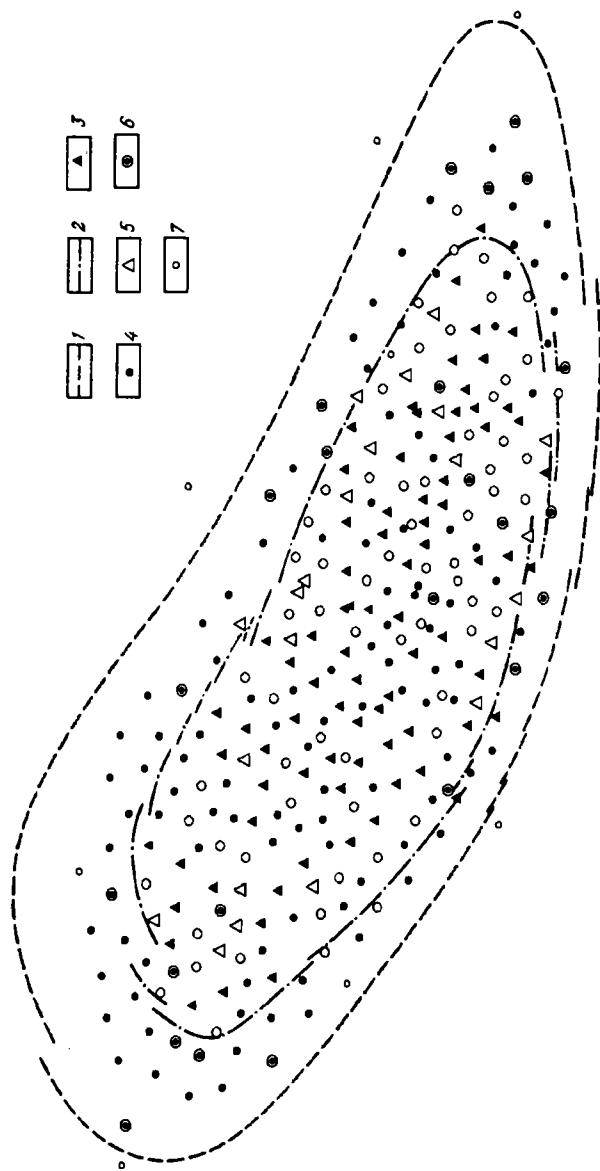
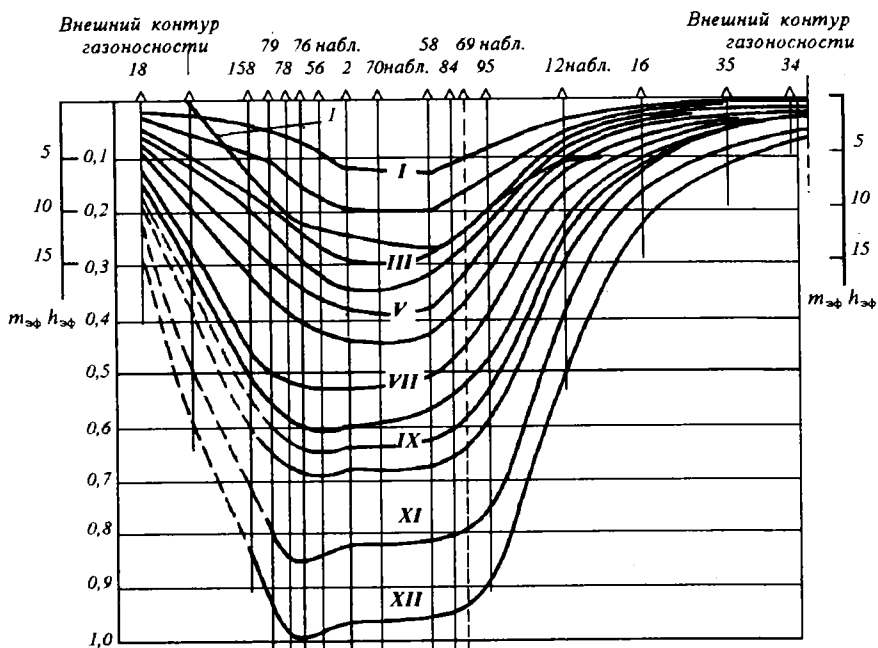


Рис. 4.9. Карта размещения существующих и проектных скважин на свиту медистых песчаников (СМП) Шебелинского месторождения

(по уточненному проекту разработки 1964 г.).

1, 2 – внешний и внутренний контур газоносности соответственно; 3, 4 – добывающие и проектные скважины соответственно; 5 – проектные скважины на СМП-НАГ; 6 – наблюдательные скважины; 7 – пьезометрические скважины



$\Delta p = p_n - p(t)$ , МПа

Рис. 4.10. Формирование во времени депрессионной воронки на Северо-Ставропольском месторождении [173]

I – 20/XII 1957 г., XII – 20/IX 1961 г.; I – линия распределения параметра  $m_{эф} h_{эф}$  ( $m_{эф}$  – коэффициент эффективной пористости;  $h_{эф}$  – эффективная толщина)

Скважины во всех вариантах размещения эксплуатируются при одинаковых допустимых депрессиях на пласт. Сопоставим распределения давления в пласте для трех вариантов размещения скважин на момент, когда отобрано одинаковое количество газа. На рис. 4.11 схематично изображены профили давления для рассматриваемых систем размещения скважин на гипотетическом месторождении.

Для всех трех вариантов размещения скважин имеем одинаковое среднее пластовое давление  $\bar{p}$  (отобрано одинаковое количество газа в каждом варианте). Однако забойные давления при этом могут существенно различаться. Из рис. 4.11 следует, что забойные давления при равномерном размещении скважин больше, чем при батарейном  $p_{с.б}$  и центральном расположении скважин  $p_{с.ц}$ , т.е.

$$p_{с.р} > p_{с.б} > p_{с.ц} \quad (4.2)$$

В зависимости от соотношения радиуса батареи и радиуса области центрального размещения скважин это неравенство может иметь вид

$$p_{с.р} > p_{с.ц} > p_{с.б} \quad (4.3)$$

Это приводит к более быстрому снижению дебитов скважин, раннему вводу в эксплуатацию ДКС, установок искусственного холода для вариантов с батарейным и центральным размещением скважин. Вследствие большей интерференции скважин для двух последних сеток (при одинаковой депрессии) дебиты скважин будут меньше, а необходимое их число больше, чем при равномерном размещении скважин.

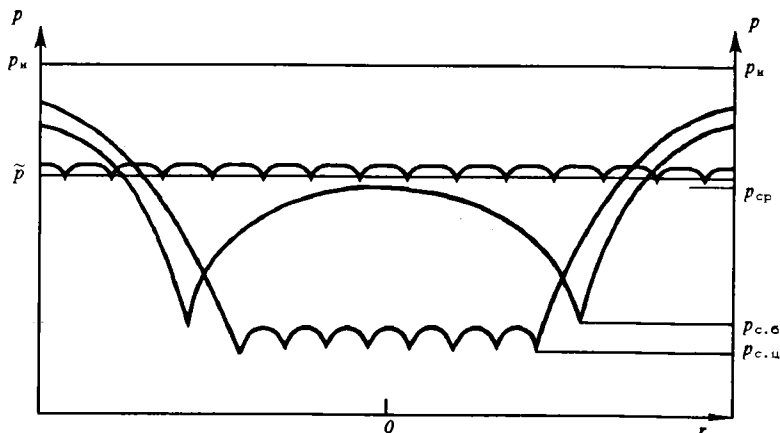


Рис. 4.11. Профили пластового давления для вариантов равномерного, батарейного и центрального размещения скважин на залежи, однородной по коллекторским свойствам (при одинаковом добытом количестве газа)

Если коллекторские свойства пласта улучшаются к своду структуры, то, например, при размещении скважин в центральной зоне необходимое число скважин может получиться меньше по сравнению с другими вариантами. Если число батарей увеличить, то показатели этого варианта разработки могут оказаться лучше, чем показатели размещения скважин в центральной зоне. При значительном числе батарей сетка размещения скважин приближается к равномерной и т.д.

Таким образом, если на некотором рассматриваемом месторождении ожидается газовый режим, то, как правило, нельзя заранее предугадать, какая из возможных систем размещения скважин будет эффективнее. Лишь проведение газодинамических и технико-экономических расчетов может выявить оптимальную

систему разработки газового месторождения с соответствующим размещением скважин.

### 3. УЧЕТ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОЯВЛЕНИЯ ВОДОНАПОРНОГО РЕЖИМА

При водонапорном режиме для выбора оптимальной системы размещения скважин на площади газоносности также следует определить газогидродинамические и технико-экономические показатели различных систем размещения скважин. Однако в этом случае существенно усложняются газогидродинамические методы расчета.

При водонапорном режиме задача усложняется в связи с необходимостью детальной геологической информации о строении месторождения, коллекторских свойствах пласта и их изменении по площади залежи и толщине пласта. Получение подобной достоверной информации при незначительном числе газовых скважин на ранних стадиях проектирования - сложная задача, так как не удастся достаточно точно изучить газовую залежь, а сведения о водонапорном бассейне бывают весьма ограничены.

При водонапорном режиме предпочтение нельзя отдать сразу ни одной из рассматриваемых систем размещения скважин на площади газоносности. Распространенное мнение о преимуществе размещения скважин в центральной части залежи при водонапорном режиме не всегда оправдано.

Для примера рассмотрим гипотетическую залежь, подстигаемую контурной водой. Коллекторские свойства залежи неоднородны по толщине пласта. Проанализируем две системы размещения скважин на залежи - равномерную и в центральной зоне (рис. 4.12, а, б). Пусть при размещении скважин в центральной зоне скважины полностью вскрыли продуктивную толщу (рис. 4.12, б), а при равномерном размещении скважин толщина вскрыта так, как показано на рис. 4.12, а.

Из рис. 4.12, а, б следует, что скважины, размещенные в центральной зоне, подвергаются большей опасности быстрого обводнения по пропластку В, чем при равномерном размещении. В то же время сопоставляемые схемы размещения примерно равноценны, например, в отношении обводнения по пропластку А. Следовательно, при водонапорном режиме имеет значение не только система размещения скважин на площади газоносности, но и характер размещения их на структуре и особенности вскрытия продуктивных отложений. Так, на месторождениях газа севера Тюменской области, согласно исследованиям О.Ф. Андреева, С.Н. Бузинова, Н.А. Букреевой, Н.Г. Степанова, Л.С. Темина, О.Ф. Худякова (1974) применяется схема дифференцированного по разрезу дренирования пласта (рис. 4.13).

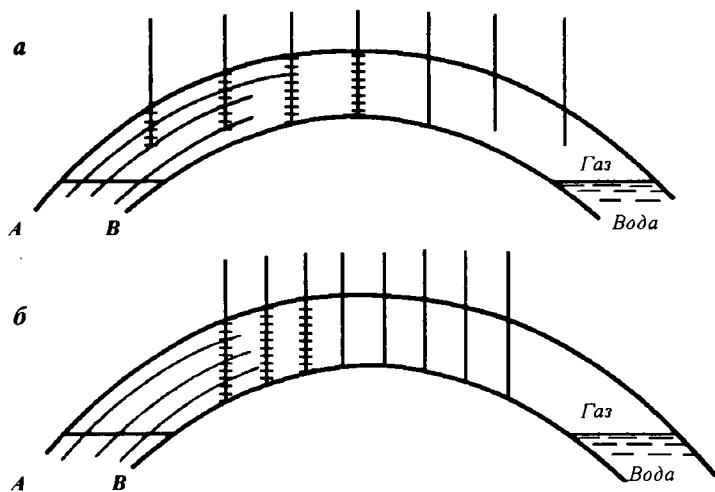


Рис. 4.12. Схемы равномерного размещения скважин с избирательным вскрытием (а) и размещения совершенных по степени вскрытия скважин в центральной зоне (б)

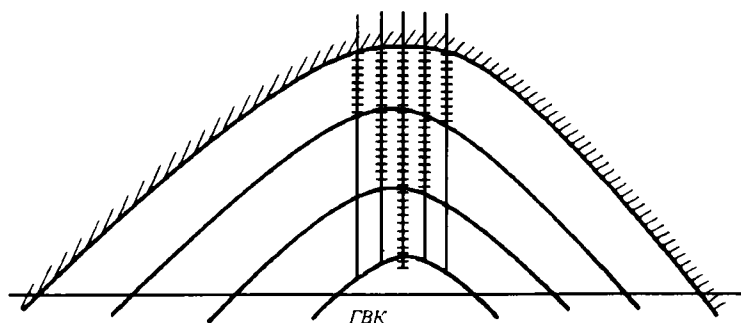


Рис. 4.13. Схема дифференцированного дренирования водоплавающей залежи при кустовом размещении скважин

Равномерная система размещения скважин (не обязательно, как отмечалось, геометрически правильная сетка) может иметь и другие преимущества перед системой размещения в центральной зоне. В результате более высоких пластовых давлений в первом случае дебиты скважин могут оказаться большими (на момент равенства отобранных количеств газа), необходимое число скважин – меньшим. По этой же причине в первом случае увеличивается продолжительность бескомпрессорного периода эксплуатации.

Система равномерного размещения скважин на площади га-

зональности при водонапорном режиме (как и при газовом) может оказаться предпочтительной при резкой литологической изменчивости продуктивных отложений. Эта система способствует приобщению к дренированию выклинивающихся пластов и пропластков, увеличению конечного коэффициента газоотдачи. Поэтому скважины первой очереди (необходимые для осуществления опытно-промышленной эксплуатации) следует располагать по достаточно равномерной сетке. Затем по мере изучения месторождения последующие скважины сосредотачиваются в более продуктивных зонах и зонах с наибольшими удельными запасами газа.

При размещении скважин в центральной или иной продуктивной зоне в процессе разработки образуется общая депрессионная воронка. В начальный период разработки эта депрессионная воронка может способствовать отдалению момента обводнения скважин. Затем вода по мере поступления в залежь попадает в область все больших градиентов пластового давления. Это может в определенные моменты ускорить обводнение скважин и осложнить процесс разработки месторождения. Наибольшие осложнения возникают при неравномерном по толщине пласта продвижении воды в залежь.

При любой системе размещения скважин на площади газональности необходимо выявить возможность неравномерного дренирования продуктивных отложений по толщине. Путем специальных исследований и работ по интенсификации притока газа к скважинам следует стремиться к приобщению всего продуктивного разреза к разработке. Это предотвратит преждевременное обводнение и выбытие некоторых скважин из эксплуатации, будет способствовать получению наибольшего коэффициента газоотдачи, а также повышению дебитов скважин и замедлению темпов падения их во времени.

Только учет всей наличной информации, исследование различных вариантов размещения скважин на площади газональности обеспечат обоснованный выбор оптимальной системы разработки месторождения.

При качественном анализе систем размещения скважин мы не затронули неравномерную систему размещения, так как в зависимости от числа скважин, характера размещения их на площади газональности она имеет те или иные особенности рассмотренных систем размещения.

#### 4. РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

Все сказанное целиком относится и к газоконденсатным месторождениям при разработке их в режиме истощения. Отметим



только, что варианты размещения скважин, приводящие к образованию “глубокой” общей депрессионной воронки, с точки зрения конденсатоотдачи, менее эффективны. В таких случаях годовая добыча конденсата снижается во времени интенсивнее по сравнению с равномерным снижением пластового давления по всей продуктивной площади [123].

Относительно размещения добывающих и нагнетательных скважин на газоконденсатном месторождении, разрабатываемом с поддержанием пластового давления обратной закачкой сухого газа в пласт (сайклинг-процесс), имеются определенные рекомендации. Согласно работе [211], цепочки или батареи добывающих и нагнетательных скважин следует располагать на возможно больших расстояниях друг от друга для достижения наибольшего коэффициента охвата процессом вытеснения по площади (см. главу 9, параграф 4). Наилучшие результаты достигаются при размещении скважин, например, вблизи границ пласта. Однако при этом не учитывается предстоящий период разработки месторождения на истощение. Так, скважины, расположенные вблизи границы раздела газ - вода, быстро обводняются. Добавим, что увеличение расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами приводит к значительным потерям давления в пласте, а следовательно, к ретроградным потерям конденсата. Эти недостатки в значительной мере устраняются, если добывающие и

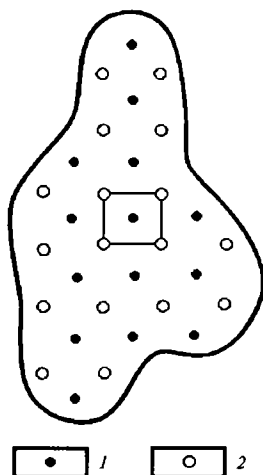


Рис. 4.14. Пятиточечная схема размещения при обратной закачке сухого газа в пласт

1 – нагнетательные; 2 – добывающие скважины

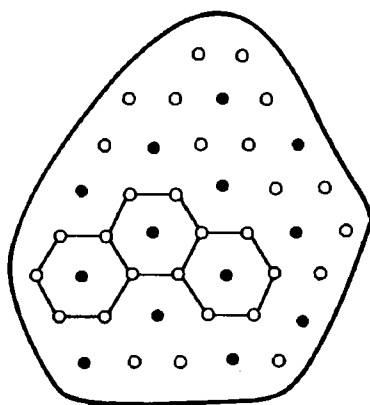


Рис. 4.15. Семиточечная схема расположения скважин при обратной закачке сухого газа в пласт

Обозначения – см. рис. 4.14

нагнетательные скважины при обратной закачке сухого газа располагать так, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений (рис. 4.14, 4.15).

Некоторые исследователи предлагают размещать нагнетательные скважины на своде, а добывающие – на периферии структуры. Считается, что в этом случае за счет разности плотностей сухого и жирного газов можно достичь увеличения коэффициента охвата. Однако расположение добывающих скважин на периферии вследствие неравномерности дренирования по толщине и неоднородности пласта по коллекторским свойствам может привести к преждевременному их обводнению. Размещение же нагнетательных скважин на периферии создает “барьер” давления, который препятствует поступлению воды в залежь.

При поддержании пластового давления закачкой воды в пласт можно рассматривать различные варианты размещения нагнетательных скважин, так же как при разработке нефтяных месторождений. Возможно поддержание пластового давления контурным заводнением и различными разновидностями внутриконтурного заводнения.

Дополнительные сведения о системах размещения скважин при разработке газоконденсатных месторождений излагаются в главе 9, параграф 4.

## 5. О РАЗМЕЩЕНИИ СКВАЖИН НА СТРУКТУРЕ

В понятие рациональности системы разработки включаются вопросы оптимального размещения скважин на площади газоносности и на структуре. Вопросам размещения скважин на продуктивной площади, а отчасти и на структуре уже уделено определенное внимание. Теперь несколько предметнее отразим важность идеи правильного, оптимального расположения скважин на структуре [147].

Сложность проблемы поиска рациональной схемы сайклинг-процесса на Карачаганакском месторождении в свое время была связана с большой толщиной продуктивных отложений и резкой неоднородностью пласта по коллекторским свойствам. Большой этаж продуктивности требует выделения нескольких объектов дренирования и воздействия. Поэтому в качестве геолого-математической модели выбран один характерный блок воздействия, который по своим параметрам соответствует одному из эксплуатационных объектов разработки месторождения Карачаганак.

На данном объекте разработки рассматривается, в частности, вариант системы из чередующихся цепочек эксплуатационных и нагнетательных вертикальных скважин. Вопрос о применении здесь горизонтальных скважин не возникал потому, что вследствие большого этажа продуктивности даже вертикальные скважины

вскрывают по несколько сот метров.

Расчетный элемент представляет собой слоистый пласт, состоящий из 8 пропластков с различными коэффициентами проницаемости и учитывающий наиболее неблагоприятный вариант неоднородности пласта по коллекторским свойствам. Значения коэффициентов проницаемости определены в процессе исследований кернов, выполненных при подсчете запасов Карачаганакского месторождения и составляют сверху вниз: (1,85; 13,0; 1,85; 0,26; 1,85; 130,0; 1,86; 0,26)·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> соответственно.

Каждый из пропластков аппроксимирован 81 расчетной ячейкой (9 x 9) размерностью 200 x 200 м. Толщина каждого пропластка составляет 30 м, коэффициент пористости – 0,1. Коэффициент проницаемости в вертикальном направлении равняется 0,1 проницаемости в горизонтальном направлении. В элементе пласта равномерно размещены две цепочки эксплуатационных и одна цепочка нагнетательных скважин, по три скважины в каждой.

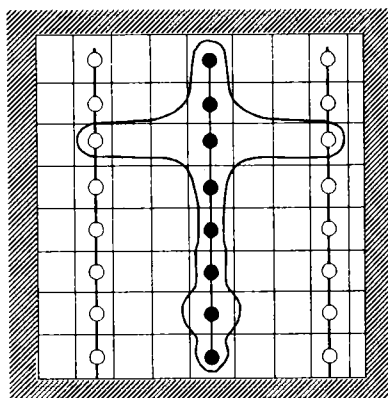
Внешние границы пласта считаются непроницаемыми. До начала разработки в элементе пласта задается распределение давления по барометрическому закону, согласно величине плотности жирного газа в пластовых условиях. В качестве вытесняющего агента принят метан.

Базовый вариант (вариант I) предусматривает полное вскрытие продуктивной толщи в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. В I и последующих вариантах расчеты проводились в два этапа. На первом этапе все скважины являются эксплуатационными, т.е. моделируется режим истощения пластовой энергии. Он продолжается до тех пор, пока среднее давление в пласте не снизится от начального (54,9 МПа) до давления начала конденсации (43 МПа). На втором этапе моделируется полный сайклинг - процесс, т.е. среднее давление в элементе поддерживается на постоянном уровне, достигнутом к концу первого этапа.

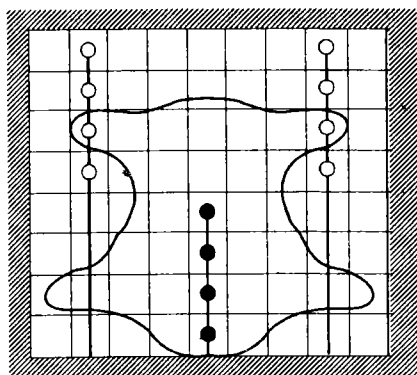
На рис. 4.16 для первого варианта представлен профильный разрез пласта, на котором показано положение фронта вытеснения жирного газа сухим на момент прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины. Отсюда видно, что прорыв сухого газа произошел по пропластку с наибольшей проницаемостью (0,130 мкм<sup>2</sup>). В результате на момент прорыва сухого газа коэффициент охвата пласта процессом вытеснения составил лишь 7,5%. Попытки существенного увеличения коэффициента охвата за счет тех или иных мероприятий, в рамках принятого варианта вскрытия, оказались неудовлетворительными.

Перспективным направлением представляется изменение фильтрационных потоков в благоприятную сторону. Поэтому исследованы II и III варианты, различающиеся характером вскрытия продуктивного пласта в эксплуатационных и нагнетательных сква-

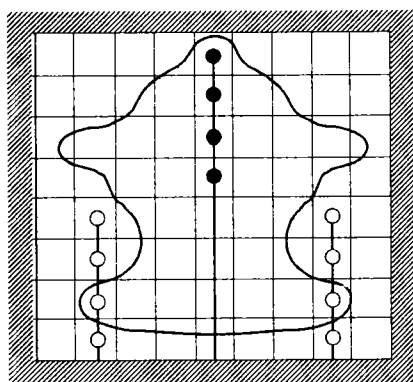
жинах. Так, во II варианте нагнетательные скважины вскрывают четыре верхних пропластка, а эксплуатационные - четыре нижних. В III варианте осуществляется противоположное вскрытие пласта.



Вариант I



Вариант III



Вариант II

Рис. 4.16. Графики положения границ раздела жирного и сухого газов на момент прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины

- - нагнетательная скважина
- - эксплуатационная скважина

Следовательно, рассматриваемые варианты избирательного вскрытия продуктивного пласта и воздействия на процессы добычи и закачки формируют не только латеральные (параллельно напластованию), но и перпендикулярные к напластованию фильтрационные течения.

На рис. 4.16 приведены профили положения границ раздела жирного и сухого газов для I, II, и III вариантов на момент прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины. При сопоставлении видно, что предпочтение следует отдать II и III вариантам.

Так, если в I варианте процессом вытеснения охвачен только высокопроницаемый пропласток, то во II и III вариантах сухой газ проникает в большинство пропластков. В результате существенно (кратно) возрастает коэффициент охвата вытеснением жирного газа сухим. На момент прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины коэффициент охвата во II варианте равняется 41%, а в III варианте – 34%.

Преимущество II варианта по сравнению с III объясняется тем, что различие плотностей сухого и жирного газов затрудняет избирательность прорыва сухого газа в зону дренирования, тогда как в III варианте силы гравитации предопределяют ускоренное всплытие “пузыря” сухого газа в зону дренирования. Следует также отметить, что наличие высокопроницаемого пропластка в зоне зачки при данной сетке разработки улучшает степень равномерности охвата.

Таким образом, высотные отметки интервалов отбора и зачки оказывают существенное влияние на эффективность процесса вытеснения одного флюида другим. Однако, во II и III вариантах требуются большие энергетические затраты на поддержание пластового давления.

Кроме того, в условиях низкопроницаемых коллекторов поддержание пластового давления следует осуществлять на более высоком уровне, чем давление начала конденсации. Это связано со значительными депрессиями на пласт, поддерживаемыми на добывающих скважинах, следствием чего могут быть ощутимые ретроградные потери конденсата.

## 6. СЕТКИ СКВАЖИН И КОМПОНЕНТООТДАЧА В ИЗОТРОПНЫХ И АНИЗОТРОПНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Геологические исследования давно подтверждают тот факт, что многие продуктивные пласты анизотропны по коллекторским свойствам. В особенности это касается карбонатных коллекторов [196, 253, 405].

Известно немало публикаций, которые рассматривают различие проницаемостей вдоль латерали и поперек напластования. Это касается задач установившегося притока газа или нефти к несовершенной по степени вскрытия скважине, формирования газовых и водяных конусов [14, 211, 296, 346]. В связи с широким распространением в практике добычи нефти и газа горизонтальных скважин, были получены несколько решений применительно к дренированию анизотропных коллекторов [15, 36, 240, 339, 343, 363, 375]. В работе [394] Д. Писмен приводит способ учета анизотропии пласта при численном моделировании притока нефти (газа) к горизонтальной скважине.

Некоторые публикации выдвигают идеи о необходимости совершенствования отдельных положений теории многофазной фильтрации в анизотропных средах, в частности, в части учета влияния анизотропии на фазовые проницаемости [91, 92, 206, 340].

В последние годы выполнены исследования, позволяющие оценивать анизотропию пласта как в вертикальном направлении [368, 370, 379], так и в плоскости напластования [45, 268, 396].

Известно, что конфигурация сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин, плотность сетки скважин оказывают определенное влияние на КИН и другие показатели разработки. Имеется немалое число публикаций по данной проблематике [58, 110, 137, 152, 183, 202, 211, 263, 291, 307, 353, 408]. Вместе с тем, практически отсутствуют исследования относительно влияния площадной анизотропии на основные показатели разработки. Поэтому остановимся на данной проблеме подробнее [159, 410].

## Постановка задачи

Необходимо исследовать закономерности и количественные характеристики процессов вытеснения одного флюида другим при разной площадной анизотропии и различных конфигурациях рассматриваемых сеток скважин.

В связи с этим исследуется процесс вытеснения нефти для двух сеток скважин - линейной и пятиточечной. Другие сетки скважин (семиточечная, девятиточечная и т.д.), видимо, не целесообразны в анизотропных коллекторах, так как некоторые из эксплуатационных скважин в таких сетках сразу оказываются в неблагоприятных условиях, с точки зрения преждевременного их обводнения.

Предполагается, что главные оси тензора проницаемости направлены соответственно вдоль осей  $OX$  и  $OY$ . Проницаемость вдоль оси  $OX$  обозначим  $k_x$  а вдоль оси  $OY$  -  $k_y$ . Расчеты проводились для различных соотношений  $k_x/k_y = 1; 10; 100$ . В случае пятиточечной сетки полученные результаты справедливы также для случаев, когда  $k_y/k_x = 10; 100$ , в силу симметрии фильтрационных потоков. Для линейной сетки приходится отдельно рассматривать указанные случаи направления осей тензора проницаемости.

Исследованию подвергнуты три варианта по фазовым проницаемостям и соотношению подвижностей вытесняемой и вытесняющей жидкостей. В первом варианте фазовые проницаемости являются линейными функциями насыщенности, а отношение подвижностей вытесняемой и вытесняющей жидкостей равно единице. Данный случай представляет интерес применительно к процессам смешивающегося вытеснения, а также для понимания осо-

бенностей вытеснения жирного газа сухим при реализации сайклинг-процесса. Во втором варианте фазовые проницаемости являются полиномиальными зависимостями от насыщенности. При этом вода приобретает подвижность при насыщенности равной 0,25, а остаточная нефтенасыщенность равняется 0,23. Этот вариант представляет интерес также для случая, когда осуществляется поддержание давления в газоконденсатной залежи за счет заводнения пласта. В третьем варианте приняты проницаемости, характеризующиеся квадратичными зависимостями от насыщенности и исходящие из начала координат и точки с водонасыщенностью равной единице, соответственно для воды и нефти.

Абсолютные значения проницаемости в исследуемых вариантах с изотропным пластом одинаковы и равняются  $0,2 \text{ мкм}^2$ . В случае анизотропных пластов данное значение проницаемости является минимальным для одного из направлений координатных осей. Коэффициент пористости и толщина пласта являются одинаковыми во всех вариантах и равняются соответственно 0,2 и 15 м.

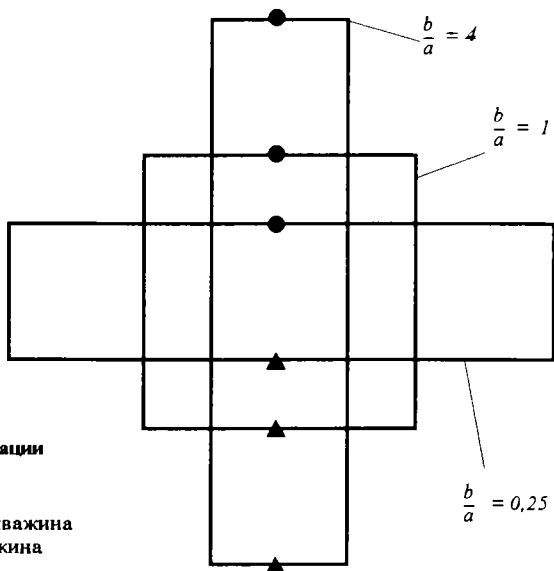


Рис. 4.17. Пример деформации линейной сетки скважин

- – эксплуатационная скважина
- ▲ – нагнетательная скважина

В первой и второй сериях вариантов соотношение подвижностей нефти и воды равняется единице, вязкость нефти в пластовых условиях –  $3,64 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Следовательно, здесь под закачиваемым флюидом может пониматься загущенная вода. В третьей серии вариантов исследуется неблагоприятный случай, когда соотношение подвижностей нефти и вытесняющего агента составляет 10.

При той же вязкости нефти вязкость закачиваемого агента равняется 0,364 мПа·с, что соответствует воде в пластовых условиях.

В случае линейной сетки скважин базовый расчетный вариант характеризуется тем, что расстояния между скважинами в ряду и между рядами одинаково и равняется 500 м. Базовая пятиточечная сетка скважин отличается тем, что стороны такого элемента разработки одинаковы и равняются 900 м.

Во всех случаях линейной и пятиточечной сеток скважин плотность сетки не изменялась, однако осуществлялась их деформация за счет изменения соотношения сторон (см. рис. 4.17). При рассмотрении линейной и пятиточечной сеток во всех вариантах постоянные во времени дебит эксплуатационной и расход по нагнетательной скважинам по жидкости равны и составляют 100 м<sup>3</sup>/сут.

Прогнозные расчеты выполняются до достижения заданной обводненности продукции или нерентабельного значения дебита по нефти.

### Линейная сетка скважин

Расчетный элемент пласта в данном случае ориентирован так, что эксплуатационная и нагнетательная скважины располагаются на оси  $OY$  и вытеснение происходит в направлении снизу вверх (см. рис. 4.17). Здесь и далее наибольшего внимания будут заслуживать следующие показатели разработки:

- коэффициент нефтеизвлечения (КИН),
- перепад давления  $\Delta p$  между элементарными ячейками, в которых находятся нагнетательная и эксплуатационная скважины соответственно,
- период разработки  $T$ , когда наступает заданная обводненность скважины.

Показатели разработки рассматриваются на момент достижения 50% обводненности продукции, из соображений быстрой окупаемости капитальных вложений.

Результаты расчетов для линейной сетки с размерами 500 x 500 м представлены в табл. 4.1 [410]. Здесь прежде всего следует отметить, что различия в показателях разработки в случае изотропного пласта объясняются различным характером фазовых проницаемостей в соответствующих вариантах.

Анализ табл. 4.1 позволяет отметить очень сильную зависимость рассматриваемых показателей разработки от степени анизотропии пласта.

Очевидно, что если направление наибольшей проницаемости совпадает с направлением вытеснения, то с ростом отношения  $k_y/k_x$  имеет место резкое снижение КИН. Так, например, в 1 ва-



Показатели разработки для линейной сетки скважин

Варианты по фазовым проницаемостям		Параметр анизотропии $k_z/k_y$				
		100	10	1	1/10	1/100
I	КИН	.9271	.8937	.7110	.3132	.1117
	$\Delta p$ , МПа	0.72	0.95	1.62	0.36	0.06
	$T$ , сутки	7320	7170	6020	2890	870
II	КИН	.6600	.6504	.5675	.2483	.0818
	$\Delta p$ , МПа	3.98	4.85	7.6	1.7	0.34
	$T$ , сутки	5000	4940	4480	2080	620
III	КИН	.6385	.6090	.5255	.2332	.0934
	$\Delta p$ , МПа	0.15	0.18	0.32	0.07	0.012
	$T$ , сутки	7850	7310	6900	3070	1040

рианте КИН с 0,7110 в случае изотропного пласта снижается до 0,3132 и 0,1117 при  $k_y/k_x = 10$  и 100 соответственно. Естественно, что при этом сокращаются сроки разработки  $T$  и перепады давления  $\Delta p$ .

Правильный учет анизотропии пласта при размещении скважин приводит к значительному увеличению КИН. В этом же варианте фазовых проницаемостей, если вытеснение организовано вдоль направления наименьшей проницаемости, то КИН с 0,7110 возрастает до 0,8937 и 0,9271 соответственно при  $k_x/k_y = 10$  и 100. Это объясняется тем, что фронт вытеснения в значительно меньшей степени осложнен языкообразованием, по сравнению со случаем изотропного пласта. Данное обстоятельство связано с тем, что закачиваемый флюид имеет благоприятные условия для распространения в направлениях вдоль оси  $OX$ . Поэтому уменьшается возможность формирования целиков, застойных зон. Рост сроков разработки здесь связан с тем, что большую нефтеотдачу удастся достичь в соответствующих подвариантах. Немаловажно, что имеет место также сокращение энергетических затрат. Это объясняется уменьшением перепадов давления  $\Delta p$  вследствие положительного вклада в двумерный фильтрационный поток компоненты тензора с повышенной прони-

цаемостью. Результаты расчетов для II и III вариантов объясняются аналогично. Низкие перепады давления в варианте III связаны с тем, что закачиваемый флюид на порядок менее вязкий, чем во II варианте. К тому же приводимые в табл. 4.1 значения  $\Delta p$  соответствуют конечному моменту времени  $T$ .

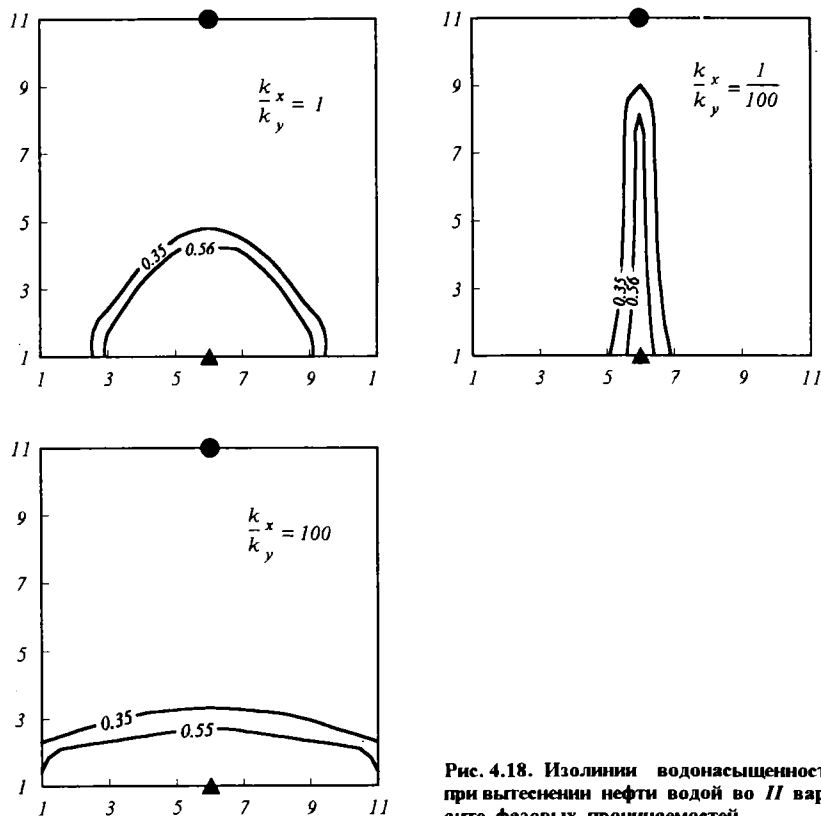


Рис. 4.18. Изолинии водонасыщенности при вытеснении нефти водой во II варианте фазовых проницаемостей

Понять особенности фильтрационных течений в рассматриваемых изотропном и анизотропном коллекторах и полученные численные показатели позволяет рис. 4.18.

Здесь применительно ко второму варианту даются изолинии равных водонасыщенностей на одну и ту же дату для случаев, когда  $k_x/k_y = 1$ ; 100 и  $1/100$  соответственно. Видимо, рис. 4.18 в дополнительных пояснениях не нуждается.

## Деформирование линейной сетки скважин

При проведении исследований было выявлено, что наряду с анизотропией пласта на показатели разработки может оказывать значительное влияние деформация сетки скважин. Рассматриваемый квадратный расчетный элемент деформируем вдоль оси  $OX$  или оси  $OY$ . Применительно к изотропному пласту соотношение сторон  $b/a$  изменим с 1 до 4 или до  $1/4$ . Здесь и далее  $a$  – длина стороны элемента вдоль оси  $OX$ ,  $b$  – вдоль оси  $OY$ . Результаты расчетов представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Показатели разработки при деформировании линейной сетки скважин.

Вариант		Отношение сторон $b/a$		
		1	4	$1/4$
I	КИН	0,7110	0,9065	0,2574
	$\Delta P$ , МПа	1,62	3,3	1,05
II	КИН	0,5675	0,6540	0,2150
	$\Delta P$ , МПа	7,6	18,25	5,0
III	КИН	0,5255	0,6175	0,1904
	$\Delta P$ , МПа	0,32	0,77	0,21

Случай, когда  $b/a = 1/4$  не заслуживает внимания. Он приводится лишь для того, чтобы подчеркнуть роль и значение фактора деформирования сетки. Зато случай, когда  $b/a = 4$ , показывает, что при том же числе скважин (при неизменной плотности сетки) целесообразно увеличивать расстояние между рядами скважин. Увеличение расстояния между эксплуатационной и нагнетательной скважинами благоприятно сказывается на росте КИН. Естественно, что при этом возрастают и энергетические затраты. Например, в варианте I величина  $\Delta p$  увеличивается с 1,62 МПа до 3,3 МПа.

Рис 4.19 дает возможность проследить влияние фактора деформирования сетки скважин на степень охвата процессом вытеснения. Здесь в качестве примера на одну и ту же дату приведены изолинии равных водонасыщенностей для II варианта. Отсюда видно, что при  $b/a = 4$  процесс вытеснения характеризуется лучшим площадным охватом.

Нельзя сказать, что проблема деформирования элементов разработки является новой. Например, В. Херст и Ван Эвердинген рас-

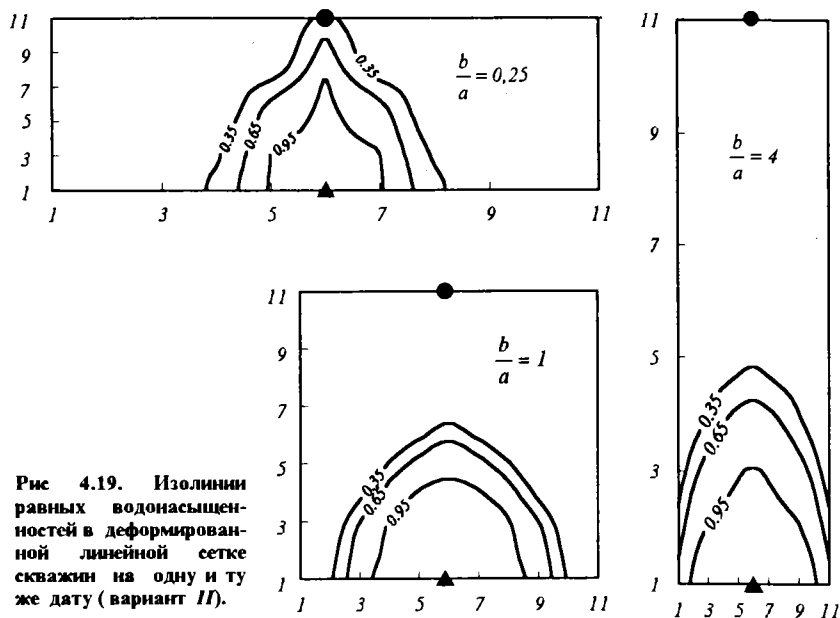


Рис 4.19. Изолинии равных водонасыщенностей в деформированной линейной сетке скважин на одну и ту же дату (вариант II).

сма тривали влияние расстояния между эксплуатационными и нагнетательными скважинами в изотропном пласте при реализации сайклинг-процесса [211]. Проблема деформирования сетки скважин затрагивается в работе [307]. Однако здесь не чувствуется твердой уверенности в таком мероприятии, так как при заданном перепаде давления между скважинами растягивание сетки приводит к некоторому снижению дебита по нефти. В отличие от [307], утверждается целесообразность деформирования сеток скважин. В результате можно увеличить КИН, сохранить те же дебиты по нефти за счет увеличения перепада давления  $\Delta p$ , т.е., как сказано, за счет некоторого увеличения энергетических затрат на процесс заводнения.

### Пятиточечная сетка скважин

Результаты расчетов для изотропного и анизотропного пластов применительно к пятиточечной сетке приводятся в табл. 4.3. Кроме того, данные табл. 4.3 отражают влияние фактора деформирования сетки скважин на искомые показатели разработки.

Рассмотрим вначале результаты для изотропного пласта, так как они представляют самостоятельный интерес.

Таблица 4.3

Значения нефтеотдачи для пятигочечной схемы при разных вариантах фазовых проницаемостей и подвижностях, параметра анизотропии, а также соотношения сторон.

Варианты		Соотношение сторон, $b/a$						
		1/16	1/8	1/4	1	4	8	16
Параметр анизотропии, $k_x/k_y = 1$								
I	КИН	.9413	.9402	.9222	.8168	.9222	.9402	.9413
	$\Delta p$ , МПа	11.7	6.57	4.32	3.24	4.32	6.57	11.7
	$T$ , сут	7350	7350	7260	6540	7260	7350	7350
II	КИН	.6645	.6584	.6491	.6305	.6491	.6584	.6645
	$\Delta p$ , МПа	64.8	36.7	23.9	19.0	23.9	36.7	64.8
	$T$ , сут	5050	5000	4930	4770	4930	5000	5050
III	КИН	.4165	.4162	.4129	.3840	.4129	.4162	.4165
	$\Delta p$ , МПа	5.58	3.10	2.02	1.56	2.02	3.10	5.58
	$T$ , сут	3300	3320	3330	3110	3330	3320	3300
Параметр анизотропии, $k_x/k_y = 10$								
I	КИН	.9316	.8921	.8249	.9102	.9413	.9403	.9402
	$\Delta p$ , МПа	1.54	1.16	1.03	1.24	3	5.7	11.2
	$T$ , сут	7305	7080	6615	7200	7350	7335	7335
II	КИН	.6543	.6399	.6318	.6451	.6637	.6623	.6642
	$\Delta p$ , МПа	8.55	6.22	6.04	6.88	16.5	31.2	61.2
	$T$ , сут	4935	4840	4780	4900	5050	5020	5040
III	КИН	.4156	.4069	.3874	.4010	.4163	.4170	.4171
	$\Delta p$ , МПа	0.724	0.548	0.496	0.583	1.43	2.72	5.37
	$T$ , сут	3340	3310	3150	3320	3300	3300	3300
Параметр анизотропии, $k_x/k_y = 100$								
I	КИН	.8443	.8245	.8905	.9409	.9403	.9402	.9402
	$\Delta p$ , МПа	0.334	0.326	0.364	0.78	2.8	5.6	11.17
	$T$ , сут	6750	6615	7065	7350	7335	7335	7335
II	КИН	.6372	.6318	.6399	.6607	.6633	.6643	.6646
	$\Delta p$ , МПа	1.96	1.9	1.96	4.34	15.3	30.4	61.7

	$T, \text{сут}$	4820	4780	4840	5020	5030	5040	5040
III	КИН	.3925	.3873	.4067	.4163	.4172	.4172	.4172
	$\Delta p, \text{МПа}$	0.160	0.157	0.172	0.369	1.34	2.67	5.33
	$T, \text{сут}$	3190	3150	3310	3310	3300	3300	3300

1. В случае изотропного пласта имеют место симметричные результаты применительно к растягиванию пятиточечника вдоль оси ОУ.

2. В I варианте фазовых проницаемостей и подвижностей деформирование пятиточечника положительно сказывается на увеличении КИН. При изменении соотношения  $b/a$  с 1 до 4, 8 и 16 КИН возрастает с 0,8168 до 0,9222; 0,9402 и 0,9413 соответственно. Отсюда видно, что фактор деформирования сетки действует неравномерно. Так наибольший прирост КИН имеет место при увеличении соотношения сторон с 1 до 4. Как и в предыдущем случае, отдаление источника от стока приводит к увеличению перепада давления  $\Delta p$  между ними и времени протекания процесса вытеснения. Тем не менее, деформация сетки может являться эффективным приемом. Так, при увеличении соотношения сторон  $b/a$  с 1 до 4 (в 4 раза) КИН возрастает с 0,8168 до 0,9222 (на 0,1054 пункта или на 13%), а перепад давления  $\Delta p$  – с 3,24 МПа до 4,32 МПа или на 32%. Другими словами, установление оптимальной степени деформации сетки скважин представляет собой технико-экономическую задачу.

3. Во II и III вариантах заслуживает быть отмеченной постоянная зависимость роста КИН от степени растяжения сетки скважин.

В случае анизотропного пласта рассматриваемые зависимости КИН от степени деформирования сетки отличаются новыми закономерностями. Так, деформация сетки в сторону, где  $b/a < 1$  может сопровождаться значительным снижением КИН. Например, в I варианте при  $k_x/k_y = 10$  КИН с 0,9102 при  $b/a = 1$  может уменьшиться до 0,8249 при  $b/a = 1/4$ . При  $k_x/k_y = 100$  такое снижение отмечается при  $b/a = 1/16$ : КИН с 0,9409 уменьшается до 0,8245.

### Влияние критерия обводненности на конечные результаты

Приведенные выше результаты и рассуждения справедливы тогда, когда интерес представляет получаемый эффект при обводненности продукции в 50%. Если проект освоения рассматриваемого месторождения капиталоемок, то стремление к скорейшему возмещению затрат соотносится с отмеченным критерием обводненности.

При освоении месторождений континентального шельфа возможности оборудования, устанавливаемого на платформе, могут диктовать конечный срок разработки, исходя из условия обводнения продукции не более 70%.

Разработка месторождений суши ведется до высокой обводненности продукции – до 98-99%.

Поэтому исследуемые показатели разработки были определены для разных степеней обводненности добываемой продукции - 50%, 70%, 98%. Полученные результаты показывают, что при достижении высокой степени обводненности влияние неблагоприятного фактора, каким является анизотропия, в значительной мере снижается.

## 7. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В настоящее время наблюдается бум во всем мире, связанный с использованием горизонтальных скважин при разработке месторождений природных углеводородов.

Первая скважина с двумя дополнительными боковыми стволами длиной по 7 м каждый, забуренными на глубине 900 м, вступила в эксплуатацию в штате Техас в 1930 г. В 1939 г. с поверхности земли были начаты бурением горизонтальные скважины на выходах нефтяных пластов, а в 1941 г. в США бурились горизонтальные стволы из вертикальной шахты для добычи остаточной нефти из истощенных продуктивных песчаников [ 68 ].

Однако настоящий прорыв в вопросах применения горизонтальных скважин для разработки нефтяных месторождений был сделан в СССР в начале 50-х годов под руководством и непосредственном участии А.М. Григоряна [ 68 ]. Впервые несколько горизонтальных стволов в скважине № 64/45 треста Ишимбайнефть были пробурены в 1953 г. При этом длина горизонтальных участков доходила до 170 м. Затем такие скважины стали буриться во многих нефтегазовых районах страны.

В те годы для решения проблемы применения в промышленности скважин нового типа, т.е. разветвленных и горизонтальных, был разработан следующий комплекс основных вопросов [68]:

- 1) типовые формы разветвления ( число, конфигурация, размеры ответвлений ) и конструкции скважин для различных геолого-технических и эксплуатационных условий нефтяных месторождений;

- 2) техника и технология разветвления скважин, резкого искривления и горизонтального бурения;

- 3) способы, технология и приспособления для геофизических

исследований в резко искривленных и горизонтальных скважинах;

4) ввод скважин в эксплуатацию и ремонт ответвлений;

5) организация производственного процесса, методика оценки деятельности бурового предприятия по конечной эффективности, способы планирования и финансирования, специальные системы оплаты труда буровых бригад и ИТР.

Одновременно были заложены теоретические основы проектирования и определения показателей разработки нефтяных месторождений при применении многозабойных и горизонтальных скважин [36, 240, 296, 318]. Теоретические исследования и фактические данные подтвердили высокую эффективность данного нового направления в освоении нефтяных месторождений. Горизонтальное бурение нашло применение при прокладке трубопроводов через дороги, реки и другие естественные и искусственные препятствия. Направленное бурение, что явилось следствием развития техники и технологии горизонтального бурения, позволило забуривать специальные стволы с целью ликвидации аварийных фонтанов (начиная с фонтана 1960 г. в Узбекистане) [68].

Приведем лишь один характерный пример, который с неоспоримостью доказал эффективность нового типа скважин [68].

В Бориславнефти на участке Мариам продуктивный песчанник ямна разрабатывался скважинами с расстояниями 30-80 м друг от друга в течение более 40 лет (с 1914 г.). К 1957 г. их дебиты составляли от 0,1 до 2 тонн нефти в сутки. Многозабойные скважины, пробуренные между ними, вступили в эксплуатацию с дебитами от 15 до 28 т/сут каждая. Причем высокий дебит, многократно превышающий дебит соседних обычных скважин, сохранялся годами и имел более пологую динамику снижения, чем у обычных скважин.

Данный частный пример говорит о том, что многозабойные и горизонтальные скважины обеспечивают не только повышенные дебиты, вследствие увеличения поверхности контакта скважины с породами, но и улучшают условия и эффективность дренирования продуктивных отложений, особенно в неоднородных по коллекторским свойствам.

Затем интерес к горизонтальным скважинам упал у нас до нуля. С начала 80 - х годов в США, Франции и других странах идея горизонтальных скважин возродилась и сегодня она является доминирующей во всем мире, в том числе и России.

## Области применения

Здесь и далее соответствующие вопросы затрагиваются, в основном, применительно к практике добычи нефти, так как именно тут наиболее очевидны достоинства использования горизон-



тальных скважин. Этот опыт весьма полезен для распространения на газовых и особенно на газоконденсатных залежах. В последних случаях обычно реализуются системы поддержания пластового давления. При этом они, как правило, базируются на апробированных в нефтяной промышленности сетках размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Прежде всего, привлекательность горизонтальных скважин связана с тем, что они отличаются большей поверхностью фильтрации и это позволяет при той же депрессии на пласт получать больший дебит или при том же дебите получать меньшую депрессию. Повышенные дебиты в случае горизонтальных скважин дают основание на сокращение потребного их числа при освоении того или иного месторождения. Поясним это на следующем простом примере [ 377 ].

Допустим, фирма – оператор рассматривает варианты освоения некоторого контрактного участка, имеющего форму квадрата в плане. В случае использования вертикальных скважин ей потребуется пробурить 9 таких скважин (см. рис. 4.20 а ). Если фирма способна бурить горизонтальные стволы длиной  $L_1$ , то она сможет обойтись 3 горизонтальными и 3 вертикальными скважинами, так как 3 горизонтальные скважины обеспечивают отборы заменяемых 6 вертикальных скважин и дренируют соответствующие объемы пласта (см. рис. 4.20 б). Решение о бурении горизонтальных скважин с длиной ствола  $L_2$  позволяет ограничиться тремя горизонтальными скважинами (рис. 4.20 в).

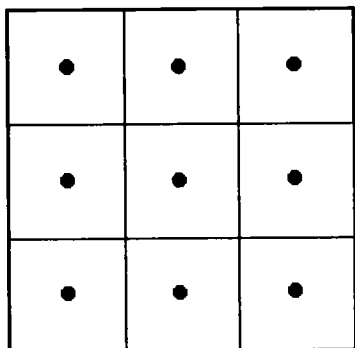
В продуктивных пластах, особенно карбонатных, имеет место естественная трещиноватость, той или иной степени интенсивности, раскрытости. Причем она чаще является вертикальной. В подобных случаях горизонтальная скважина, пересекающая систему таких трещин, будет отличаться повышенным дебитом и увеличенным объемом дренирования (см. рис. 4.21).

Рис. 4.21 помогает понять о чем идет речь и здесь точками условно отмечаются удельные объемы дренирования, приходящиеся на горизонтальную и вертикальную скважины.

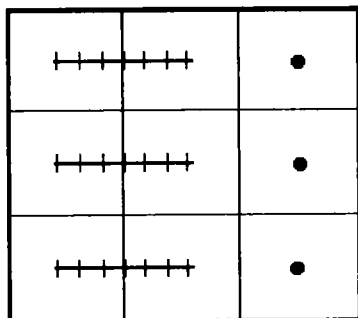
Горизонтальные скважины эффективнее вертикальных, с точки зрения дебитности, в продуктивных пластах с малой толщиной, ибо в таких коллекторах сокращается площадь фильтрации, через которую флюид мог бы поступать в вертикальную скважину.

Особую привлекательность горизонтальные скважины проявляют при освоении месторождений нефти и газа на континентальном шельфе. В таких случаях кроме прироста в дебите эксплуатационных или расхода в нагнетательных скважинах горизонтальные скважины позволяют “дотянуться” до периферийных зон месторождения, увеличить дренируемые запасы нефти и газа.

а



б



в

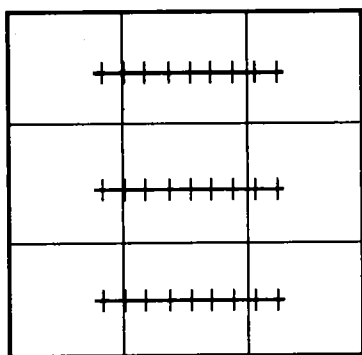


Рис. 4.20 Альтернативные варианты разбуривания некоторого арендного участка

Все большие надежды возлагаются на горизонтальные скважины при освоении запасов нефти и газа в плотных, низкопроницаемых коллекторах, а также залежей с высоковязкими нефтями. Вовлечение в разработку соответствующих месторождений при использовании вертикальных скважин является нерентабельным вследствие низких дебитов, большого необходимого числа скважин, а также значительных затрат на добычу нефти (газа). Ситуация с такими месторождениями коренным образом меняется при реализации системы горизонтальных скважин, протяженность которых сегодня достигает сотен метров, 1000 и более метров [ 376 ].

В работе [ 399 ] дается пример успешного бурения и освоения горизонтальной скважины в газоносных плотных коллекторах с проницаемостью около 0, 015 мд. Такая скважина, простимулированная четырьмя гидроразрывами пласта, обеспечила достаточно высокую продуктивность по газу (240 тыс.м<sup>3</sup>/сут) и, несмотря на значительную глубину (4780 м) и затраты в связи с бурением горизонтального ствола длиной 630 м и проведением 4 операций ГРП, эксплуатация ее оказалась рентабельной.

Бесспорными представляются преимущества горизонтальных скважин при разработке нефтегазовых залежей. Бурение горизонтальных скважин на нефтяные оторочки способствует снижению негативного влияния конусов газа и воды на добычу нефти.

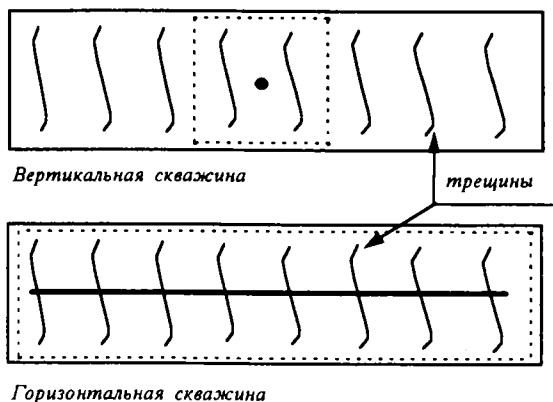


Рис 4.21. Сопоставление эффективных объемов дренирования в трещиноватых коллекторах при реализации разных типов скважин.

Опыт бурения горизонтальных скважин показал, что при их использовании возрастают требования к геологической модели рассматриваемого месторождения. Немало число случаев, когда дебиты горизонтальных скважин оказывались не более дебитов вертикальных скважин. Пожалуй, причиной этому являются следующие три фактора.

1) Более продолжительное время бурения горизонтального ствола нежели вертикального (в пределах продуктивного коллектора). В результате возрастает время негативного воздействия бурового раствора на околоскважинную зону пласта.

2) Анизотропия пласта по коллекторским свойствам. С ростом отношения коэффициента проницаемости вдоль латерали к коэффициенту проницаемости поперек напластования дебитность горизонтальной скважины снижается.

3) Слоистое строение продуктивного пласта.

На рис. 4.22 приведены различные варианты вскрытия слоистого пласта [68]. Здесь горизонтальная скважина *а* имеет нулевую эффективность, так как она попала в заглинизированный пропласток. Горизонтальная скважина *б* отличается низкой дебитностью по причине, что дренирует только часть продуктивного разреза. Хорошей альтернативой в рассматриваемом случае является слабо наклонная скважина *в*, пересекающая все продуктивные пропластки в разрезе. Подобный подход применительно к газовой залежи исследуется в [345].

В работе [180] для освоения слоистого пласта рекомендуются горизонтальные скважины с системой вертикальных ответвлений, создаваемых, например, гидropескоструйной перфорацией (см. рис. 4.23). Такие ответвления способны приобщить к дренированию весь разрез пласта.

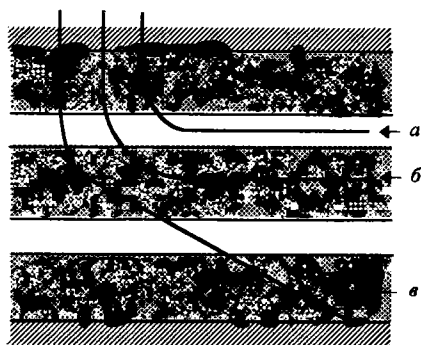


Рис. 4.22. Варианты разбуривания нефтяной залежи со слоистым строением продуктивного коллектора [ 68 ]

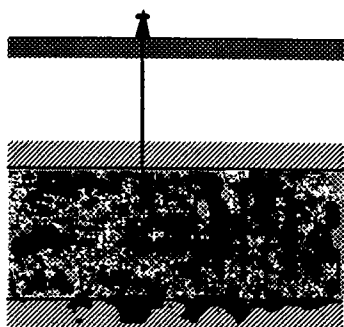


Рис. 4.23. Горизонтальная скважина с вертикальными ответвлениями в слоистом пласте [ 180 ].

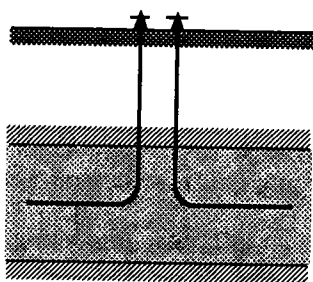
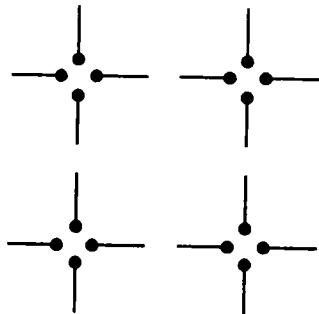
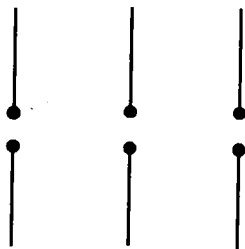
В зарубежной практике считается, что многократные гидроразрывы в горизонтальной скважине также позволяют преодолеть негативный фактор, связанный со слоистым строением коллектора [357].

В последнее время большее предпочтение отдается следующим типам скважин. Из базового горизонтального ствола забуривается несколько ответвлений. Они могут располагаться либо в одной плоскости, например горизонтальной, либо в различных плоскостях – "рыбий скелет" – в зарубежной редакции. Последующие примеры вносят дополнительное понимание в особенности применения техники и технологии горизонтального бурения.

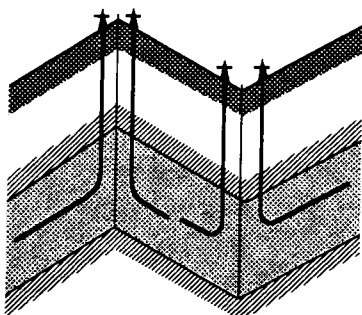
### Системы разработки на базе горизонтальных скважин в Башкортостане

Единичная горизонтальная скважина решает только локальные, тактические задачи, связанные с добычей газа и нефти. Разработка любого месторождения осуществляется системой скважин. На протяжении многих десятилетий исследователями изучались преимущества и недостатки различных систем разработки на основе использования вертикальных эксплуатационных и нагнетательных скважин. Научные изыскания касательно систем разработки с применением горизонтальных скважин, можно сказать, только начинаются. До сих пор основное внимание уделялось проблеме стационарного и нестационарного притока нефти (газа) к горизонтальной скважине, учету влияния на ее дебит наличия газовой шапки и других факторов [ 36, 339, 346, 348, 349, 365].

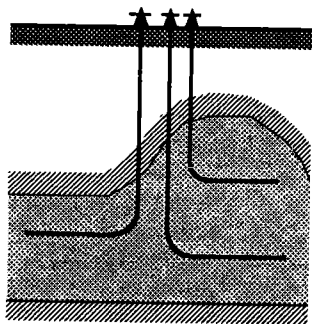
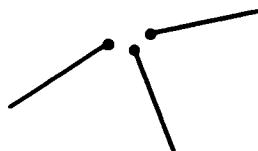
Очевидно, что в ближайшее время появятся работы, специаль-



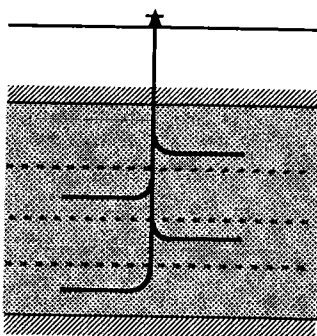
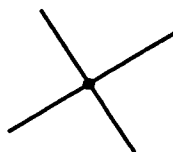
*Параллельно-линейная система*



*Блочнo-линейная система*

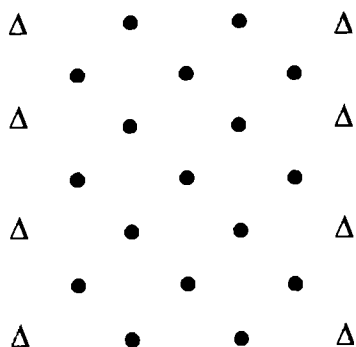


*Лучевая система*

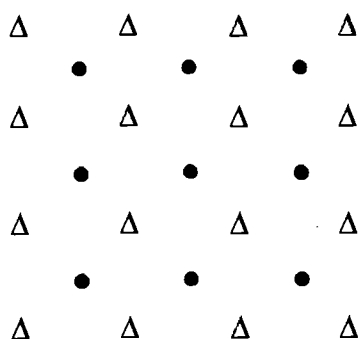


*Радиально - лучевая много-этажная система*

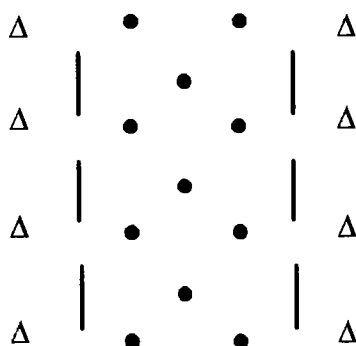
Рис. 4.24. Системы разработки на основе горизонтальных скважин, реализованные в Башкортостане [378]



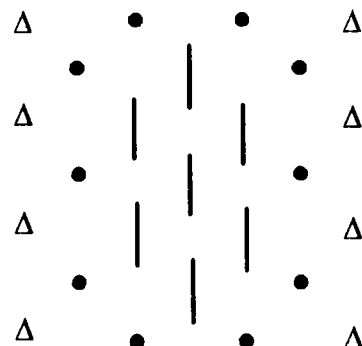
*Вариант I*



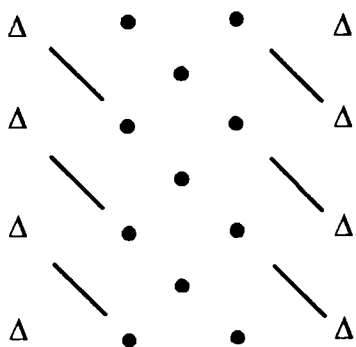
*Вариант II*



*Вариант III*



*Вариант IV*



*Вариант V*

Рис. 4.25. Комбинированные системы разработки на основе вертикальных и горизонтальных скважин [223].

но исследующие различные аспекты разработки месторождений природных углеводородов при многообразных реализациях систем горизонтальных скважин. А пока ограничимся рассмотрением подобных исследований применительно к двум нефтедобывающим районам страны – Башкортостану и Татарстану [ 223, 378 ].

На рис. 4.24 приводятся ряд систем разработки на базе горизонтальных скважин, реализованные на ряде месторождений Башкортостана. Здесь же даются их названия, хотя общепринятой терминологии пока еще не существует. Думается, что рис. 4.24 достаточно нагляден и не нуждается в дополнительных пояснениях. Добавим только, что в работе [ 405 ] дается аналогичный пример практической реализации многоэтажной системы разработки.

Очевидно также, что известные системы размещения вертикальных скважин могут быть аналогами для соответствующих систем разработки на основе горизонтальных скважин.

### **Системы разработки применительно к месторождениям Татарстана**

На рис. 4.25 для фиксированной продуктивной площади представлены различные альтернативные сетки скважин. Характерной особенностью трех последних сеток является то, что здесь осуществляется комбинированное использование вертикальных и горизонтальных скважин. При этом нагнетательные скважины представлены как вертикальными (треугольнички), так и горизонтальными скважинами. Эксплуатационные скважины являются только вертикальными. В публикациях встречаются и такие варианты, когда горизонтальные скважины являются добывающими, а вертикальные - нагнетательными. Использование вертикальных скважин в качестве нагнетательных заслуживает внимания в слоисто-неоднородных коллекторах.

На рис. 4.25 дается трансформация исходной пятирядной системы заводнения (вариант I) в однорядную (вариант II) и в комбинированные системы использования вертикальных и горизонтальных скважин. Исследования и сопоставления показывают, что комбинированные системы размещения скважин отличаются большей эффективностью.

Рассмотренные примеры различных систем разработки на основе применения горизонтальных скважин не исчерпывают реально реализуемые системы. Однако они показывают, что такие системы могут отличаться большим разнообразием, а следовательно, имеются немалые возможности для творческого подхода при обосновании системы разработки той или иной залежи на основе горизонтальных скважин и в комбинациях с вертикальными скважинами.

## 8. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Анализ соответствующих публикаций показывает, что горизонтальные скважины приобрели признательность в результате полученных фактических данных по продуктивности, а также на основе теоретических исследований применительно к однородным и однородно-анизотропным коллекторам. Однако известно, что большинство продуктивных коллекторов являются слоисто-неоднородными. Именно данным обстоятельством могут объясняться реальные случаи получения на практике низких дебитов при освоении горизонтальных скважин.

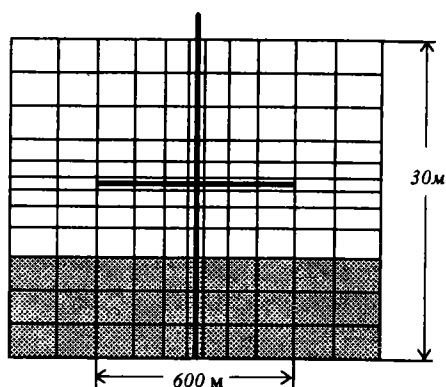
Компании, фирмы и организации, занимающиеся горизонтальным бурением, избегают публиковать сведения, а тем более статистику о негативных случаях применения таких скважин. Это понятно, так как такая информация будет антирекламной деятельностью. В работе [63] приводятся данные обследования 68 добывающих нефтяных горизонтальных скважин с января 1993г. по март 1994г. Согласно этой работе, 11 горизонтальных скважин или 16% от общего числа имели среднесуточные дебиты ниже дебитов вертикальных скважин.

Применительно к слоисто-неоднородным коллекторам отсутствуют аналитические решения, позволяющие оценить установившийся дебит горизонтальной скважины. Кроме того, известные решения страдают тем обстоятельством, что по крайней мере на одном торце элемента пласта (обычно параллелепипеда) задается, например, начальное пластовое давление. Такая схематизация не вполне соответствует реальным условиям. Поэтому искомые выводы отыскиваются на основе численных математических экспериментов и для упрощения анализа результатов приняты следующие исходные данные и допущения [160, 415].

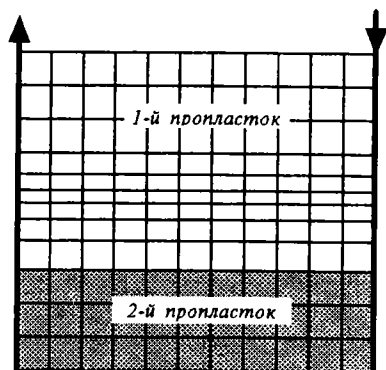
В качестве расчетного элемента выбран прямоугольный в плане и разрезе пласт, состоящий из двух пропластков, с общей толщиной равной 30 м. Верхний, первый пропласток имеет толщину равную 10м, а нижний - 20 м, при этом пропластки сообщаются между собой по всей площади поверхности контакта. Принятие двуслойного продуктивного пласта упрощает постановку исследований и анализ получаемых результатов.

На передней торцевой поверхности рассматриваемого элемента разработки располагается эксплуатационная вертикальная или горизонтальная скважина. Вертикальная скважина во всех вариантах вскрывает оба продуктивных пропластка, а горизонтальная скважина в вариантах без индекса располагается в верхнем, более проницаемом пропластке, а в вариантах с индексами - в нижнем, менее проницаемом пропластке. Ширина торцевой поверхности элемента

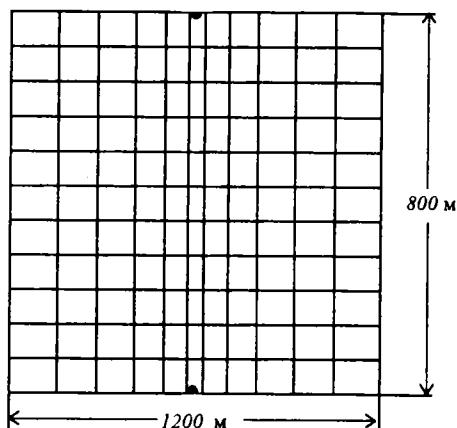




профильный разрез



вид сбоку



вид сверху

Рис. 4.26. Характеристика сеточной области при аппроксимации рассматриваемого элемента пласта

разработки составляет 1200 м, длина горизонтального ствола скважины – 600 м (см. рис. 4.26).

На заднем торце элемента разработки симметрично размещается нагнетательная вертикальная или горизонтальная скважина. Кровля и подошва пласта непроницаемы, все грани параллелепипеда принимаются также непроницаемыми в силу предполагаемой симметрии в системе размещения скважин на продуктивной площади. Расстояние между эксплуатационной и нагнетательной скважинами равняется 800 м. Геометрические размеры расчетного элемента во всех вариантах оставались неизменными, также как и перепад давления между забоями нагнетательной и эксплуатационной скважин.

Давление на забое эксплуатационной скважины равнялось 23 МПа, а на забое нагнетательной – 27 МПа. Для простоты исследований принималось, что из пласта отбирается однофазный флюид (вода) и такой же флюид (вода) закачивается в пласт. Это позволяет избежать фазовых превращений, которые, например, имеют место при отборе из пласта насыщенной или недонасыщенной нефти и закачке в пласт дегазированной нефти. Указанное допущение продиктовано необходимостью определения однофазного установившегося дебита горизонтальной скважины в слоисто-неоднородном пласте. Вязкость пластового флюида принята независимой от давления и равной 3,7 мПа·с (аналог интересующей нас нефти).

Во всех вариантах задачи однофазной фильтрации исследовались в трехмерной нестационарной постановке с использованием соответствующего численного алгоритма. Количество узлов вдоль всех осей одинаково и равнялось 10. При этом вдоль соответствующих осей, для лучшего моделирования вертикальной или горизонтальной скважины, использовалась неравномерная сеточная область. Схематичная характеристика сеточной области дается на рис. 4.26. Здесь изображено иное, чем сказано, соотношение толщин пропластков, так как и такая модель использована в дальнейшем (см. следующий параграф) в соответствующих задачах вытеснения. Переход к реальным забойным давлениям осуществлялся на основе известного подхода Д.Писмена [394].

В силу симметрии, приводимые величины дебитов скважин относятся к 0,5 соответствующей скважины.

Характеристика исследованных вариантов приводится в табл. 4.4. Здесь представлены значения параметров анизотропии пропластков в каждом из вариантов.

Таблица 4.4

Значения параметра анизотропии пропластков в исследованных вариантах

Варианты Параметры	Номер варианта											
	I	Ia	II	IIa	III	IIIa	IV	IVa	V	Va	VI	VIa
$k_1/k_{z1}$	1	1	5	5	30	30	100	100	1	1	1	1
$k_2/k_{z2}$	1	1	5	5	30	30	100	100	30	30	100	100
гор. скв. в 1 пропластке	*		*		*		*		*		*	
гор. скв. во 2 пропластке		*		*		*		*		*		*

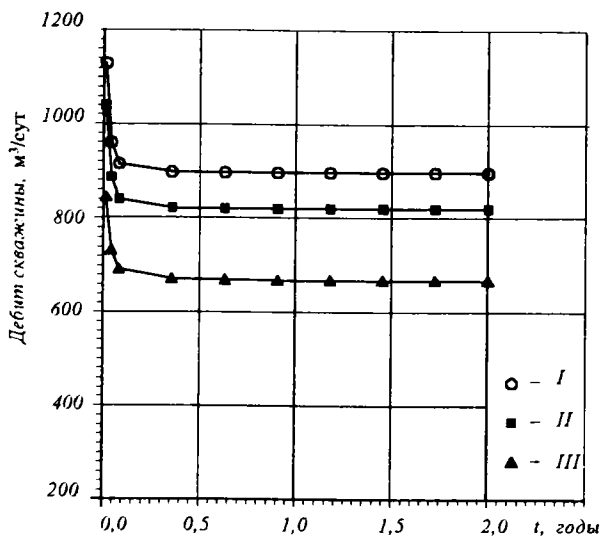


Рис. 4.27. Зависимости от времени дебитов горизонтальной скважины в вариантах I, II и III

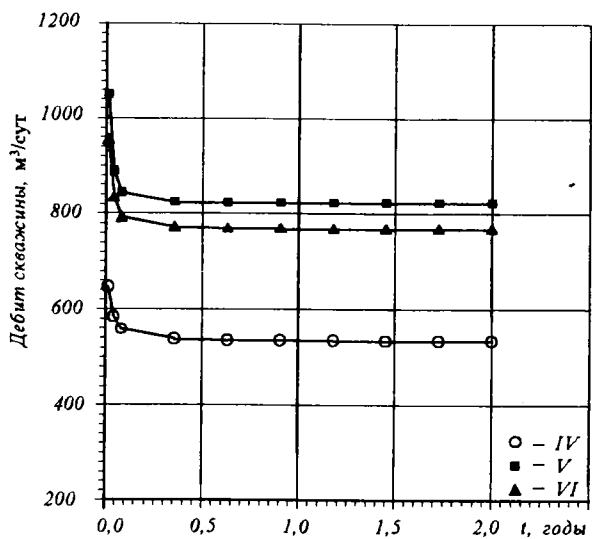


Рис. 4.28. Зависимости от времени дебитов горизонтальной скважины в вариантах IV, V и VI

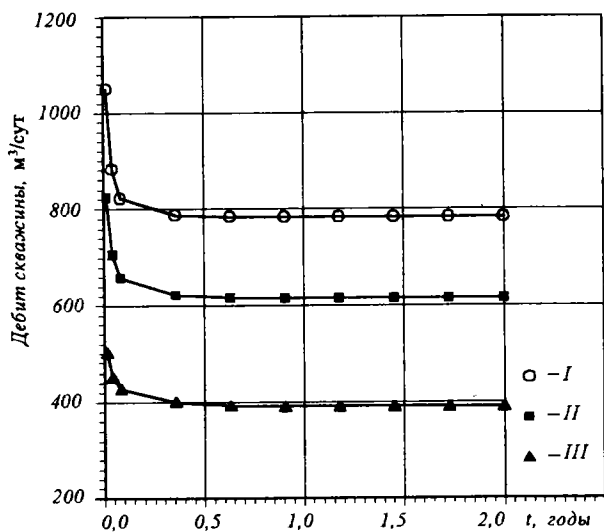


Рис. 4.29. Зависимости от времени дебитов горизонтальной скважины в вариантах Ia, IIa и IIIa

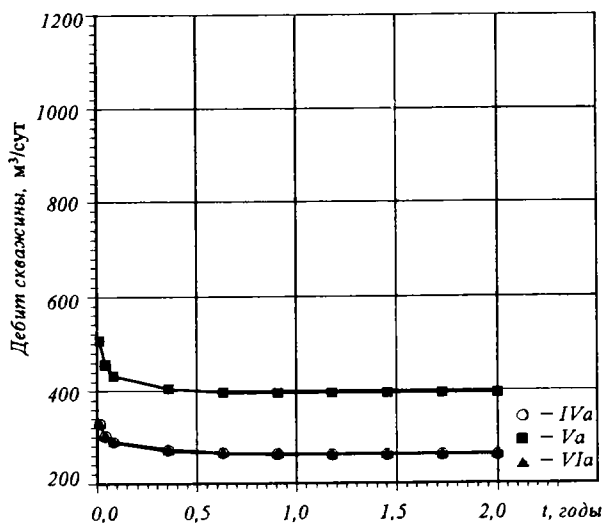


Рис. 4.30. Зависимости от времени дебитов горизонтальной скважины в вариантах IVa, Va и VIa

Остальные параметры пропластков следующие: коэффициенты пористости и проницаемости вдоль латерали первого и второго пропластков равны 15% и 20%; 0,6 и 0,2 мкм<sup>2</sup> соответственно.

Некоторые результаты расчетов для горизонтальной скважины приведены на рис. 4.27 ÷ 4.30 и в табл. 4.5.

В табл. 4.5 дается также установившееся значение дебита вертикальной скважины, одно для всех вариантов, так как вертикальная скважина не чувствительна к анизотропии отдельных пропластков.

Таблица 4.5

Значения установившихся дебитов вертикальной и горизонтальной скважин (м<sup>3</sup>/сут)

Номер варианта Тип скважины	I	Ia	II	IIa	III	IIIa	IV	IVa	V	Va	VI	VIa
Вертикальная	164											
Горизонтальная	896	784	820	616	669	390	535	261	823	394	769	263

Анализ полученных результатов позволяет отметить следующие характерные моменты.

Согласно расчетам, для выхода на установившийся дебит требуется некоторое время, вплоть до 0,5 года. Это связано с неустановившимися процессами перераспределения пластового давления в начальные моменты времени.

Горизонтальная скважина в условиях рассматриваемого слоисто-неоднородного пласта характеризуется, с одной стороны, гораздо большими дебитами (по сравнению с вертикальной скважиной), а с другой стороны, она весьма чувствительна к месту ее расположения в разрезе пласта и к коллекторским свойствам "своего" и соседнего пропластков.

Наибольший дебит горизонтальная скважина имеет, когда она располагается в пропластке с наибольшей проницаемостью, а пропластки при этом являются изотропными по проницаемости (вариант I). В этом варианте установившийся дебит равняется 896 м<sup>3</sup>/сут. В случае изотропного пласта не очень принципиальным оказывается вопрос: где в разрезе разместить горизонтальную скважину? Так если она размещается в пропластке с низкой проницаемостью (0,2 мкм<sup>2</sup>), то ее установившийся дебит снижается до 784 м<sup>3</sup>/сут по сравнению с 896 м<sup>3</sup>/сут в случае расположения ее в более проницаемом (0,6 мкм<sup>2</sup>) пропластке. Во всяком случае дебиты в этих вариантах не различаются в 3 раза, а отличаются на 14%.

Анизотропия коллекторских свойств оказывает значительное влияние на продуктивную характеристику горизонтальной скважины.

ны. Так, если отношение коэффициента проницаемости вдоль латерали  $k$  к коэффициенту проницаемости поперек напластования  $k_2$  изменяются от 1 до 5, 30 и 100 (в обоих пропластках), то дебит горизонтальной скважины снижается с 896 м<sup>3</sup>/сут до 820 м<sup>3</sup>/сут, 669 м<sup>3</sup>/сут и 535 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

С увеличением степени анизотропии продуктивных пропластков более принципиальным становится вопрос о месте расположения горизонтальной скважины в разрезе пласта. Если в случае изотропного пласта место размещения горизонтальной скважины в разрезе слоисто-неоднородного пласта не оказывает большого влияния на ее дебит, то иная картина имеет место в анизотропных пластах. Например, в вариантах Iа и Vа горизонтальная скважина размещается в нижнем пропластке с худшей (0,2 мкм<sup>2</sup>) проницаемостью. Однако в Iа варианте пласт является изотропным по проницаемости, а в варианте Vа различие проницаемостей вдоль и поперек напластования в нижнем пропластке составляет два порядка. Тогда если в варианте Iа установившийся дебит равняется 784 м<sup>3</sup>/сут, то в Vа варианте он составляет 263 м<sup>3</sup>/сут, т.е. становится соизмеримым с дебитом вертикальной скважины.

Таким образом, даже в сообщающихся слоисто-неоднородных коллекторах место расположения горизонтальной скважины в разрезе пласта оказывает значительное влияние на ее продуктивность. При существенной анизотропии дебит горизонтальной скважины приближается к дебиту вертикальной скважины. Численное моделирование здесь оказывается весьма эффективным. При этом наряду с гидродинамическими необходимы бывают в таких случаях и технико-экономические расчеты.

## 9. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ И ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ В СИСТЕМАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СЛОИСТЫХ ПЛАСТАХ

Наряду с положительными результатами применения горизонтальных скважин, имеется немалое число негативных примеров. Как показано в предыдущем параграфе, одна из главных причин этого заключается в недоучете слоистой неоднородности продуктивных коллекторов. Слоистая неоднородность, даже при гидродинамической сообщаемости пропластков, предопределяет снижение дебитов горизонтальных скважин.

Но не это главное. Величина дебита горизонтальной скважины еще не есть окончательное мерило ее предпочтительности. Важно правильно представлять последствия использования горизонтальных скважин в системах разработки реальных объектов. Проблема вытеснения одного флюида другим из слоисто-неоднородных коллекторов при реализации системы горизонтальных скважин является сла-

бо исследованной. Этим объясняются приводимые ниже результаты соответствующих исследований [ 161, 415 ].

Математические эксперименты выполнялись на том же, что и в предыдущем параграфе, элементе двухслойного пласта с общей толщиной 30 м. На передней торцевой поверхности рассматриваемого элемента разработки располагается эксплуатационная вертикальная или горизонтальная скважина. Вертикальная скважина вскрывает оба пропластка. А горизонтальная скважина в ряде вариантов дренирует верхний (первый) пропласток, а в других – нижний (второй) пропласток. На заднем торце элемента разработки симметрично размещается нагнетательная вертикальная или горизонтальная скважина. В табл. 4.6 приводятся исходные данные по отдельным пропласткам и дается характеристика исследованных вариантов.

В табл. 4.6 приняты следующие обозначения:  $h$  – толщина пропластка,  $m$  – коэффициент пористости,  $k$  – коэффициент проницаемости вдоль латерали,  $k_z$  – коэффициент проницаемости поперек напластования, индексы 1 и 2 относятся к верхнему и нижнему пропласткам соответственно.

Геометрические размеры элемента разработки во всех вариантах оставались неизменными, также как и перепад давления между забоями нагнетательной и эксплуатационной скважинами. Давление на забое эксплуатационной скважины равнялось 23 МПа, а на забое нагнетательной – 27 МПа. Прогнозные расчеты выполнялись до достижения 95%-ой обводненности добываемой продукции.

Приводимые результаты исследований соответствуют случаю вытеснения нефти водой. Аналогичные результаты и эффекты в случае вытеснения, например, жирного газа сухим (при сайклинг-процессе) будут иметь место при гораздо меньших значениях коэффициентов проницаемости пропластков.

Вязкости нефти и воды приняты независимыми от давления и коэффициенты динамической вязкости нефти и воды равняются соответственно 3,72 мПа·с и 0,25 мПа·с. Во всех вариантах фазовые проницаемости для нефти  $F_n$  и воды  $F_b$  задавались одними и теми же и определялись следующими полиномами

$$F_n = \begin{cases} 1,112s_n^3 + 0,839s_n^2 - 0,176s_n + 0,011, & 0,0897 < s_n < 0,807 \\ 0, & s_n \leq 0,0897 \\ 1, & s_n \geq 0,807 \end{cases}$$

$$F_b = \begin{cases} 4,19s_b^3 - 5,536s_b^2 + 2,594s_b - 0,379, & 0,2692 < s_b < 1 \\ 0, & s_b \leq 0,2692 \\ 1, & s_b = 1 \end{cases}$$

Таблица 4.6

## Характеристика исследованных вариантов

Пара- метры	Номер варианта												
	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX
$h_1, м$	10	10	10	10	10	10	10	20	20	20	20	20	20
$h_2, м$	20	20	20	20	20	20	20	10	10	10	10	10	10
$m_1, доли$	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2	0,2	0,15	0,15	0,2
$m_2, доли$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
$k_1, мсм^2$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2	0,6	1,0	1,0
$k_2, мсм^2$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	1,0	1,0	0,2	0,2	0,2
$k_1/k_{11}$	1	5	30	100	1	1	1	10	10	30	10	10	30
$k_2/k_{12}$	1	5	30	100	30	100	30	10	10	30	10	10	30
гор. скв. в 1 пропл.	*	*	*	*	*	*							
гор. скв. во 2 пропл.							*	*	*	*	*	*	*



При этом данные полиномы и значения насыщенностей, определяющих начало подвижности фаз, приняты одинаковыми как для первого, так и второго пропластков.

Во всех вариантах задачи двухфазной фильтрации исследовались в трехмерной постановке с использованием соответствующего численного алгоритма. Количество узлов вдоль всех осей, как и в предыдущем параграфе, было одинаковым и равнялось 10. Вдоль соответствующих осей использовалась неравномерная сетка для лучшего учета работы вертикальных или горизонтальных скважин. В силу предполагаемой симметрии сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин, приводимые ниже дебиты относятся к 0,5 скважины.

Затруднительно в деталях проанализировать показатели разработки каждого из вариантов. Поэтому приведем в табл. 4.7 значения конечных коэффициентов извлечения нефти (КИН) и на рис. 4.31-4.38 дадим сопоставление показателей добычи нефти для некоторых вариантов разработки.

Таблица 4.7

Значения коэффициентов извлечения нефти в исследованных вариантах

Тип скважины	Номер варианта												
	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII	XIX
Вертикальная	74,3	73,1	65,2	58,0	64,7	57,8	64,7	50,2	40,2	35,2	68,0	67,0	63,1
Горизонтальная	74,7	67,3	57,3	54,4	56,6	53,0	62,8	56,7	46,8	38,3	66,5	65,9	63,8

Из рис. 4.31 ÷ 4.34 следует, что если в случае однофазной фильтрации слоистая неоднородность и анизотропия пласта не оказывают влияния на величину установившегося дебита вертикальной скважины, то в процессах вытеснения ситуация меняется. Из результатов расчетов имеем, что каждый из показателей разработки (КИН, обводненность продукции, дебиты добывающей, расходы воды по нагнетательной скважине) характеризуются серией зависимостей, каждая из которых соответствует определенной неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Негативным обстоятельством применения вертикальных скважин для разработки слоисто-неоднородных коллекторов являются сравнительно продолжительные сроки эксплуатации, достигающие до 60-80 лет.

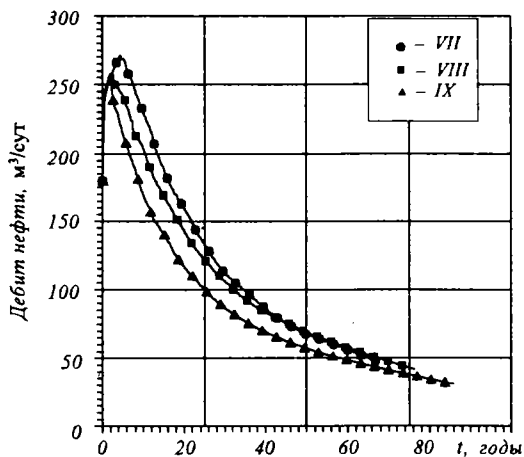


Рис. 4.31. Зависимости от времени дебитов нефти в вариантах VII, VIII и IX (вертикальная скважина).

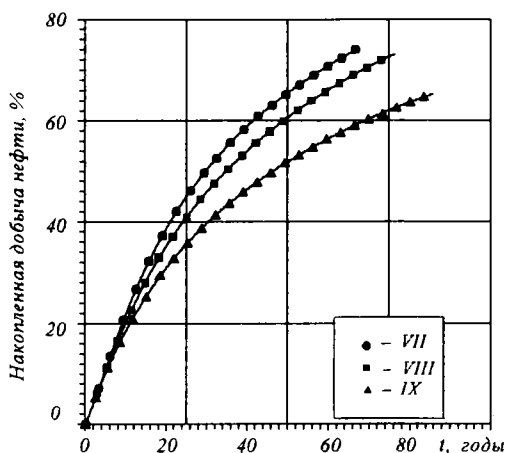


Рис. 4.32. Динамики накопленной добычи нефти в вариантах VII, VIII и IX (вертикальная скважина).

Согласно рис. 4.35 - 4.38 имеем, что в случае слоисто-неоднородного, но изотропного пласта все рассматриваемые показатели разработки характеризуются наибольшей динамичностью. Это означает, что дебиты скважины по нефти являются наибольшими, накопленная добыча возрастает во времени быстрее, приемистость нагнетательной скважины и обводненность добывающей скважины на

разные моменты являются наибольшими среди других случаев неоднородности.

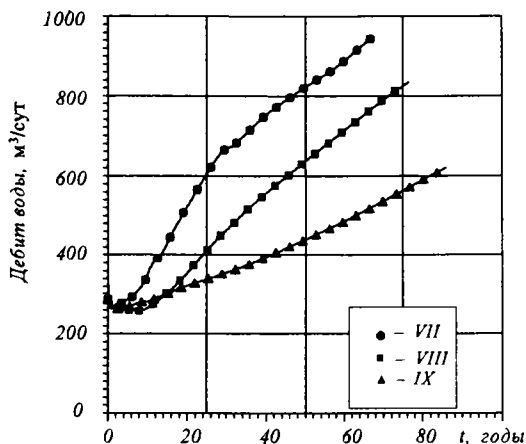


Рис. 4.33. Изменение во времени дебитов закачиваемой воды в вариантах VII, VIII и IX (вертикальная скважина).

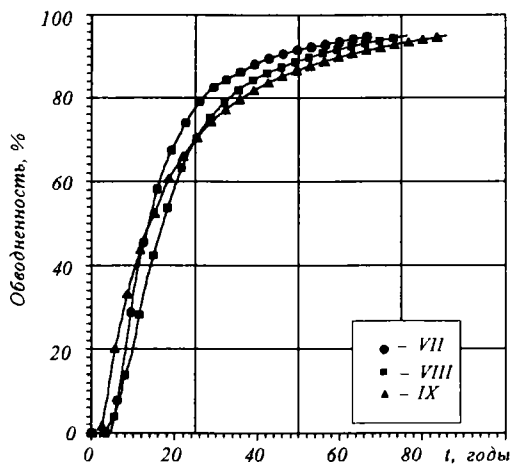


Рис. 4.34. Изменение во времени обводненности продукции в вариантах VII, VIII и IX (вертикальная скважина).

По мере возрастания степени анизотропии или соотношения коэффициентов проницаемости пропластков, или соотношения запасов нефти в высоко- и низкопроницаемых коллекторах происходит снижение конечного коэффициента извлечения нефти.

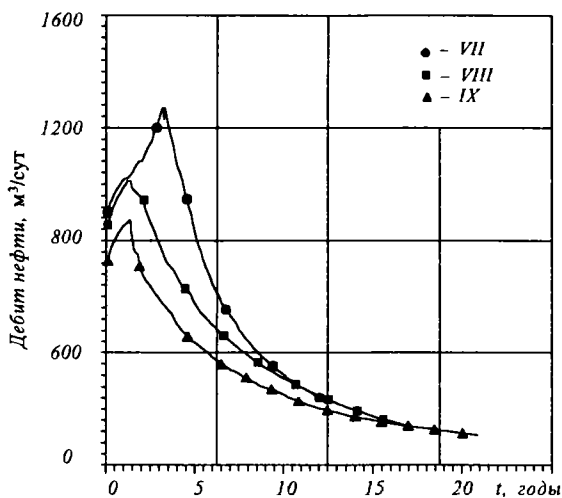


Рис. 4.35. Зависимости от времени дебитов нефти в вариантах VII, VIII и IX (горизонтальная скважина).

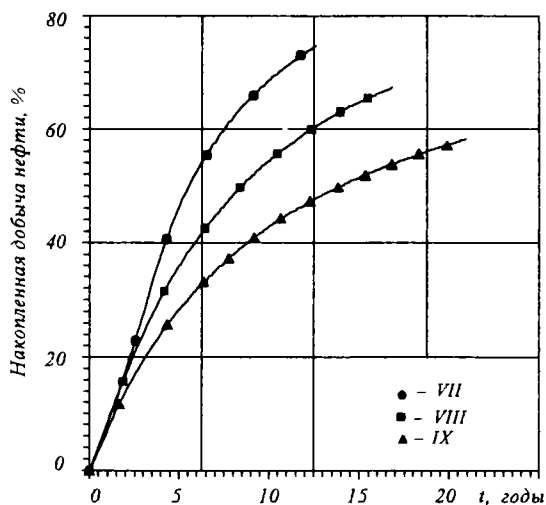


Рис. 4.36. Динамики накопленной добычи нефти в вариантах VII, VIII и IX (горизонтальная скважина).

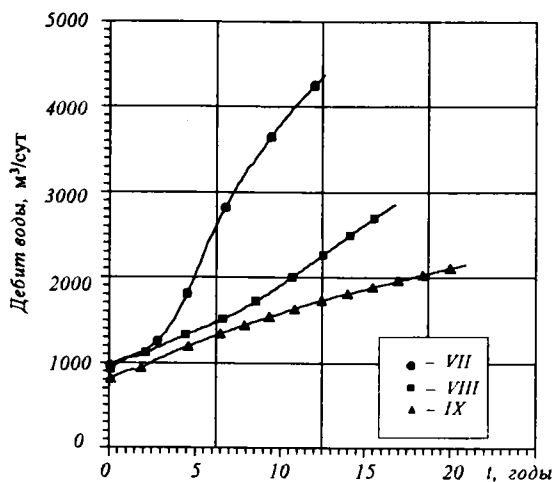


Рис. 4.37. Изменение во времени дебитов закачиваемой воды в вариантах VII, VIII и IX (горизонтальная скважина).

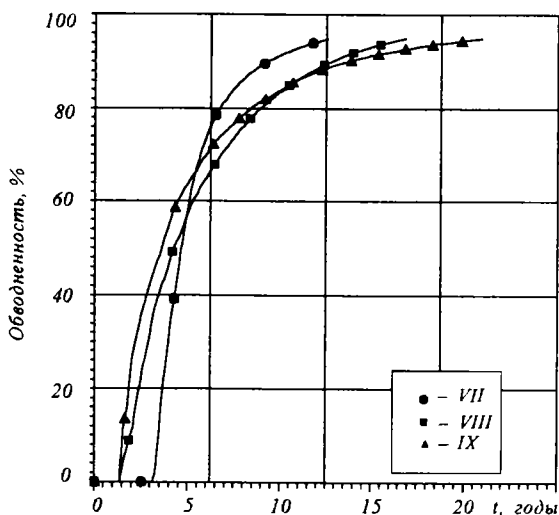


Рис. 4.38. Изменение во времени обводненности продукции в вариантах VII, VIII и IX (горизонтальная скважина).

Наименьшее значение КИН, равное 35,2%, имеет место в XVI варианте. В этом варианте высока степень анизотропии по проницаемости обоих пропластков, наихудшее соотношение коэффициентов про-

нищаемости по пропласткам и наихудшее соотношение запасов нефти в высоко- и низкопроницаемых пропластках (по сравнению с другими вариантами).

Рассмотрение результатов расчетов применительно к использованию горизонтальных скважин позволяет отметить три обстоятельства. Во-первых, начальные дебиты горизонтальных скважин больше, чем вертикальных скважин, что согласуется с результатами расчетов по оценке установившихся дебитов при однофазной фильтрации. Во-вторых, повышенные дебиты горизонтальных скважин определяют сокращение сроков разработки месторождения. В случае применения горизонтальных скважин сроки разработки находятся уже в пределах 10-20 лет. В-третьих, спектр зависимостей от времени основных показателей разработки при реализации системы горизонтальных скважин шире, чем в случае вертикальных скважин. Так в качестве примера на рис. 4.36 даются зависимости КИН от времени для аналогичных вариантов по неоднородности – VII, VIII и IX. Эти и другие данные говорят о том, что процессы вытеснения в слоисто-неоднородных коллекторах при применении горизонтальных скважин в большей мере зависят от перечисленных выше геологических факторов.

Из табл. 4.7 следует, что конечные значения КИН в случае горизонтальных скважин также, как и вертикальных, находятся в широких пределах. Наибольшее значение КИН имеет место в случае изотропного слоисто-неоднородного пласта и равняется 74,7%, что практически равно величине КИН для вертикальных скважин (74,3%). Затем по мере ухудшения уже отмеченных параметров слоистой неоднородности КИН имеет тенденцию к снижению, достигая наименьшего значения в XVI варианте, как и в случае вертикальных скважин.

В отличие от вертикальных скважин, значение КИН при применении горизонтальных скважин зависит от места расположения горизонтальных эксплуатационной и нагнетательной скважин в разрезе пласта. При этом здесь отмечаются не очевидные закономерности.

В вариантах с VIII по XII горизонтальные эксплуатационная и нагнетательная скважины размещаются в верхнем пропластке с наилучшими коллекторскими свойствами. В этих вариантах горизонтальные скважины проигрывают вертикальным скважинам по величине КИН. При этом наибольшая величина проигрыша доходит до 15% в XI варианте.

В трех вариантах (XIV, XV, XVI) горизонтальные скважины заметно превосходят вертикальные скважины по величине КИН. В этих вариантах нижний пропласток является высокопроницаемым и именно в нем располагаются горизонтальные эксплуатационная и нагнетательная скважины. Однако эти варианты уступают по величине КИН сопоставимым вариантам VIII и IX, когда горизонталь-

ные скважины находятся в верхнем высокопроницаемом пропластке.

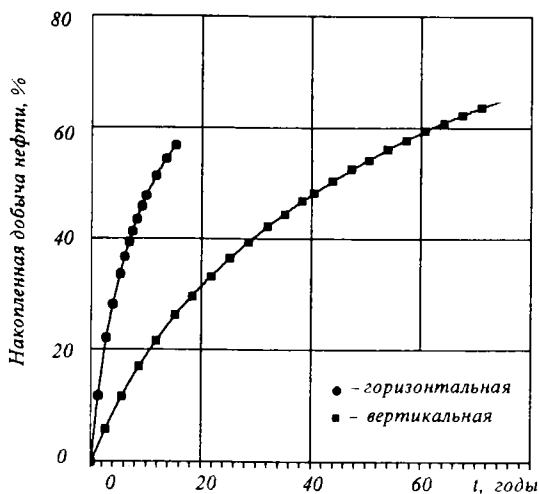


Рис. 4.39. Динамики накопленных отборов для вертикальной и горизонтальной скважин (вариант X)

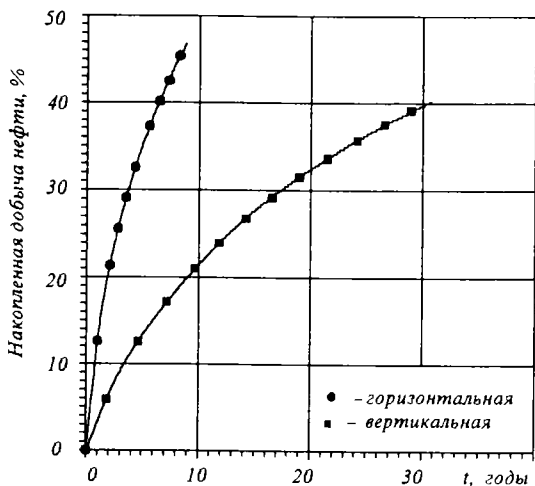


Рис. 4.40. Динамики накопленных отборов нефти для вертикальной и горизонтальной скважин (вариант XV)

Это объясняется следующим обстоятельством. Закачиваемая вода в VIII и IX вариантах вытесняет нефть преимущественно из верх-

него более проницаемого пропластка. Поэтому образуется возрастающая во времени зона контакта закачиваемой в верхний пропласток воды с нефтенасыщенной зоной нижнего пропластка. За счет значительности контакта и в результате действия сил гравитации вода из верхнего пропластка проникает в нижний, вытесняя нефть и способствуя росту КИН.

На рис. 4.39 и 4.40 дается сопоставление динамик накопленной добычи нефти для горизонтальной и вертикальной эксплуатационных скважин. Рис. 4.39 показывает случай, когда горизонтальная скважина проигрывает вертикальной по конечной величине КИН. Однако данный выигрыш достигается за счет значительного возрастания срока разработки. Рис. 4.40 иллюстрирует другой случай, когда горизонтальная скважина достигает преимуществ как по величине КИН, так и сроку разработки.

Таким образом, результаты исследований применительно к рассматриваемым параметрам слоисто-неоднородного пласта показывают, что горизонтальные скважины превосходят вертикальные скважины за счет больших начальных дебитов нефти и соответственно сокращения срока разработки месторождения. Однако горизонтальные скважины могут проигрывать вертикальным скважинам по величине КИН. Кроме того, в системах заводнения пласта имеет значение место расположения горизонтальной скважины в разрезе пласта. В процессах вытеснения одного флюида другим вертикальные скважины менее, чем горизонтальные, чувствительны к степени анизотропии пропластков по проницаемости. В случае слоисто-неоднородных коллекторов не всегда можно говорить о бесспорном преимуществе горизонтальных скважин перед вертикальными. Более правильно, если выбор типа скважин осуществляется на основе не только гидродинамических, но и технико-экономических расчетов.

## 10. ПСЕВДО-ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА – АЛЬТЕРНАТИВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ И ВЕРТИКАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

Предыдущие два параграфа выявили сильные и слабые стороны вертикальных и горизонтальных скважин. Они проявляются в реальных, слоисто-неоднородных коллекторах.

Напрашивается необходимость поиска нового, более эффективного типа скважин. Такой поиск приводит к идее использования скважин с условным названием псевдо-горизонтальных скважин [162, 415]. Этот тип скважин характеризуется следующими особенностями

- такая скважина имеет длину рабочего ствола соизмеримую с длиной обычно применяемых горизонтальных скважин,
- залегает под малым углом к горизонтальной поверхности,



- пересекает все пропластки продуктивного пласта от кровли до его подошвы.

Убедимся, что псевдо-горизонтальные скважины, действительно, могут рассматриваться в качестве альтернативы как вертикальным, так и горизонтальным скважинам. Для этого результаты предыдущего параграфа дополним результатами расчетов для псевдо-горизонтальной скважины. Поэтому рассматривается тот же элемент двухслойного пласта. На переднем торце размещается псевдо-горизонтальная скважина с длиной ствола в пределах продуктивного пласта, равной длине горизонтальной скважины ( 600 м ). На заднем торце размещается такая же, но нагнетательная скважина. Все остальные исходные данные аналогичны условиям предыдущего параграфа.

Схема размещения псевдо-горизонтальной скважины на передней торцевой поверхности и сеточной аппроксимации области интегрирования дается на рис. 4.41.

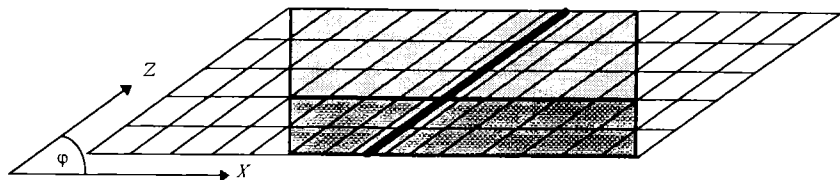


Рис. 4.41. Профильный разрез пласта и его сеточная аппроксимация в случае применения псевдо-горизонтальной скважины.

Сопоставление результатов расчетов для рассматриваемых трех типов скважин- вертикальных, горизонтальных и псевдо-горизонтальных приводится на рис. 4.42.

Эти результаты соответствуют условиям задачи в XVI варианте. Анализ полученных динамик накопленной добычи нефти ( в процентах от начальных запасов) позволяет отметить следующее.

1. В данном варианте вертикальная скважина проигрывает двум другим типам скважин и по темпам разработки, и по величине конечного КИН.

2. Псевдо-горизонтальная скважина является более предпочтительной по сравнению с горизонтальной, так как обеспечивает большую величину КИН. При этом динамики накопленной добычи нефти у этих двух типов скважин практически одинаковы.

Таким образом, получается, что псевдо-горизонтальная скважина вбирает в себя лучшие стороны вертикальных и горизонтальных скважин. В результате она же лишается присущих им недостатков. Так псевдо-горизонтальная скважина обеспечивает высокие темпы разработки ( т.е. малые сроки эксплуатации), а также высокую

нефтеотдачу ( конденсатоотдачу в случае поддержания пластового давления при разработке газоконденсатных залежей). При этом исключается риск, связанный с возможным попаданием горизонтальной скважины в нежелательный интервал, пропласток. Другими словами, устраняется сильная зависимость эффективности использования горизонтальной скважины от коллекторских свойств своего и соседних пропластков. Кроме того, в псевдо-горизонтальной скважине, в силу ее хоть и малого, но имеющегося наклона к горизонту, облегчаются работы по бурению, спуску эксплуатационной колонны, проведению геофизических исследований, ремонтных работ.

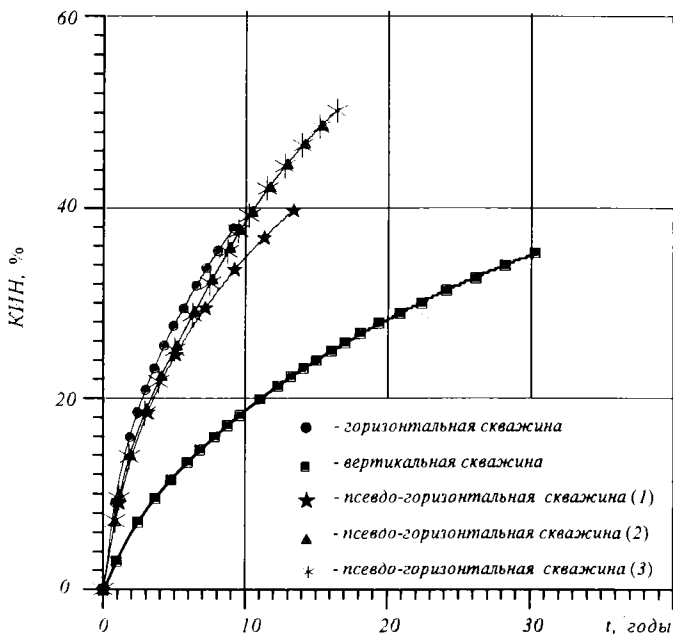


Рис. 4.42. Динамики накопленной добычи нефти для рассматриваемых типов скважин.

Нельзя сказать, что идея псевдо-горизонтальной скважины абсолютно нова. О таком типе скважин упоминал еще А.М.Григорян в своей монографии [68]. Однако он предполагал случаи, когда продуктивные пропластки гидродинамически изолированы друг от друга. В практике освоения нефтяных месторождений Западной Сибири широкое распространение получили наклонные скважины. Однако эти скважины отличались большим углом наклона рабочего ствола к горизонту (десятки градусов) и такой его длиной, которая соизмерима с размерами интервала дренирования в случае использования вертикальной скважины.

Применение псевдо-горизонтальных скважин требует более корректного учета реальной анизотропии коллекторских свойств каждого рассматриваемого разреза продуктивного пласта. Известно, что вследствие условий осадконакопления, тектонических и других процессов в каждой точке пласта имеем три значения проницаемости –  $k_x$ ,  $k_y$  и  $k_z$ , соответственно вдоль осей  $OX$ ,  $OY$  и  $OZ$ .

Отчасти применительно к вертикальным и в значительной мере в случае горизонтальных скважин учет анизотропии пласта ранее осуществлялся в результате использования указанных значений коэффициента проницаемости. В определенной степени это было допустимо, хотя и использовалось неявно допущение о том, что мы всегда знаем ту систему координат в пласте, для которой допустима указанная схематизация.

В случае псевдо-горизонтальных скважин (да и наклонных тоже) необходимо учитывать тензорную природу проницаемости пласта. Это означает, что при газогидродинамических расчетах следует рассматривать следующий тензор проницаемости

$$k = \begin{vmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{vmatrix}$$

Это приводит к тому, что компоненты вектора скорости фильтрации вдоль координатных осей равняются

$$v_x = -\frac{1}{\mu} \left( k_{xx} \frac{\partial p^*}{\partial x} + k_{xy} \frac{\partial p^*}{\partial y} + k_{xz} \frac{\partial p^*}{\partial z} \right)$$

$$v_y = -\frac{1}{\mu} \left( k_{yx} \frac{\partial p^*}{\partial x} + k_{yy} \frac{\partial p^*}{\partial y} + k_{yz} \frac{\partial p^*}{\partial z} \right)$$

$$v_z = -\frac{1}{\mu} \left( k_{zx} \frac{\partial p^*}{\partial x} + k_{zy} \frac{\partial p^*}{\partial y} + k_{zz} \frac{\partial p^*}{\partial z} \right)$$

Здесь  $p^* = p + \rho g z$ ;  $k_{ij}$  – компоненты симметричной матрицы.

В случае многофазной фильтрации такие выражения для компонент скорости фильтрации записываются применительно к каждой фазе. Все это приводит к значительному усложнению системы дифференциальных уравнений, описывающих процесс многомерной, многофазной фильтрации. Соответственно осложняется численный

алгоритм решения задач фильтрации при корректном учете анизотропии пласта.

Применительно к псевдо-горизонтальной скважине на рис. 4.42. дается три зависимости текущего КИН от времени. Они получены с использованием трех разных алгоритмов численного решения рассматриваемой задачи. Алгоритмы, соответствующие зависимостям (2) и (3), дают практически одинаковые результаты и, по мнению авторов [415], являются наиболее строгими.

## 11. НЕ СКВАЖИНЫ, А СКВАЖИННЫЕ СИСТЕМЫ

Результаты предыдущего параграфа показывают, что псевдо-горизонтальные скважины могут занять достойное место в системах разработки месторождений газа и нефти. При этом не требуется никаких корректив к сказанному, если речь идет о разработке газовых, газоконденсатных или нефтяных месторождений в режиме истощения пластовой энергии. В этом случае псевдо-горизонтальные скважины в наибольшей мере учитывают слоистую неоднородность коллекторов, что является характерным для большинства залежей газа и нефти.

Организация поддержания пластового давления в слоисто-неоднородном продуктивном пласте на основе использования псевдо-горизонтальных скважин требует более тщательных исследований. Поясним возникающие здесь дополнительные особенности протекания процессов вытеснения, на которые обращено внимание в работе [262].

Предположим, что продуктивный пласт представлен тремя пропластками с разными коллекторскими свойствами. Пропластки могут быть изолированы друг от друга, например, глинистыми разностями; они могут быть и гидродинамически сообщающимися между собой. Это пока не очень принципиально. Важно только, что использование горизонтальных скважин в таком пласте отличается не высокой эффективностью.

На рис. 4.43. приведен расчетный элемент трехслойного пласта. Кровля и подошва пласта непроницаемы. Непроницаемыми являются также все грани рассматриваемого элемента разработки в силу его симметричного расположения в общей системе воздействия на пласт. Верхний рисунок представляет профильный разрез, а нижний – вид сверху данного элемента разработки. На профильном разрезе представлена псевдо-горизонтальная добывающая скважина. На виде сверху даются проекции “следов” эксплуатационной и нагнетательной скважины в верхнем и нижнем пропластках.

Теперь рис.4.44 позволит лучше понять особенности процесса вытеснения одного флюида другим в рассматриваемом случае. На рис. 4.44а даются проекции эксплуатационной (левая) и нагнетатель-

ной (правая) скважин относительно всего вскрытого разреза. На рис. 4.44б, 4.44в, и 4.44г приводятся проекции следов псевдо-горизонтальных добывающей и нагнетательной скважин соответственно в верхнем, срединном и нижнем пропластках. Стрелки на этих рисунках схематично отражают направление процессов вытеснения в каждом из пропластков. Отсюда видно, что коэффициенты охвата процессом вытеснения в отдельных пропластках не велики. В случае со-общающихся пропластков обменные процессы между ними несколько нивелируют этот недостаток. При гидродинамической разобщенности пропластков этот недостаток не следует игнорировать.

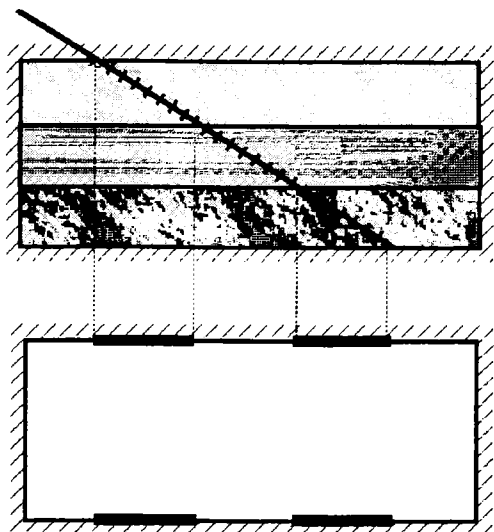


Рис. 4.43. К понятию особенностей поддержания давления в слоисто-неоднородном пласте при использовании псевдо-горизонтальных скважин.

Ситуация улучшается при асимметричном расположении добывающей и нагнетательной скважин друг относительно друга. Такой случай изображен на рис. 4.45а. Здесь стрелки из точек указывают направление стволов соответствующих скважин. Рис. 4.45б, 4.45в и 4.45г характеризуют следы рассматриваемых разнонаправленных скважин в верхнем, срединном и нижнем пропластках соответственно. Нетрудно видеть, что охват вытеснением в верхнем и нижнем пропластках здесь значительно улучшается.

Дальнейшее улучшение охвата вытеснением по всему объему пласта будет достигаться за счет перехода к использованию не скважин, а скважинных систем. Примеры таких скважинных систем даются на рис. 4.46- 4.48 применительно к случаю, когда продуктивный пласт представлен тремя изолированными друг от друга про-

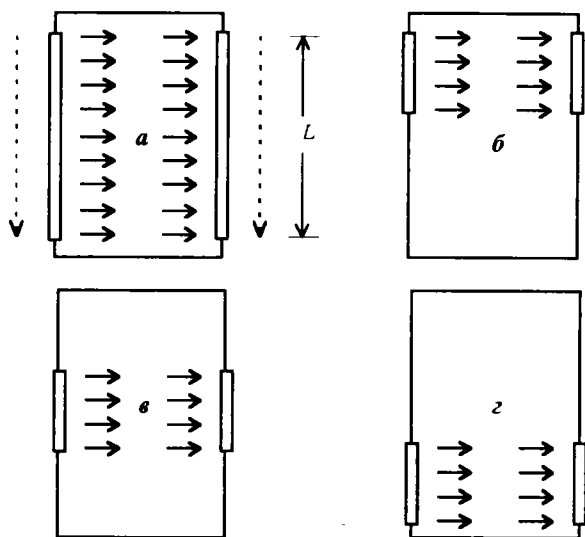


Рис. 4.44. Особенности разработки слоисто-неоднородного пласта при симметричном размещении добывающей и нагнетательной псевдо-горизонтальных скважин.

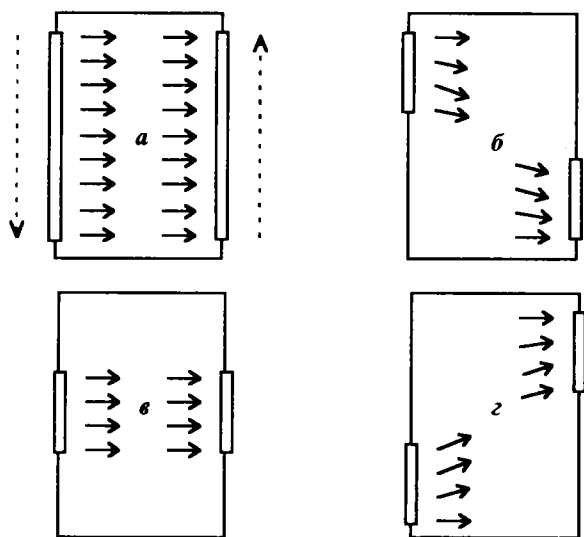


Рис. 4.45. Особенности разработки слоисто-неоднородного пласта при асимметричном размещении добывающей и нагнетательной псевдо-горизонтальных скважин.

пластками.

На рис. 4.46 скважинная система представлена основным псевдо-горизонтальным стволом и двумя ( тремя) дополнительными сопутствующими стволами, пробуренными на каждый пропласток (пласт).

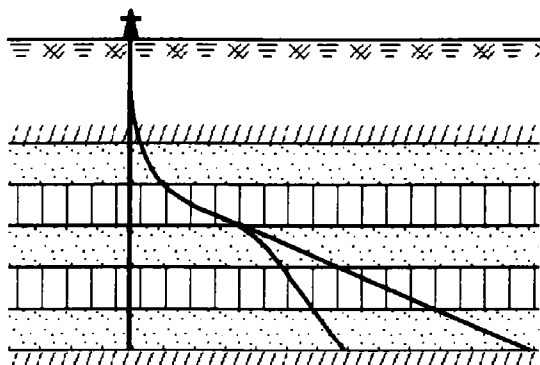


Рис. 4.46. Скважинная система с псевдо-горизонтальным и сопутствующими стволами.

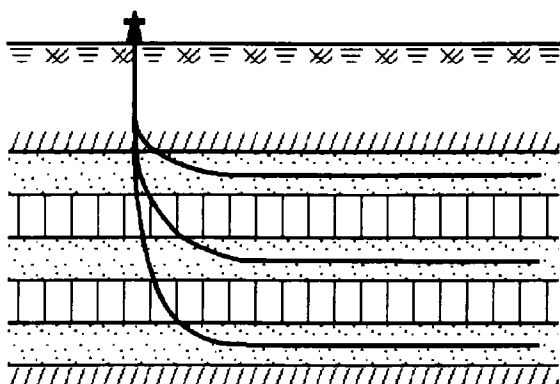


Рис. 4.47. Скважинная система с тремя горизонтальными стволами.

Рис. 4.47 характеризует скважинную систему, представленную тремя горизонтальными стволами, пробуренными на каждый пропласток (пласт). На рис. 4.48 в скважинной системе верхний пропласток будет дренироваться псевдо-горизонтальным стволом, а второй и третий – отходящими от него наклонными стволами. Подобные примеры и рассуждения можно было бы продолжить. Например, дополнительные стволы могут забуриваться не только в правую, но и левую сторону соответствующих схематических изображений.

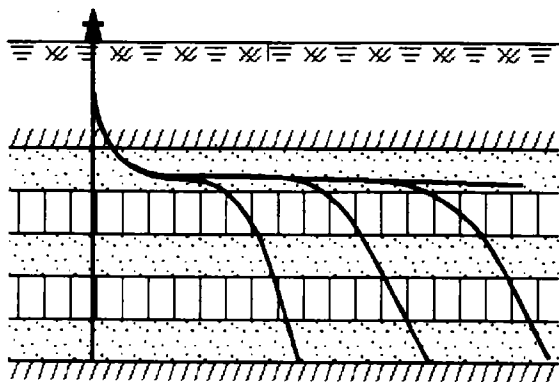


Рис. 4.48. Скважинная система с псевдо-горизонтальным стволом в верхнем пропластке и наклонными стволами для дренирования среднего и нижнего пропластков.

Важным достоинством скважинных систем является то, что одно устьевое оборудование, один шлейф от скважины, единые кондуктор, техническая, эксплуатационная колонна и НКТ обеспечивают получение продукции из нескольких пропластков и нескольких стволов. В результате сокращается число скважино-точек, что положительно сказывается на экономических показателях, а также минимизируются возможные неблагоприятные воздействия на окружающую среду [162].

### Контрольные вопросы

1. В чем отличительные особенности равномерной сетки размещения скважин на площади газоносности?
2. Назовите преимущества и недостатки кустового размещения скважин.
3. В чем заключается влияние системы размещения скважин на компонентоотдачу пласта?
4. Какие особенности размещения скважин при разработке газоконденсатной залежи Вы знаете?
5. Поясните влияние системы размещения скважин на технико-экономические показатели добычи газа.
6. Может ли компонентоотдача в случае анизотропного пласта быть выше, чем в случае изотропного коллектора?
7. Примеры влияния на показатели разработки системы размещения скважин на структуре?
8. Причины низкой эффективности применения горизонтальных скважин?
9. Придумайте другие разновидности скважинных систем.



### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ГАЗОВОМ РЕЖИМЕ

---

#### 1. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ РАВНОМЕРНОМ РАЗМЕЩЕНИИ СКВАЖИН

К показателям разработки месторождений природных газов относится множество параметров. Более подробно о них будет сказано позже. Здесь же рассмотрим методику определения изменения во времени дебитов скважин, потребного числа газовых скважин и их изменения во времени, изменения во времени пластового давления и забойного давления в скважинах.

Эти показатели можно определить в результате интегрирования дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа при соответствующих краевых условиях.

В связи с нелинейностью дифференциального уравнения фильтрации газа не представляется возможным получить необходимые аналитические решения. Поэтому для расчета показателей разработки месторождений природных газов были предложены различные приближенные методы, а также приближенные методы интегрирования уравнения Л.С. Лейбензона. Использование ЭВМ позволяет получать наиболее общие и практически точные решения. На основных расчетных методах остановимся в дальнейшем.

Определять перечисленные показатели разработки газовых месторождений (при некоторых допущениях) можно методом последовательной смены стационарных состояний. Теоретическое обоснование данного метода применительно к проектированию разработки газовых месторождений дано Б.Б. Лапуком [196].

#### О равенстве контурного давления среднему пластовому

Введение в расчеты понятия об удельных объемах дренирования существенно их облегчает. Нейтральные линии (поверхности) принимаются как бы непроницаемыми и каждая скважина дренирует "свой" участок пласта. Такой участок пласта и называется удельным объемом дренирования. Введение понятия об удельных объемах дренирования позволяет проводить расчеты на одну среднюю скважину и определять изменение во времени потребного числа средних скважин.

мент распределение давления в пределах удельного объема дренирования принимается таким, как при установившемся (стационарном) притоке газа к скважине. Важный момент эффективного использования метода последовательной смены стационарных состояний состоит в доказательстве положения о том, что при радиальной фильтрации газа к скважине средневзвешенное по газонасыщенному поровому пространству удельного объема дренирования пластовое давление  $\bar{p}_y$  мало отличается от давления  $p_k$  ( $\bar{p}_y \approx p_k$ ) на границе удельного объема дренирования радиусом  $R_k$  (рис. 5.1). Расчеты показывают, что при расстоянии между скважинами от 600 м до 4400 м и забойном давлении до 0,1 пластового давления (в условиях стационарной фильтрации) среднее давление в удельном объеме дренирования отличается от контурного на 0,5%. При расстоянии между скважинами до 1000 м и при почти свободном дебите газовой скважины среднее давление отличается от контурного не более чем на 3% [196]. Физически это объясняется значительной крутизной депрессионной воронки при притоке газа к скважине.

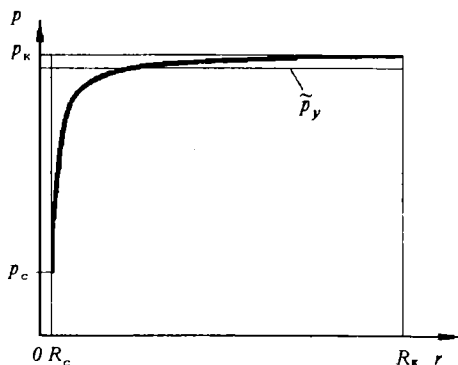


Рис. 5.1. Схема к доказательству условия, что  $\bar{p}_y \approx p_k$

Доказательство отмеченного положения позволило в уравнении притока к скважине неизвестное контурное давление  $p_k$  (пластовое давление в районе данной скважины) в момент  $t$  заменить средним давлением в удельном объеме дренирования, а при равномерном размещении скважин — приближенно средним давлением в залежи в тот же момент:  $p_k(t) \approx \bar{p}(t)$ .

### Определение показателей разработки для периодов нарастающей и постоянной добычи газа

В работе [196] приведены расчетные формулы для определения во времени необходимого числа и дебитов газовых скважин, пластовых и забойных давлений для случаев, когда фильтрация газа подчиняется закону Дарси или описывается одночленной сте-

пенной формулой. Более поздние исследования Б.Б. Лапука, Ф.А. Требина и А.Л. Лунца доказали высокую точность метода последовательной смены стационарных состояний<sup>1</sup> на основе сопоставления результатов, полученных этим методом, с практически точными решениями, найденными на ЭВМ с использованием численных методов [ 195 ].

Ниже будут даны расчетные формулы, получившие наибольшее распространение в последние годы и использующие двучленную формулу притока газа к забою скважин, обоснованию применимости которой посвящены исследования Е.М. Минского [ 37, 213 ].

Итак, дана зависимость изменения во времени отбора газа из месторождения  $Q = Q(t)$ . Расчеты показателей разработки будем вести для отборов газа из месторождения и дебитов скважин, приведенных к атмосферному давлению и стандартной температуре. Поэтому здесь под  $Q$  понимается отбор газа, приведенный к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ .

Известны запасы газа, начальные пластовые давление и температура, допустимый технологический режим эксплуатации средней скважины ( подробнее о средней скважине будет сказано позже ), уравнение притока газа к средней скважине.

Требуется определить изменение во времени среднего пластового и забойного давлений, дебита и потребного числа скважин. Определение этих показателей разработки газового месторождения методом последовательной смены стационарных состояний сводится к решению системы уравнений:

- материального баланса для газовой залежи;
- технологического режима эксплуатации скважины;
- притока газа к забою скважины;
- связи потребного числа газовых скважин, отбора газа из месторождения  $Q$  и дебита газовой скважины  $q$ .

Изменение во времени среднего пластового давления определяется по уравнению материального баланса для газовой залежи применительно к газовому режиму:

$$\tilde{p}(t) = \left( \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha} \Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right) z[\tilde{p}(t)] \quad (5.1)$$

В этом уравнении две неизвестные величины:  $\tilde{p}(t)$  и  $z[\tilde{p}(t)]$ . Известно, что зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления для каждого месторождения определяется составом газа и пластовой температурой. На рис. 5.2 приведена зависимость  $z = z(p)$  для газа следующего молярного состава, %:  $CH_4 - 94,32$ ;  $C_2H_6 - 3,9$ ;

<sup>1</sup> При рассмотрении притока газа к одной скважине.

$C_3H_8 - 1,17$ ;  $i-C_4H_{10} - 0,08$ ;  $n-C_4H_{10} - 0,13$ ;  $CO_2 - 0,4$ .

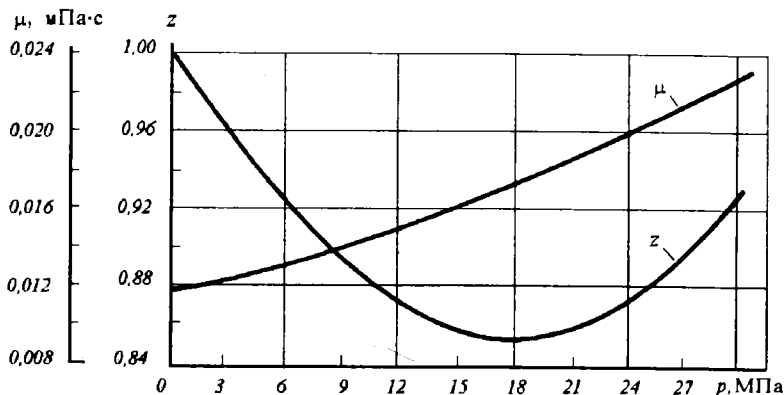


Рис. 5.2. Зависимости коэффициентов сверхсжимаемости  $z$  и динамической вязкости  $\mu$  газа от давления.

Для вычисления пластового давления по формуле (5.1) можно использовать метод итераций (последовательных приближений). При вычислении пластового давления в момент  $t$  в уравнение (5.1) подставляется значение добытого количества газа на этот момент времени. Это можно сделать, так как зависимость от времени годового отбора газа из месторождения задана. В качестве первого приближения принимается значение коэффициента  $z$  в предыдущий момент – при давлении  $\tilde{p}$  в момент  $t - \Delta t$ . По формуле (5.1) с коэффициентом  $z[\tilde{p}(t - \Delta t)]$  вычисляется пластовое давление  $\tilde{p}(t)$  на момент  $t$ . По вычисленному пластовому давлению уточняется коэффициент  $z$ . С уточненным коэффициентом  $z[\tilde{p}(t)]$  по формуле (5.1) вновь определяется пластовое давление на момент  $t$  и т.д., до тех пор, пока пластовое давление в последней и предпоследней итерациях не будет отличаться на заданную погрешность  $\varepsilon$  ( $\varepsilon \approx 0,01$  МПа). Аналогично определяются значения среднего пластового давления на другие моменты времени, то есть находится первая искомая зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ .

Другой способ определения изменения во времени среднего пластового давления заключается в следующем.

Уравнение материального баланса записывается в виде:

$$\frac{\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} = \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha} \Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{ст}}$$

Вычисляется зависимость изменения во времени приведенного среднего давления  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f(t)$ .

Зависимость  $z = z(p)$  пересчитывается в зависимость  $p/z(p) = \varphi(p)$ . На рис 5.3 приведена зависимость  $p/z(p)$  от  $p$ , построенная по данным рис. 5.2.

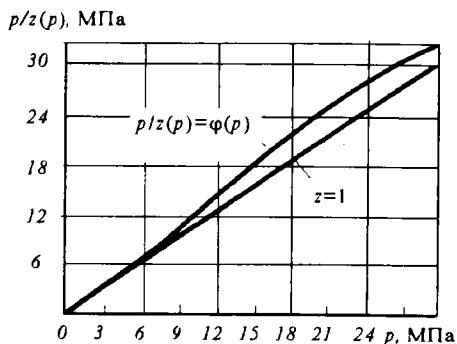


Рис. 5.3. Зависимость приведённого давления  $p/z(p)$  от давления  $p$

Пользуясь вычисленными значениями  $\tilde{p}(t) / z[\tilde{p}(t)]$  по графику зависимости  $p/z(p) = \varphi(p)$  определяются соответствующие значения пластового давления  $p$ . Использование зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f(t)$  позволяет вычисленные значения пластового давления отнести к соответствующим моментам времени, т.е. определить искомую зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ . Рассмотренный метод вычисления давлений предпочтителен при расчетах на калькуляторе, а метод итераций – при проведении вычислений на ЭВМ.

Пусть скважины эксплуатируются при технологическом режиме допустимой депрессии на пласт  $\delta$ . Примем, что депрессии по скважинам одинаковы. Тогда имеем, что

$$p_k(t) - p_c(t) = \delta.$$

При использовании допущения  $p_k(t) \approx \tilde{p}(t)$  режим заданной депрессии на пласт переписывается в виде

$$\tilde{p}(t) - p_c(t) = \delta \quad (5.2)$$

При известной зависимости  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  условие (5.2) позволяет вычислить вторую искомую зависимость  $p_c = p_c(t)$  изменения во

времени забойного давления в скважинах.

Согласно исследованиям Г.А. Зотова, Ю.П. Коротаева, Е.М. Минского, уравнение притока реального газа к забою скважины записывается в виде [214]:

$$p_k^2 - p_c^2 = A(\mu^* z)_{cp} q + B z_{cp} q^2$$

или, при замене контурного давления  $p_k$  средним пластовым давлением, имеем

$$\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) = A(\mu^* z)_{cp} q(t) + B z_{cp} q^2(t) \quad (5.3)$$

Здесь  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемые по данным испытания скважин;

$$(\mu^* z)_{cp} = 0,5 \cdot [(\mu^* z)_k + (\mu^* z)_c];$$

$$z_{cp} = 0,5 \cdot [z_k + z_c]; \quad \mu^* = \mu(p) / \mu_{ат};$$

$\mu(p)$  и  $\mu_{ат}$  – коэффициенты динамической вязкости газа при  $T_{пл}$  и при давлениях  $p$  и  $p_{ат}$  соответственно;  $(\mu^* z)_k$  и  $(\mu^* z)_c$  – произведение  $\mu^* z$  соответственно при контурном (пластовом) и забойном давлениях.

Запись уравнения притока реального газа к забою скважины в виде (5.3) дает погрешность не более 5% при  $\tilde{p} / \tilde{p}_{кр} < 6$  и  $p_c / \tilde{p} > 0,3$  и не более 1% при  $p_c / \tilde{p} > 0,7$  ( $p_{кр}$  – критическое давление).

Вычисления показывают, что при заданной погрешности расчетов 5% учитывать реальные свойства газа в уравнении притока к скважине необходимо при пластовых давлениях выше 12-14 МПа и  $p_c / p_k < 0,9$ .

Г.А. Зотов для вычисления  $\mu^* z$  предлагает достаточно точную и простую формулу [214]:

$$\mu^* z = \sigma + \psi(p_{пр}^2 - p_{нр})$$

Здесь  $p_{пр} = p / p_{кр}$  – приведенное давление;  $\sigma$  и  $\psi$  – коэффициенты, зависящие от приведенной температуры ( $T_{пр} = T_{пр} / T_{кр}$ ). Зна-

чения этих коэффициентов приведены ниже.

$T_{пр}$	1,4	1,5	1,6	1,8	2,0
$\sigma$	0,954	0,980	1,0	1,020	1,050
$\psi$	0,0442	0,0327	0,0260	0,0183	0,0133

При известных зависимостях  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  и  $p_c = p_c(t)$  уравнение (5.3) представляет собой квадратное уравнение относительно дебита средней скважины. Решая его, имеем:

$$q(t) = -\frac{A(\mu^* z)_{ср}}{2Bz_{ср}} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu^* z)_{ср}}{2Bz_{ср}}\right)^2 + \frac{\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t)}{Bz_{ср}}} \quad (5.4)$$

По найденным пластовому и забойному давлениям на момент времени  $t$  вычисляются соответствующие значения  $(\mu^* z)_{ср}$  и  $z_{ср}$ . Вычисленные  $(\mu^* z)_{ср}$  и  $z_{ср}$ , а также пластовое и забойное давления подставляются в формулу (5.4) и определяется дебит средней скважины  $q$  в момент времени  $t$ . Подобным же образом вычисляются дебиты средней скважины на разные моменты и в результате находится третья искомая зависимость —  $q = q(t)$ .

Найденная зависимость изменения во времени среднего дебита газовых скважин  $q = q(t)$  и заданная зависимость отбора газа из месторождения  $Q = Q(t)$  по формуле

$$n(t) = Q(t) / q(t) \quad (5.5)$$

позволяют установить искомую зависимость изменения во времени потребного числа скважин на разработку месторождения  $n = n(t)$ .

Исходные формулы для определения показателей разработки месторождений природных газов при приближенном учете реальных свойств газа записываются в виде (при режиме допустимой депрессии на пласт)

$$\tilde{p}(t) = \left( \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha} \Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{сг}} \right) z[\tilde{p}(t)] \quad (5.6)$$

$$\tilde{p}(t) - p_c(t) = \delta, \quad (5.7)$$

$$\bar{p}^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t), \quad (5.8)$$

$$n(t) = Q(t) / q(t) \quad (5.9)$$

Порядок решения системы уравнений (5.6) – (5.9) очевиден и не нуждается в особых пояснениях.

### Период падающей добычи газа

Определение показателей разработки в период падающей добычи газа сводится к интегрированию дифференциального уравнения истощения газовой залежи (2.6). Особенности методики расчетов на основе численного интегрирования указанного уравнения подробно изложены в [143].

Здесь рассмотрим простую, но и более общую методику прогнозирования показателей разработки в период падающей добычи газа. Она позволяет, например, учитывать различия скважин по продуктивным характеристикам, изменение во времени депрессии на пласт, числа добывающих скважин и т.д. В основе этой методики лежит изложенная в предыдущем разделе методика расчетов применительно к периодам нарастающей и постоянной добычи газа.

Если для периода падающей добычи задана зависимость изменения во времени отбора газа из месторождения  $Q=Q(t)$ , то используется методика предыдущего раздела. В противном случае неизвестно, какой отбор газа во времени обеспечит имеющийся фонд добывающих скважин.

Тогда прибегаем к методу последовательных приближений по уточнению добытого количества газа на разные моменты периода падающей добычи.

Пусть на момент  $t$  периода падающей добычи газа все показатели разработки известны. Приближенно оценим добытое количество газа к моменту  $t + \Delta t$  по формуле

$$Q_{\text{доб}}(t + \Delta t) = Q_{\text{доб}}(t) + Q(t)\Delta t \quad (5.10)$$

Другими словами, принимаем, что отбор газа за рассматриваемый интервал времени не изменился. По уравнению материального баланса определяется соответствующее этому добытому количеству газа  $Q_{\text{доб}}(t + \Delta t)$  среднее пластовое давление. При достаточно равномерном дренировании залежи по площади газонос-



ности найденное среднее пластовое давление  $\bar{p}(t + \Delta t)$  определяет дебит каждой отдельной скважины.

Знание допустимых депрессий по каждой скважине позволяет определить приближенные забойные давления в них на момент  $t + \Delta t$ . По найденным  $\bar{p}(t + \Delta t)$  и  $p_{ci}(t + \Delta t)$ , где  $i = 1, 2, \dots, n$ , определяются  $(\mu^* z)_{cp\ i(t+\Delta t)}$  и  $z_{cp\ i(t+\Delta t)}$ . Затем с использованием уравнения притока газа к каждой скважине вычисляются дебиты отдельных скважин на момент  $t + \Delta t$ . Суммирование дебитов по отдельным скважинам дает отбор газа из месторождения в целом  $Q(t + \Delta t)$  на рассматриваемый момент. По формуле

$$Q_{доб}[t + \Delta t] = Q_{доб}(t) + [Q(t) + Q(t + \Delta t)] \frac{\Delta t}{2} \quad (5.11)$$

уточняется добытое количество газа на момент  $t + \Delta t$ . Уточненное добытое количество газа используется в расчетах второго приближения и т.д., до получения искомого решения задачи на момент  $t + \Delta t$ .

Аналогичными расчетами для других моментов определяется изменение во времени основных показателей разработки месторождения в период падающей добычи газа и с учетом различий в продуктивных характеристиках скважин.

Нетрудно видеть, что излагаемый итерационный процесс (метод последовательных приближений) является сходящимся. Если при расчетах в первом приближении задано завышенное добытое количество газа  $Q_{доб}(t + \Delta t)$  на момент  $t + \Delta t$ , то найденное с использованием уравнения материального баланса среднее пластовое давление окажется заниженным. Соответственно будут заниженными дебиты скважин и  $Q(t + \Delta t)$  в (5.11). Поэтому в расчетах второго приближения будет задаваться величина  $Q_{доб}(t + \Delta t)$ , вычисленная согласно (5.11), меньшая, чем использованное значение  $Q_{доб}(t + \Delta t)$  при проведении расчетов в первом приближении и т.д.

### Особенности расчетов для других технологических режимов эксплуатации скважин

В дальнейшем методики прогнозирования показателей разработки будем иллюстрировать применительно к технологическому режиму эксплуатации скважин преимущественно при допустимой депрессии на пласт. Это объясняется тем, что режим заданной депрес-

сии на пласт – один из наиболее распространенных на практике. Кроме того, прогнозные расчеты для иных технологических режимов характеризуются небольшими отличиями.

1. Допустим, что скважины предполагается эксплуатировать при заданных постоянных во времени дебитах газа. Тогда вне зависимости от технологического режима эксплуатации скважин с использованием заданной зависимости  $Q=Q(t)$  по уравнению материального баланса вычисляется зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ . По уравнению притока газа к скважине находится зависимость  $p_c = p_c(t)$ . Потребное во времени число добывающих скважин определяется по формуле (5.5).

2. Пусть скважины эксплуатируются при заданных во времени забойных давлениях, т.е. зависимость  $p_c = p_c(t)$  известна. В этом случае по уравнению притока газа к скважине находится зависимость  $q = q(t)$ , а с использованием формулы (5.5) – искомая зависимость  $n = n(t)$ .

3. Рассмотрим прогнозирование показателей разработки в случае эксплуатации скважин при поддержании допустимого градиента давления  $s$  на поверхности перфорационных каналов. Для нахождения искомых зависимостей  $p_c = p_c(t)$  и  $q = q(t)$  решается следующая система уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) &= Aq(t) + Bq^2(t); \\ \varphi q(t) + \psi q^2(t) &= cp_c(t) \end{aligned} \right\} \quad (5.12)$$

Система (5.12) решается с использованием метода итераций (последовательных приближений).

4. Остановимся на методике расчетов при эксплуатации скважин в случае поддержания на устье допустимой скорости движения газа  $v_y$ . Суммирование уравнения притока газа к скважине и формулы Г.А. Адамова [37, 69] дает, что движение газа в призабойной зоне и по НКТ описывается следующим уравнением:

$$\tilde{p}^2(t) - p_y^2(t)e^{2S} = Aq(t) + B^*q^2(t) \quad (5.13)$$

Здесь  $p_y$  – устьевое давление на скважине;  $e^{2S}$  – член, учитывающий массу столба газа в НКТ;  $B^* = B + Q$  [37, 69].

Дебит скважины  $q$ , приведенный к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ , через заданную скорость  $v_y$  выражается следующим образом:

$$q = \frac{v_y F p_y T_{ст}}{z(p_y, T_y) p_{ат} T_y} \quad (5.14)$$

Здесь  $F$  – площадь внутреннего сечения НКТ.

После подстановки (5.14) в (5.13) при известной зависимости  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  уравнение (5.13) представляет собой квадратное уравнение относительно устьевое давление  $p_y$  в момент  $t$ . Находится  $p_y(t)$ . Определяется зависимость  $p_y = p_y(t)$ . При помощи выражения (5.14) вычисляется зависимость  $q = q(t)$  и т.д. При проведении расчетов реализуется итерационный процесс по уточнению устьевой температуры и коэффициента сжимаемости газа  $z(p_y, T_y)$ . Расчеты, касающиеся устьевой температуры, см., например, [69].

5. Уравнение (5.13) используется при определении показателей разработки при заданной зависимости  $p_y = p_y(t)$ . Из уравнения материального баланса определяется зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ , а из уравнения (5.13) – зависимость  $q = q(t)$ .

6. Если в результате расчетов оказывается, что потребное число скважин  $n$  меньше имеющегося числа скважин на месторождении  $n_{\text{факт}}$ , то показатели разработки определяются следующим образом. Согласно заданному отбору во времени по уравнению материального баланса определяется зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ . По формуле  $q(t) = Q(t)/n_{\text{факт}}$  устанавливается зависимость  $q = q(t)$ . С использованием найденных зависимостей  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  и  $q = q(t)$  по уравнению притока газа к скважине вычисляется  $p_c = p_c(t)$ .

### Допущения методики. Возможности для обобщений

Расчеты показателей разработки месторождений природных газов, основанные на методе последовательной смены стационарных состояний, отличаются значительной простотой. Однако необходимо иметь в виду, какой ценой достигается эта простота, иметь представление об области применимости рассмотренной методики. При использовании метода последовательной смены стационарных состояний не учитывается неоднородность продуктивных отложений по коллекторским свойствам. Расчеты ведутся на среднюю скважину – на скважину со средними дебитами, коэффициентами фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$ , при средних, например, допустимых депрессиях на пласт.

Вместе с тем имеется возможность приближенного учета разноразмерности добывающих скважин. С использованием уравнения материального баланса определяется зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ . Пусть каждая добывающая скважина характеризуется только ей присущими фильтрационными сопротивлениями и, например, допустимой депрессией на пласт. Тогда по найденной зависимости  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ ,

уравнению технологического режима эксплуатации и уравнению притока для каждой  $i$ -й скважины вычисляются зависимости  $q_i = q_i(t)$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ). Суммирование дебитов по каждой скважине в интересующие нас моменты позволяет определить зависимость изменения во времени общего отбора газа из добывающих скважин  $Q_d = Q_d(t)$ . Разница между плановым отбором  $Q = Q(t)$  и  $Q_d = Q_d(t)$  дает зависимость изменения во времени того отбора из месторождения  $Q_{пр} = Q_{пр}(t)$ , который должен быть компенсирован бурением новых (проектных) скважин. Изменение во времени потребного числа скважин для компенсации падения добычи из добывающих скважин устанавливается по формуле  $n_{пр}(t) = Q_{пр}(t)/q(t)$ . Здесь  $q$  – дебит средней скважины.

Методика определения показателей разработки месторождений природных газов, изложенная в данном параграфе, предполагает, что в начальный момент скважины размещаются равномерно на площади газоносности. Несмотря на то, что функционирующее число газовых скважин увеличивается во времени, принимается допущение о равномерности сетки скважин в каждый момент. В определенной мере это оправдывается тем, что коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  не претерпевают больших изменений при существенных изменениях удельных объемов дренирования вследствие, например, добуривания новых скважин.

В расчетах не учитываются произвольность конфигурации месторождения и расположения скважин, различия продуктивных характеристик проектных газовых скважин.

Вследствие неоднородности пласта по коллекторским свойствам, в результате неравномерного расположения скважин и неравномерного дренирования залежи могут возникать значительные общие депрессионные воронки. На рис. 2.14 приведено возможное распределение пластового давления в залежи при ее разработке. Из рисунка видно, что при прочих равных условиях лишь по скв. 4, 5 рассчитанные и фактические дебиты в момент  $t$  могут совпасть, так как на рассматриваемый момент пластовые давления вблизи этих скважин практически равняются среднему пластовому давлению  $\bar{p}(t)$ . По скв. 1 фактические дебиты будут падать медленнее во времени, а по скв. 2 – быстрее, чем по данным расчетов.

Разнодебитность газовых скважин может существенно влиять на систему обустройства газового промысла. Возникающие в процессе разработки месторождения глубокие депрессионные воронки приводят к необходимости более раннего (по сравнению с расчетным) ввода дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода.

Естественно, что изложенная в данном параграфе методика не позволяет предсказать отмеченных особенностей и учесть их при

разработке месторождений природных газов. Использование метода последовательной смены стационарных состояний для определения показателей разработки газовых месторождений целесообразно при ориентировочных, оценочных расчетах. Рассматриваемая методика широко применяется на начальных этапах проектирования разработки месторождений природных газов, когда из-за недостаточных количества и достоверности исходной информации не представляется возможным использовать более точные и совершенные расчетные методы. Этот метод заслуживает внимания при проведении технико-экономических расчетов для установления перспектив разработки газоносной провинции, при отыскании принципиальных решений вопросов разработки месторождения и обустройства промысла. Техничко-экономические расчеты характеризуются большим числом вариантов, большим объемом вычислительной работы. Поэтому использование рассматриваемого метода целесообразно и при проведении технико-экономических расчетов на современных ЭВМ.

После нахождения принципиальных решений более точные расчеты проводятся при помощи соответствующих точных методов с учетом дополнительных геолого-промысловых факторов.

**П р и м е р.** Представим результаты расчетов показателей разработки газового месторождения А, запасы которого (приведенные к стандартным условиям) составляют 300 млрд.м<sup>3</sup>, период нарастающей добычи газа – 4 года. Период постоянной добычи продолжается до суммарного отбора из месторождения 67 % начальных запасов газа в пласте. Изменение во времени отборов и соответствующей суммарной (накопленной) добычи газа из месторождения, приведенных к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ , дается ниже.

Год разработки	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й
$Q, 10^9 \text{ м}^3/\text{год}$	5	7,5	10	12,5	15	15	15	15
$Q_{доб}, 10^9 \text{ м}^3$	5	12,5	22,5	35	50	65	80	95

Год разработки	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
$Q, 10^9 \text{ м}^3/\text{год}$	15	15	15	15	15	15	15
$Q_{доб}, 10^9 \text{ м}^3$	110	125	140	155	170	185	200

Параметры средней скважины:  $A = 0,158 \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}/\text{тыс.м}^3$ ;  $B = 62 \times 10^{-6} (\text{МПа} \cdot \text{сут}/\text{тыс.м}^3)^2$ ;  $\delta = 3,8 \text{ МПа}$ . Остальные исходные данные:  $p_n = 30 \text{ МПа}$ ;  $T_{пл} = 336^\circ \text{ К}$ ;  $n_{факт} = 11$ . Состав газа приведен в начале параграфа. Прогнозные расчеты выполнены с учетом и без учета реальных свойств газа и результаты представлены на рис. 5.4.

Из рис. 5.4 видно, что учет реальных свойств газа существенно влияет на прогнозные показатели разработки. При пренебрежении

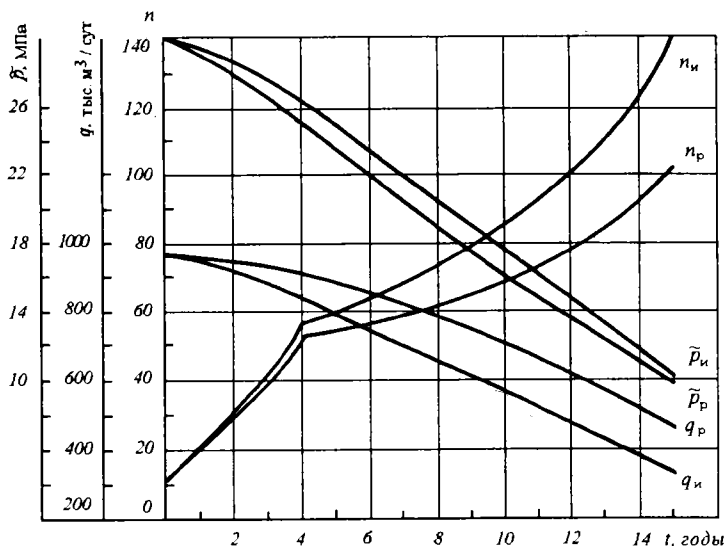


Рис. 5.4. Изменение во времени показателей разработки месторождения А с учетом реальных свойств газа (индекс "р") и без учета этих свойств (индекс "и")

реальными свойствами газа зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  получается завышенной. Такие показатели, как изменение во времени забойных давлений, дебитов и потребного числа скважин (для сопоставляемых вариантов), получены из зависимости  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ , вычисленной с учетом коэффициента сверхсжимаемости газа в уравнении материального баланса. Результаты проведенных расчетов показывают, в частности, что при пренебрежении реальными свойствами газа в уравнении притока газа к скважине завышается потребное число скважин на разработку месторождения. Так, в рассмотренном примере это завышение составляет около 40% к пятнадцатому году разработки месторождения.

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОГО ЧИСЛА СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При проектировании процесса разработки месторождений природных газов потребное число скважин вычисляется по формуле

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} K_p$$

Здесь  $K_p$  – коэффициент резерва,  $K_p > 1$ .

Для каждого месторождения в принципе должен обосновываться и приниматься свой коэффициент резерва, т.е. должно устанавливаться свое резервное число скважин.

Коэффициент резерва скважин должен учитывать следующее.

- Возможную неравномерность потребления газа.
- Возможность частичного или полного выбытия из эксплуатации некоторых скважин в связи с их обводнением, коррозией и т.д.
- Степень достоверности исходной геолого-промысловой информации о месторождении, водонапорном бассейне и т.д.
- Необходимость проведения стандартных, текущих и специальных исследований скважин.
- Степень важности месторождения в соответствующей системе газоснабжения и другие факторы.

Для учета возможной неравномерности потребления газа рекомендуется при вычислении потребного числа скважин исходить из равномерной работы всех скважин в течение 330 сут в году, т.е. вести расчет по формуле

$$n(t) = 365 Q(t) / [330 q(t)]. \quad (5.15)$$

Здесь  $Q$  – отбор газа из месторождения в суточном исчислении;  $q(t)$  – среднесуточный дебит одной скважины в момент  $t$ .

Учет других факторов в каждом конкретном случае может увеличивать общее число скважин по сравнению с определенным потребным числом скважин согласно формуле (5.15).

При обосновании коэффициента резерва скважин необходимо помнить об экономической стороне этого вопроса. Обеспечение абсолютной надежности не всегда оправдано экономически, а требования к степени надежности должны быть различными для потребителей разных категорий. Выбор оптимальной степени надежности газоснабжения связан с установлением показателя ущерба от непоставленного количества газа и представляет собой технико-экономическую задачу определения минимальных затрат с целью обеспечения бесперебойной подачи газа.

Надежность газоснабжения народного хозяйства страны обеспечивается не только резервированием скважин. Дополнительно осуществляется следующее.

- Сооружение крупных, многониточных систем дальнего транспорта.
- Кольцевание системы газопроводов, позволяющее маневрировать потоками газа.

- Создание подземных хранилищ газа вблизи потребителей, а также и месторождений-регуляторов.
- Непрерывное повышение надежности оборудования и всех элементов системы дальнего газоснабжения.
- Автоматизация и телемеханизация технологических процессов системы дальнего газоснабжения.

Необходимо также иметь в виду, что в некоторых случаях по тем или иным причинам порядок разбуривания месторождения отклоняется от вычисленной проектной зависимости  $n=n(t)$ . Например, разбуривание многопластового Газлинского месторождения проходило с некоторым опережением по сравнению с тем, что было предусмотрено в Проекте разработки. Опережающее разбуривание Газлинского месторождения привело к следующим положительным результатам.

Во-первых, это позволило эффективно (равномерно во времени) использовать возможности Газлинской конторы бурения.

Во-вторых, опережающее разбуривание *IX* и *X* горизонтов дало возможность не усложнять конструкции скважин на нижележащие горизонты *XII* и *XIII*. По некоторым причинам эти горизонты были введены в разработку значительно позже, чем горизонты *IX* и *X*, хотя по проекту все горизонты должны были вводиться в эксплуатацию одновременно. В результате запланированный отбор газа обеспечивали горизонты *IX* и *X*. Соответственно к моменту ввода в разработку горизонтов *XII* и *XIII* в горизонтах *IX* и *X* пластовое давление значительно снизилось. Если бы в этих изменившихся условиях (и в более поздние моменты) при бурении скважин на горизонты *XII* и *XIII* не спускали дополнительную техническую колонну для перекрытия горизонтов *IX* и *X*, то могли бы произойти неконтролируемые поглощения бурового раствора, осложнения при эксплуатации некоторых скважин горизонтов *IX* и *X*.

В-третьих, созданный как бы искусственный резерв скважин позволил превышать в нужные моменты предусмотренные проектом разработки отборы газа из месторождения. Кроме того, создавалась возможность поставить в широких масштабах работы по исследованию газовых скважин и по интенсификации добычи газа.

Для многопластовых месторождений могут возникнуть отрицательные последствия при задержке разработки вышележащих горизонтов. Покажем это на примере Шебелинского месторождения.

Разработка Шебелинского месторождения привела к тому, что пластовое давление на периферии свиты медистых песчаников (СМП) оказалось ниже, чем в залегающем выше нижнеангидритовом горизонте (НАГ). Это осложнило добуривание скважин на СМП. Для вскрытия отложений СМП необходимо, чтобы плотность бурового раствора была ниже, чем при вскрытии от-



ложений НАГ. Поэтому в некоторых случаях приходилось усложнять (а следовательно, и удорожать) конструкцию скважин на СМП – спускать техническую колонну для перекрытия отложений НАГ.

Таким образом, последовательность разработки отдельных залежей и особенности разбуривания многопластовых месторождений могут приводить к тем или иным отклонениям в отношении наличного числа добывающих скважин. Иногда может оказаться целесообразным искусственное создание (на определенный момент) некоторого “дополнительного резерва” скважин.

### Учет обводнения скважин

Иногда процесс обводнения скважин на отдельных месторождениях воспринимается как случайный, слабопредсказуемый процесс. Предпосылками к этому служат следующие моменты.

- Достаточно случайное распределение коллекторских свойств по площади и толщине пласта.

- В определенной мере случайное расположение интервалов перфорации, забоев скважин по отношению к контурным водам в различных пропластках.

- Случайность фактического дренирования тех или иных интервалов продуктивного пласта в различных скважинах.

В связи с этим совместно с М.Гафуровой и В.С. Орловым использован вероятностно-статистический подход к проблеме обводнения залежи газа и соответственно добывающих скважин. Для этой цели приняты две модели слоистого пласта, состоящего из  $m$  пропластков.

В модели пласта  $I$  пропластки в области водоносности и обводненных зонах изолированы друг от друга. Принимается, что в области газоносности пластовое давление в пропластках одинаково и равняется среднему давлению  $\tilde{p}(t)$  по залежи в соответствующий момент, т.е.  $\tilde{p}_1(t) = \tilde{p}_2(t) = \dots = \tilde{p}_m(t) = \tilde{p}(t)$ . Продвижение воды по каждому из пропластков определяется его коллекторскими свойствами. В модели пласта  $II$  в областях газо- и водоносности продуктивный горизонт представляется слоистым пластом так, что  $\tilde{p}_1(t) \neq \tilde{p}_2(t) \neq \dots \neq \tilde{p}_m(t) \neq \tilde{p}(t)$ . Продвижение воды определяется различием пропластков по коэффициенту проницаемости и разной степенью их дренирования. Распределение отбора из залежи по пропласткам принимается пропорциональным параметру проводимости. Следовательно, во второй модели принято допущение, что

$$Q_1(t) : Q_2(t) : \dots : Q_m(t) = k_1 h_1 : k_2 h_2 : \dots : k_m h_m.$$

Об особенностях расчетов продвижения воды в две модели слоистого пласта будет сказано в параграфе 5 главы 6. Здесь же остановимся на результатах расчетов (применительно к горизонту *IIa* Ачакского месторождения) и выводах.

Слоистое строение пласта достаточно слабо сказывается на общем количестве поступившей в залежь воды (рис.5.5). Однако оно обуславливает избирательное продвижение воды по отдельным пропласткам. И, как ожидалось, в наибольшей мере это проявляется в модели пласта *II*, хотя здесь имеем наименьшее суммарное поступление воды в залежь.

$\bar{p} / z(\bar{p})$ , МПа

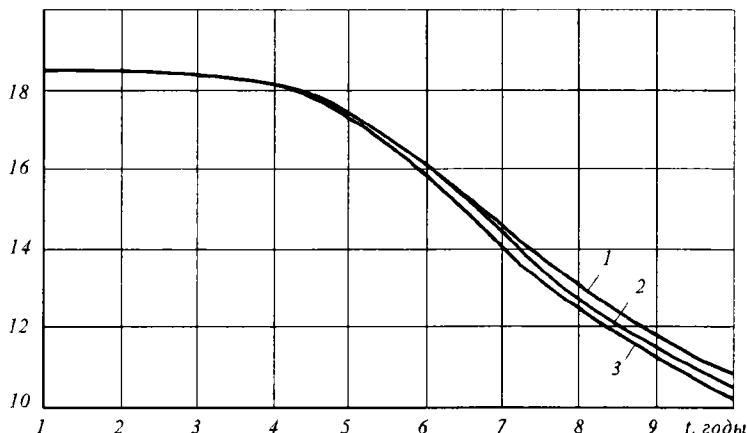


Рис. 5.5 Зависимости изменения во времени среднего давления для трех моделей горизонта *IIa* Ачакского месторождения  
1, 2 - модели *I* и *II* слоистого пласта соответственно; 3 - однородный по толщине продуктивный горизонт

Избирательное продвижение контурной воды по отдельным пропласткам охарактеризуем безразмерной площадью обводнения ( $S_{обвj}^* = S_{обвj} / S_j$ , где  $S_{обвj}$  — обводненная площадь  $j$ -го пропластка в момент  $t$ ;  $S_j$  — площадь газоносности  $j$ -го пропластка).

Размещение скважин на площади газоносности, интенсивность и темпы их обводнения в определенной мере могут рассматриваться как случайные явления. Поэтому представляется, что должна существовать корреляционная связь между указанным показателем избирательного продвижения воды и темпом обводнения скважин. Для возможности сопоставления этих двух процессов введем долю обводненного числа скважин  $n_{обв}^* = n_{обв} / n_{общ}$ , где  $n_{обв}$  — число обводненных скважин и эксплуатируемых с водой к некоторому моменту  $t$ ;

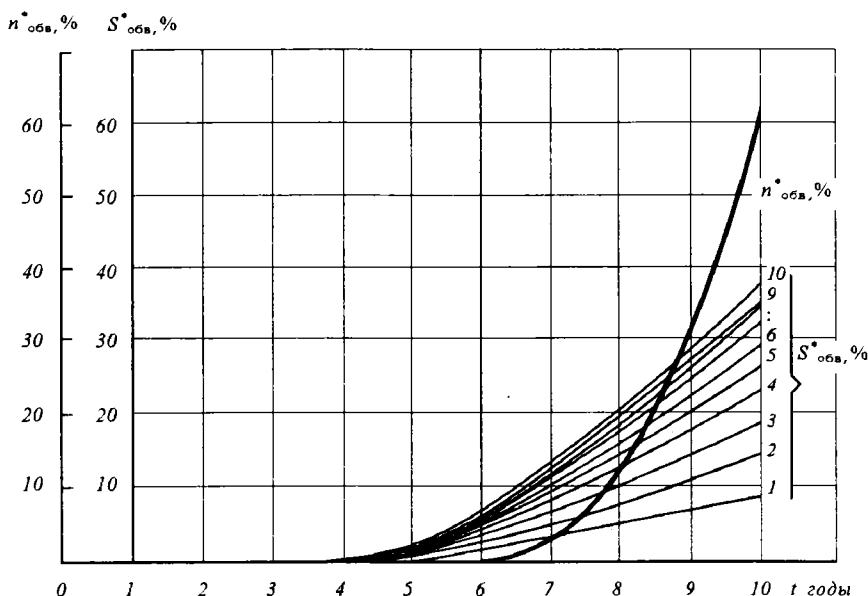


Рис. 5.6. Зависимости изменения во времени процента обводненных скважин и безразмерной обводненной площади пропластков в модели I слоистого пласта. 1-10 — номера пропластков

$n_{\text{общ}} = n_{\text{обв}} + n_{\text{экс}}$  — общий фонд скважин на эту же дату;  $n_{\text{экс}}$  — число безводных эксплуатируемых скважин в тот же момент. Результаты расчетов приведены на рис. 5.6 и 5.7.

В модели пласта I для десятого, наиболее проницаемого пропластка ( $m=10$ , о задании коэффициентов проницаемости по пропласткам будет сказано в параграфе 5 главы 6)  $S^*_{\text{обв } 10}$  на 10-й год разработки составляет 38%, а  $n^*_{\text{обв}}$  на эту дату — 45 %, т.е.  $n^*_{\text{обв}} > S^*_{\text{обв } 10-I}$ . В модели пласта II  $S^*_{\text{обв } 10-II}$  на 10-й год разработки достигает 65 %, т.е.  $n^*_{\text{обв}} < S^*_{\text{обв } 10-II}$ .

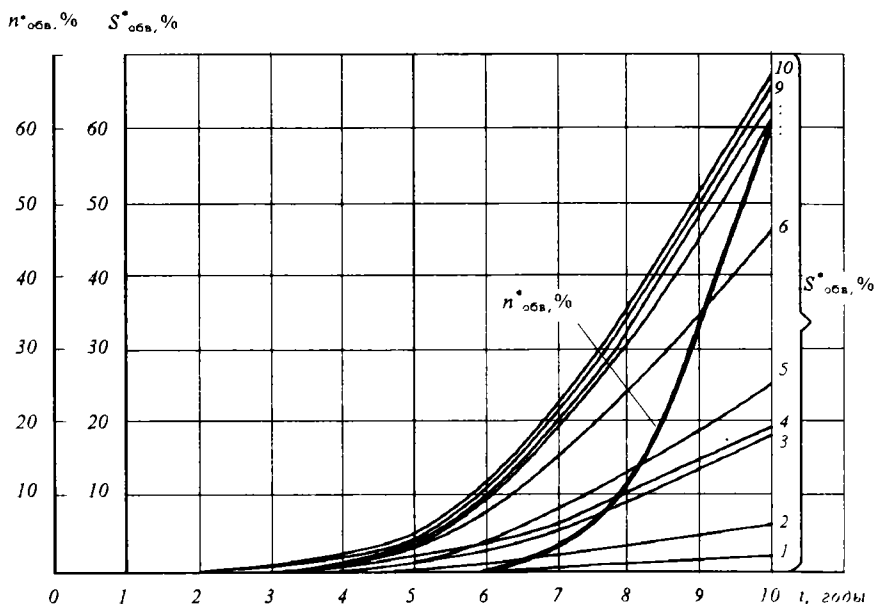
Таким образом, если при обосновании резерва скважин на обводнение ориентироваться на модель пласта I, то он может оказаться недостаточным. Модель пласта II предусматривает больший, чем требуется резерв скважин.

Итак,  $S^*_{\text{обв } 10-I} < n^*_{\text{обв}} < S^*_{\text{обв } 10-II}$ .

Реальный резерв скважин рекомендуется обосновывать исходя из полусуммы обводняющегося числа скважин в моделях пласта I и II.

Изложенный подход к оценке резерва скважин на обводнение является одним из возможных. Проведение аналогичных расчетов по другим разрабатываемым месторождениям позволит, видимо, уточнить высказанные выводы и рекомендации [122, 126]. Во всяком слу-

чае, рассмотренный подход позволяет понять о чем идет речь и вполне допускает альтернативные подходы.



**Рис. 5.7.** Зависимости изменения во времени процента обводнённых скважин и безразмерной обводнённой площади пропластков в модели II слоистого пласта.  
1 - 10 – номера пропластков

Не следует также думать, что определение резерва на обводнение скважин является смирением перед проявлением водонапорного режима. На сегодня имеются разные способы воздействия на негативные проявления водонапорного режима, о чем будет говориться позже.

## Обеспечение надежности газоснабжения

Скважины и элементы промыслового обустройства выходят из строя из-за тех или иных неисправностей. Требуемая надежность системы добычи газа может быть достигнута в результате резервирования скважин и соответствующих технологических линий сбора и обработки газа. Подробно эти вопросы изложены в монографии И.А. Леонтьева и И.Г. Журавлева [201]. Остановимся только на определении оптимального резерва скважин, с точки зрения учета отказов элементов оборудования промысла.

Расчет оптимального резерва скважин сводится к построению зависимости целевой функции (функции показателя ущерба) от числа резервных скважин (в процентах) и отысканию минимума этой функции, соответствующего оптимальному резерву. Целевая функция представляет собой сумму ущерба у потребителей газа из-за ненадежной работы промысла и дополнительных затрат на повышение надежности системы добычи газа за счет создания резерва скважин.

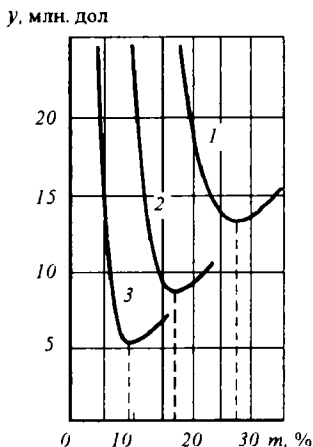


Рис. 5.8. Функция ущерба при различных уровнях надежности скважин.  
 $K_p$ : 1 – 0,85; 2 – 0,9; 3 – 0,95

Результаты одного из расчетов для Уренгойского месторождения приведены на рис. 5.8, из которого, в частности, следует, что оптимальный резерв скважин зависит от коэффициента готовности скважин  $K_r$  (вероятность того, что скважина будет работоспособной в произвольно выбранный момент в промежутке между выполнениями планового технического обслуживания).

Так, оптимальный резерв увеличивается от 9 % при  $K_r = 0,95$  до 28 % при  $K_r = 0,85$  (вариант со средним дебитом скважин 1 млн.м<sup>3</sup>/сут и удельным ущербом  $u$  потребителя 10 дол/10<sup>3</sup> м<sup>3</sup> газа).

### 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СРЕДНЕЙ СКВАЖИНЫ

В некоторых методах определения показателей разработки месторождений природных газов используется понятие средней скважины, т.е. расчеты выполняются на среднюю скважину. Принимается, что средняя скважина имеет среднюю глубину, среднюю длину шлейфа, среднюю конструкцию, средние допустимые дебит и депрессию, средние коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$ .

Введение понятия средней скважины преследует две цели.

1. По возможности наилучшим образом учесть разное дебитность скважин на месторождении.

2. Расчетом показателей разработки месторождения на основе средней скважины обеспечить наиболее достоверный прогноз, например, по потребному числу скважин.

Если на месторождении имеется значительное число скважин, то параметры "средней" скважины можно определять на основе методов статистики и теории вероятностей. Теория вероятностей позволяет рассчитать наиболее вероятностные параметры скважин, которые будут пробурены для поддержания заданного отбора газа из месторождения. Следовательно, рассчитанное число потребных скважин будет близко к фактически необходимому.

Однако из-за недостаточного объема информации при составлении проектов опытно-промышленной эксплуатации и проектов разработки месторождений применение методов статистики и теории вероятностей часто исключается. Поэтому рассмотрим другой, получивший распространение метод определения параметров средней скважины [179].

Пусть на месторождении имеется  $n$  газовых скважин. По результатам исследований этих скважин определены уравнения притока газа к каждой скважине и допустимые дебиты (депрессии) для каждой скважины.

Уравнения притока газа к рассматриваемым скважинам имеют вид

$$\begin{aligned} \Delta p_1^2 &= p_{\kappa 1}^2 - p_{c 1}^2 = A_1 q_1(t) + B_1 q_1^2(t), \\ \Delta p_2^2 &= A_2 q_2(t) + B_2 q_2^2(t), \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta p_i^2 &= A_i q_i(t) + B_i q_i^2(t), \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta p_n^2 &= A_n q_n(t) + B_n q_n^2(t). \end{aligned} \tag{5.16}$$

Просуммировав данные уравнения, получаем:

$$\sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 = \sum_{i=1}^n A_i q_i + \sum_{i=1}^n B_i q_i^2 \tag{5.17}$$

В уравнениях (5.16) и (5.17) под  $\Delta p_i^2$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ) понимаются разности квадратов пластового и забойного давлений, соответствующие допустимым дебитам скважин  $q_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ).

Уравнение (5.17) представим следующим образом:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_i q_i + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n B_i q_i^2 \tag{5.18}$$

Уравнение притока газа к средней скважине запишем в виде

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = A_{\text{ср}} q_{\text{ср}} + B_{\text{ср}} q_{\text{ср}}^2 \quad (5.19)$$

Примем, что  $\Delta p_{\text{ср}}^2$  и  $q_{\text{ср}}$  равны среднеарифметическим значениям соответствующих величин, т.е.

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2; \quad q_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n q_i. \quad (5.20)$$

Тогда для принятых предположений (5.20) необходимо установить связь между средними коэффициентами фильтрационных сопротивлений  $A_{\text{ср}}$  и  $B_{\text{ср}}$  и коэффициентами фильтрационных сопротивлений для каждой скважины. Для этого подставим соотношения (5.20) в уравнение (5.19):

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 = \frac{A_{\text{ср}}}{n} \sum_{i=1}^n q_i + B_{\text{ср}} \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n q_i \right]^2 \quad (5.21)$$

Сопоставляя уравнения (5.18) и (5.21), находим следующие выражения для вычисления средних коэффициентов фильтрационных сопротивлений:

$$A_{\text{ср}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n q_i} \sum_{i=1}^n A_i q_i; \quad B_{\text{ср}} = \frac{1}{\left[ \sum_{i=1}^n q_i \right]^2} n \sum_{i=1}^n B_i q_i^2. \quad (5.22)$$

Если теперь уравнение (5.19) записать, например, для начального момента в виде

$$\delta_{\text{ср}} (2p_n - \delta_{\text{ср}}) = A_{\text{ср}} q_{\text{ср}} + B_{\text{ср}} q_{\text{ср}}^2 \quad (5.23)$$

и подставить в него  $A_{\text{ср}}$  и  $B_{\text{ср}}$ , вычисленные согласно (5.22), и средний начальный допустимый дебит скважины  $q_{\text{ср}}$ , то получим квадратное уравнение относительно допустимой депрессии. Решая уравнение (5.23), находим среднюю для месторождения допустимую депрессию на пласт.

Прогнозные расчеты на среднюю скважину выполняются затем при соблюдении условия  $\delta_{\text{ср}} = \text{const}$ .

Отметим, что если расчеты параметров средней скважины проводятся по данным исследования скважин на некоторый момент, то вместо  $p_n$  в формуле (5.23) надо рассматривать текущее среднее пластовое давление (или среднее пластовое давление в области дренирования в момент  $t$ ).

Сделаем некоторые дополнения к сказанному. На газовых месторождениях разведочные скважины, как правило, несовершенны по степени вскрытия. На основе результатов их исследований необходимо получить наиболее достоверную продуктивность добывающих скважин.

Если принять допущение о слоистом строении коллекторов, то коэффициенты  $A$  и  $B$  для каждой скважины можно пересчитать, как это нередко делается, на условие полного вскрытия пласта по формулам<sup>1</sup>

$$A_{\text{расч}} = A\bar{h}, \quad B_{\text{расч}} = B(\bar{h})^2 \quad (5.24)$$

Здесь  $\bar{h} = h_v/h_{\text{эф}}$ ;  $h_v$  – вскрытая толщина пласта;  $h_{\text{эф}}$  – эффективная толщина пласта.

Соотношения (5.24) определяются структурой коэффициентов  $A$  и  $B$  [69].

Используя  $A_{\text{расч}}$  и  $B_{\text{расч}}$ , а также допустимую (достигнутую) депрессию по каждой скважине, по уравнению притока находим дебиты скважин при полном вскрытии пласта. Однако найденные дебиты нельзя использовать для определения параметров средней скважины, так как они соответствуют разным депрессиям на пласт в каждой скважине. Поэтому при определении параметров средней скважины вклад каждой скважины в характеристики средней скважины будет случайным, субъективным, связанным с достигнутыми депрессиями на пласт. Поэтому расчеты проводятся в следующем порядке.

При нахождении, обосновании оптимальной депрессии на пласт задаемся различными величинами средней депрессии:  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_m$  ( $m$  – число вариантов). Используя  $A_{\text{расч}}, B_{\text{расч}}$  вычисляем дебиты скважин для:  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_m$ . Найденные дебиты используются в формулах (5.20), (5.22), а затем в формуле (5.23). Вычисленные  $q_{\text{ср}}, A_{\text{ср}}, B_{\text{ср}}, \delta_{\text{ср}}$  применимы для каждого варианта и характеризуют среднюю скважину в этих вариантах<sup>2</sup>. Оптималь-

<sup>1</sup> Последующее бурение скважин с полным вскрытием разреза нередко подтверждает допущение о слоистом строении коллектора (коэффициенты  $A$  и  $B$  для этих скважин близки к  $A_{\text{расч}}$  и  $B_{\text{расч}}$ ).

<sup>2</sup> При этом, естественно, наблюдается некоторое различие между  $\delta_{\text{ср}1}$  и  $\delta_1$ ,  $\delta_{\text{ср}2}$  и  $\delta_2$  и т.д. Эти различия при необходимости можно устранить в итерационном цикле (методом последовательных приближений).



ная  $\delta_{ср}$  определяется при последующих технико-экономических расчетах.

#### 4. ПРИМЕНЕНИЕ ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ И ЭВМ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Опыт проектирования и разработки месторождения Медвежье, Оренбургского месторождения, сеноманской залежи Уренгойского месторождения показывает на необходимость прогнозирования с первых лет разработки с использованием численных методов и ЭВМ. При этом речь идет прежде всего о численном интегрировании двумерного уравнения неустановившейся фильтрации газа к системе скважин при соответствующих краевых условиях. Совершенствование методов геолого-геофизических исследований месторождений, все более широкое использование трехмерной геофизики, методологии геостатистики, комплексирования всех известных методов построения трехмерных геологических моделей позволяет ставить и решать соответствующие трехмерные задачи теории фильтрации.

Причины, по которым фактические показатели разработки отличаются от проектных на основе расчетов на среднюю скважину, следующие. Уникальность указанных месторождений по запасам газа связана, в частности, с большими размерами месторождений по площади газоносности (размеры указанных месторождений вдоль продольной оси составляют 100 км и более). Это предопределяет и значительные изменения коллекторских свойств по площади и объему газоносности.

Такие месторождения вводятся в разработку последовательно, по частям. После бурения очередной группы скважин, обустройства соответствующих УКПГ в разработку вовлекается новая зона месторождения и т.д. Значительность размеров месторождений, неоднородность продуктивных отложений по коллекторским свойствам, последовательное освоение месторождения приводят к формированию общей депрессионной воронки давления.

На месторождении Медвежье начальное пластовое давление сравнительно невелико (11,75 МПа). Поэтому, например, определение сроков ввода в эксплуатацию ДКС (на отдельных УКПГ) имеет принципиальное значение. Неучет реальных особенностей протекания фильтрационных процессов (на базе средней скважины) приводит к погрешности определения сроков ввода в эксплуатацию некоторых ДКС до нескольких лет. Кроме того, учет реальной динамики освоения месторождения позволяет правильно планировать очередность строительства УКПГ, газотранспортных систем, элементов инфраструктуры, а следовательно,

потребных объемов капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Думается, теперь очевидна целесообразность и необходимость решения двумерных и трехмерных задач неустановившейся фильтрации газа. При этом не производится схематизация сетки размещения скважин, неоднородности пласта по коллекторским свойствам, формы залежи, граничных условий на скважинах.

Таким образом, современная теория разработки месторождений природных газов основывается на численном интегрировании дифференциальных уравнений, описывающих процессы неустановившейся фильтрации газа (газовый режим) и вытеснения газа водой (водонапорный режим). Нахождение решения практически интересных задач осуществляется в результате использования методов вычислительной математики. Решение соответствующих краевых задач на некотором временном слое сводится к решению алгебраической задачи, обычно к решению системы алгебраических уравнений. Следовательно, для получения решения на разных временных шагах требуются большие объемы вычислений. Поэтому современные методы решения и исследования задач разработки газовых и газоконденсатных месторождений базируются на применении быстродействующих ЭВМ.

В настоящее время опубликовано немалое число пособий, позволяющих понять современные алгоритмы решения многомерных, многофазных задач теории разработки месторождений нефти и газа. Назовем лишь несколько работ [12, 86, 125, 154, 182, 207]. Поэтому настоящая книга не предусматривает их изложение, а предпринимается лишь попытка ознакомить читателя с основными идеями численного решения соответствующих задач.

Для лучшего понимания сущности идей численного интегрирования уравнений в частных производных применительно к задачам разработки газовых месторождений целесообразно рассмотреть алгоритм решения задач о прямолинейно-параллельной фильтрации жидкости. Затем последовательно обобщим алгоритм на случай двумерной фильтрации, учета нелинейности исходного дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа, учета неоднородности пласта по коллекторским свойствам и т.д.

## **Исследование на ЭВМ одномерных фильтрационных течений жидкости**

В теории фильтрации решение краевой задачи обычно сводится к интегрированию дифференциального уравнения в частных производных при тех или иных начальном и граничном условиях. При численном интегрировании исходное дифференциальное уравнение аппроксимируется (заменяется) системой конечно-разностных уравнений. При этом производные от искомой

функции по времени и пространственным координатам заменяются разностями значений функции в соседних узловых точках. Это - один из главных моментов в численных алгоритмах решения краевых задач.

### *Аппроксимация дифференциального уравнения конечно-разностным аналогом*

Известно, что любую функцию  $P=P(x)$ , непрерывную и имеющую все необходимые производные при  $x=a$ , можно разложить в ряд Тейлора:

$$P(x) = P(a) + \frac{(x-a)}{1!} P'(a) + \dots + \frac{(x-a)^n}{n!} P^n(a) + \dots \quad (5.25)$$

Здесь  $P(a)$  - значение функции в точке  $x=a$ ;  $P(x)$  - значение функции в близрасположенной (к точке  $x=a$ ) точке  $x$ ;  $P'(a)$ ,  $P''(a)$ , ... - значения первой, второй и т.д. производных по  $x$  в точке  $x=a$ .

Если для рассматриваемой функции  $P=P(x)$  в точке  $x=a$  известны ее значение  $P(a)$ , величины первой, второй и т.д. производных, то ряд Тейлора позволяет найти значение функции  $P(x)$  в близлежащей точке  $x$ .

Предположим теперь, что на оси  $OX$  имеется некоторый отрезок  $MN$ , который разбит на  $n$  равных частей так, как указано на рис. 5.9. Тогда расстояние (шаг) между двумя точками равен  $h = (N-M)/n$ .

Выберем произвольные точки  $i-1$ ,  $i$  и  $i+1$  на отрезке  $MN$ . При помощи ряда Тейлора (5.25) запишем значения функции в точках  $i-1$  и  $i+1$  через значения функции и ее производных в  $i$ -й точке. Для точки  $i-1$  величина  $(x-a) = -h$ , а для точки  $i+1$  она равна  $h$ . Следовательно,

$$P_{i-1} = P_i - hP'_i + \frac{1}{2}h^2 P''_i - \frac{1}{6}h^3 P'''_i + \frac{1}{24}h^4 P^{(4)}_i - \dots \quad (5.26)$$

$$P_{i+1} = P_i + hP'_i + \frac{1}{2}h^2 P''_i + \frac{1}{6}h^3 P'''_i + \frac{1}{24}h^4 P^{(4)}_i + \dots \quad (5.27)$$

Здесь  $P_i$ ,  $P_{i-1}$ ,  $P_{i+1}$  соответственно значения функции в  $i$ -й,  $(i-1)$ -й и  $(i+1)$ -й точках;  $P'_i$ ,  $P''_i$ , ... - соответственно зна-

чения первой, второй и других производных по  $x$  в  $i$ -й точке.

Из выражений (5.26) и (5.27) легко получить значения первой производной в точке  $i$ :

$$P'_i = \frac{P_i - P_{i-1}}{h} + R_1(h); \quad (5.28)$$

$$P'_i = \frac{P_{i+1} - P_i}{h} + R_2(h) \quad (5.29)$$

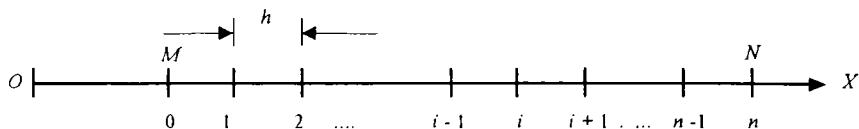


Рис. 5.9. Схема разбиения отрезка  $MN$  на  $l$  равных элементарных отрезков размером  $h$ .

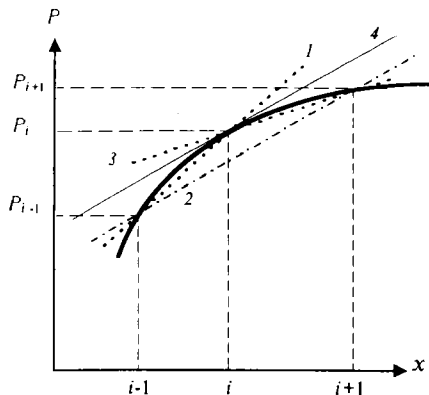


Рис. 5.10. Графическая интерпретация аппроксимирующих выражений для первой производной.

Здесь  $R_1(h)$  и  $R_2(h)$  — суммы остаточных членов, причем первый из отбрасываемых членов имеет порядок малости  $h$  (пропорционален шагу  $h$ ).

Таким образом, формула (5.28) без  $R_1(h)$  дает значение первой производной для конца интервала  $[(i-1), i]$ , а формула (5.29) без  $R_2(h)$  — для конца интервала  $[i, (i+1)]$  с погрешностью порядка малости  $h$ , так как  $R_1(h)$  и  $R_2(h)$  — члены первого порядка относительно шага  $h$ .

Более точное выражение для первой производной по  $x$  в точке  $i$  получим, если вычтем (5.26) из (5.27). В результате имеем:

$$P_i' = \frac{P_{i+1} - P_{i-1}}{2h} + R_3(h^2); \quad (5.30)$$

Здесь  $R_3(h^2)$  - член второго порядка малости относительно шага  $h$ . Обратимся к графической интерпретации полученных формул. На рис. 5.10 приводится зависимость  $P = P(x)$  вблизи точки  $i$ . Линия 4 представляет собой касательную к функции  $P = P(x)$  в точке  $i$ , значит тангенс ее наклона к оси  $x$  равняется значению первой производной в точке  $i$ . Согласно (5.28), при пренебрежении остаточным членом  $R_1(h)$  значение производной в точке  $i$  заменяем тангенсом угла наклона секущей 1. Согласно (5.29), при пренебрежении остаточным членом  $R_2(h)$  значение производной в точке  $i$  заменяем тангенсом угла наклона секущей 3. При использовании выражения (5.30) без остаточного члена  $R_3(h^2)$  первая производная в точке  $i$  приравняется к тангенсу угла наклона секущей 2. Теперь становится понятным, почему выражение (5.30) (без остаточного члена) точнее аппроксимирует производную в точке  $i$ , чем выражения (5.28) и (5.29) (также без остаточных членов).

Сложив (5.26) и (5.27), получим аппроксимирующее выражение для второй производной в точке  $i$ :

$$P_i'' = \frac{P_{i+1} - 2P_i + P_{i-1}}{h^2} + R_4(h^2); \quad (5.31)$$

Отсюда видно, что для аппроксимации второй производной в точке  $i$  используются значения функции в самой точке  $i$  и в соседних (слева и справа) точках. При этом отбрасываемый член  $R_4$  имеет второй порядок малости относительно шага  $h$ .

Теперь рассмотрим дифференциальное уравнение неустановившейся плоскопараллельной фильтрации жидкости (в безразмерном виде):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.32)$$

Интересующий нас интервал времени  $[0, T]$  разобьем на  $k$  равных частей. Точки разбиения временного интервала обозначим через  $0, 1, \dots, j, j+1, \dots, k$ . Давление в точке с координатой  $x = i\Delta x$  в момент  $t = j\Delta t$  обозначим через  $p_{i,j}$ , соответственно давление в точке пласта с координатой  $x = i\Delta x$  в момент

$t = (j - 1)\Delta t$  – через  $p_{i,j-1}$  и т.д. Тогда уравнение (5.32) с учетом (5.29) и (5.31) для точки  $i$  можно записать следующим образом:

$$\frac{p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{i,j} - p_{i,j-1}}{\Delta t} + o[\Delta t + (\Delta x)^2] \quad (5.33)$$

Здесь  $o[\Delta t + (\Delta x)^2]$  – погрешность аппроксимации уравнения (5.32) конечно-разностным уравнением. В дальнейшем считаем, что данным членом можно пренебречь.

### *Явная и неявная разностные схемы*

Уравнение (5.33) можно записать двояким образом в зависимости от того, к какому временному слою относить его левую часть. Допустим, что решение уравнения (5.32) на момент  $(j-1)\Delta t$  уже известно. Отыскивается решение на момент  $j\Delta t$ .

Запишем левую часть уравнения (5.33) на временном слое  $t = (j-1)\Delta t$ :

$$\frac{p_{i+1,j-1} - 2p_{i,j-1} + p_{i-1,j-1}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{i,j} - p_{i,j-1}}{\Delta t} \quad (5.34)$$

Если левую часть уравнения (5.33) записать на временном слое  $t = j\Delta t$ , то получим

$$\frac{p_{i+1,j} - 2p_{i,j} + p_{i-1,j}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{i,j} - p_{i,j-1}}{\Delta t} \quad (5.35)$$

Уравнение (5.34) соответствует явной, а уравнение (5.35) – неявной разностной схеме.

Из уравнения (5.34) видно, что в него входит лишь одна неизвестная величина –  $p_{i,j}$  (рис. 5.11). Если решение задачи на слое  $(j-1)\Delta t$  известно, то, применяя последовательно уравнение (5.34) к каждой  $i$ -й точке (с учетом граничных условий), можно отыскать искомое решение на временном слое  $j\Delta t$  и т.д. Это поясняет, почему данная схема называется явной: уравнение (5.34) позволяет явным образом находить решение задачи в каждой  $i$ -й точке в момент  $j\Delta t$ .

В уравнении (5.35) имеются три неизвестные величины:  $p_{i,j}$ ,  $p_{i+1,j}$ ,  $p_{i-1,j}$ , (рис. 5.12). Записав уравнение (5.35) для точек  $i = 1, 2, \dots, n-1$ , получим систему из  $n-1$  уравнений с  $n+1$  неиз-

вестными. Граничные условия в точках  $i = 0$  и  $i = n$  дают еще два уравнения. Следовательно, для нахождения решения задачи на слое  $j\Delta t$  требуется решить систему из  $n + 1$  алгебраических уравнений с  $n + 1$  неизвестными:  $p_{0,j}; p_{1,j}; p_{2,j}; \dots; p_{n-1,j}; p_{n,j}$ .

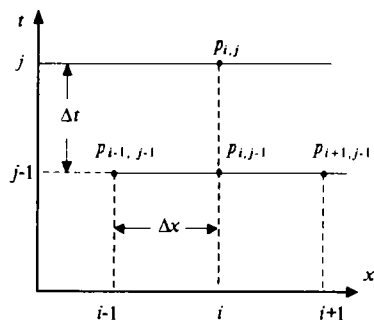


Рис. 5.11. Явная разностная схема

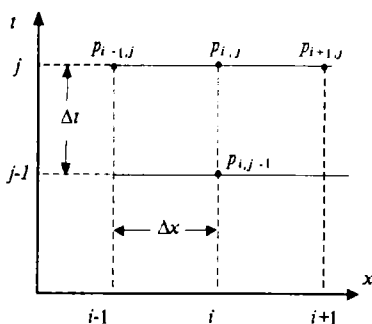


Рис. 5.12. Неявная разностная схема

Итак, использование численного метода сводит интегрирование дифференциального уравнения (5.32) при соответствующих краевых условиях к решению чисто алгебраической задачи. При этом практическое применение получила неявная схема, так как для явной схемы характерно наличие следующего ограничения на шаг по оси времени [261]

$$\Delta t \leq (\Delta x)^2 / 2 \quad (5.36)$$

Данное ограничение является жестким, поэтому выгодно, с точки зрения затрат времени на ЭВМ, на каждом временном слое решать систему алгебраических уравнений, используя  $\Delta t$ , значительно превышающий временной шаг  $\Delta t$ , диктуемый неравенством (5.36) для явной схемы.

### Формулировка задачи одномерной неустановившейся фильтрации жидкости

Пусть в однородном по коллекторским свойствам, ограниченном по размерам нефтеносном (водоносном) полосообразном пласте в результате работы эксплуатационной (при  $x = 0$ ) галереи к начальному моменту времени ( $t = 0$ ) возникло некоторое распределение давления (рис. 5.13). Требуется найти распределение давления в пласте в моменты времени  $t > 0$ .

Рассматриваемая физическая задача математически формулируется следующим образом. Найти решение дифференциального

уравнения теории упругого режима фильтрации ( уравнение параболического типа )

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.37)$$

при следующих условиях:

$$t = 0, \quad p = p(x); \quad (5.38)$$

$$x = 0, \quad \partial p / \partial x = 0; \quad (5.39)$$

$$x = L, \quad \partial p / \partial x = 0; \quad (5.40)$$

Здесь  $\kappa$  – коэффициент пьезопроводности [ 335 ].

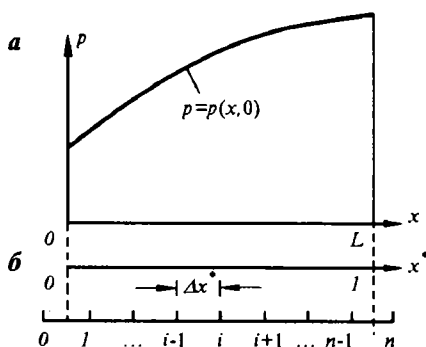


Рис. 5.13 Распределение давления в начальном момент времени (а) и аппроксимация области интегрирования сеточной областью (б)

Уравнение (5.37) описывает изменение во времени давления в любой точке пласта  $x$ . Условие (5.38) – начальное условие, означающее, что при  $t=0$  в пласте имеется заданное распределение давления. Граничные условия на левой (5.39) и правой (5.40) границах пласта характеризуют их непроницаемость. Это означает, что при  $x=0$  и  $x=L$  скорость фильтрации равна нулю. Из закона Дарси  $v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}$  вытекает, что условие  $v=0$

равносильно заданию условия  $\partial p / \partial x = 0$ .

Задачу (5.37) – (5.40) приведем к безразмерному виду. Обе части уравнения (5.37) умножим на  $L^2$  и разделим на  $p_n$  ( $p_n$  – на-



чальное пластовое давление). Введем следующие безразмерные переменные:  $p^* = p/p_n$ ,  $x^* = x/L$ ,  $\theta = \kappa t/L^2$ .

Тогда уравнение (5.37) можно записать в следующем безразмерном виде:

$$\frac{\partial^2 p^*}{\partial x^{*2}} = \frac{\partial p^*}{\partial \theta} \quad (5.41)$$

При этом условия (5.38) - (5.40) принимают вид

$$\theta = 0, \quad p^* = p^*(x^*), \quad (5.42)$$

$$x^* = 0, \quad \partial p^* / \partial x^* = 0, \quad (5.43)$$

$$x^* = 1, \quad \partial p^* / \partial x^* = 0, \quad (5.44)$$

В дальнейшем для простоты звездочки опустим.

#### **Сведение задачи (5.41) - (5.44) к последовательному решению системы алгебраических уравнений**

Шаг по оси безразмерного времени  $\theta$  обозначим через  $\tau$ . Будем считать, что  $\tau = \text{const}$ . Предположим, что решение задачи (5.41) - (5.44) на момент времени  $(j-1) \cdot \tau$  известно. Найдем решение задачи (5.41) - (5.44) на момент времени  $\theta = j \cdot \tau$ .

Область интегрирования разобьем на элементарные отрезки так, как показано на рис. 5.13б. Из рисунка следует, что левая граница пласта располагается на середине между нулевой и первой узловыми точками, а правая граница - между  $(n-1)$ -й и  $n$ -й узловыми точками.

Тогда использование выражения (5.30) позволяет записать граничное условие (5.43) следующим образом (со вторым порядком погрешности):

$$(p_{1,j} - p_{0,j}) / \Delta x = 0 \quad \text{или} \quad p_{1,j} = p_{0,j} \quad (5.45)$$

Уравнение (5.41) запишем в конечно-разностной форме по неявной схеме для всех внутренних узловых точек ( $j=1, 2, \dots, n-1$ ):

$$i=1, \quad (p_{2,j} - 2p_{1,j} + p_{0,j}) / (\Delta x)^2 = (p_{1,j} - p_{1,j-1}) / \tau,$$

$$\begin{aligned} i = 2 \ , & \quad (p_{3,j} - 2 p_{2,j} + p_{1,j}) / (\Delta x)^2 = (p_{2,j} - p_{2,j-1}) / \tau, \\ . & \quad . \\ i \ , & \quad (p_{i+1,j} - 2 p_{i,j} + p_{i-1,j}) / (\Delta x)^2 = (p_{i,j} - p_{i,j-1}) / \tau, \tag{5.46} \\ . & \quad . \\ i = n-1 \ , & \quad (p_{n,j} - 2 p_{n-1,j} + p_{n-2,j}) / (\Delta x)^2 = (p_{n-1,j} - p_{n-1,j-1}) / \tau, \end{aligned}$$

Аналогично предыдущему случаю использование (5.30) даёт возможность записать граничное условие (5.44) на правом конце в виде

$$p_{n,j} = p_{n-1,j} \quad (5.47)$$

Таким образом, решение задачи (5.41) - (5.44) на момент времени  $\theta = j \cdot \tau$  сводится к решению чисто алгебраической задачи - решению системы алгебраических уравнений (5.45) - (5.47).

### Метод решения системы алгебраических уравнений (5.45) - (5.47)

Для решения систем алгебраических уравнений имеются различные методы. Структура системы уравнений (5.45) - (5.47) обладает особенностью, позволяющей применить для ее решения специально созданный метод – метод прогонки [12, 195, 261]. В каждом из уравнений рассматриваемой системы, кроме уравнений (5.45) и (5.47), содержится по три неизвестных давления. Так, в первом уравнении системы (5.46) неизвестны  $p_{0,j}$ ,  $p_{1,j}$ ,  $p_{2,j}$ . Во втором уравнении неизвестны давления  $p_{1,j}$ ,  $p_{2,j}$ ,  $p_{3,j}$ . В третьем уравнении неизвестны соответственно  $p_{2,j}$ ,  $p_{3,j}$ ,  $p_{4,j}$  и т.д. Такая система алгебраических уравнений называется системой с трехдиагональной матрицей. В этом и состоит особенность решаемой системы уравнений (5.45) - (5.47).

Первое уравнение системы (5.46) с учетом (5.45) запишем в виде:

$$(p_{2,j} - 2p_{1,j} + p_{1,j}) / (\Delta x)^2 = (p_{1,j} - p_{1,j-1}) / \tau$$

В данном уравнении сгруппируем члены и перепишем его в виде:

$$p_{1,j} = A_{1,j} p_{2,j} + C_{1,j} \quad (5.48)$$

Очевидно, что

$$A_{1,j} = 1 / [1 + (\Delta x)^2 / \tau] ; \quad C_{1,j} = p_{1,j-1} (\Delta x)^2 / \tau \cdot \frac{1}{[1 + (\Delta x)^2 / \tau]} \quad (5.49)$$

Подставив выражение для  $p_{1,j}$ , согласно (5.48), во второе уравнение системы (5.46), получим:

$$p_{2,j} = A_{2,j} p_{3,j} + C_{2,j}$$

Аналогично  $i$ -е уравнение системы (5.46) представим следующим образом:

$$p_{i,j} = A_{i,j} p_{i+1,j} + C_{i,j} \quad (5.50)$$

Следовательно, структура системы уравнений (5.45) - (5.47) такова, что между давлением в предыдущей и последующей узловых точках имеется рекуррентная связь вида (5.50). Рекуррентное соотношение (5.50) справедливо для  $i = 1, 2, 3, \dots, n - 1$ . Из последнего уравнения системы (5.46) и соотношения (5.47) имеем:

$$p_{n-1,j} = A_{n-1,j} p_{n,j} + C_{n-1,j} \quad (5.51)$$

$$p_{n,j} = p_{n-1,j} \quad (5.52)$$

Решив совместно уравнения (5.51) и (5.52) относительно  $p_{n-1,j}$ , найдем:

$$p_{n-1,j} = \frac{C_{n-1,j}}{1 - A_{n-1,j}} \quad (5.53)$$

Далее, зная  $p_{n-1,j}$ ,  $A_{n-2,j}$ ,  $C_{n-2,j}$ , по рекуррентному соотношению (5.50) определим  $p_{n-2,j}$ , и так далее до  $p_{1,j}$  (а значит, и  $p_{0,j}$ ).

Таким образом, процесс решения системы уравнений (5.45)-(5.47) заключается в вычислении прогоночных коэффициентов  $A_{i,j}$  и  $C_{i,j}$  в порядке возрастания индекса  $i$  и затем в вычислении в обратном порядке величин  $p_{i,j}$  (в порядке убывания индекса  $i$ ). Отсюда понятно условное название метода решения системы уравнений (5.45)-(5.47) – метод прогонки.

Теперь остается получить выражения для вычисления прогоноч-

ных коэффициентов. Рекуррентные соотношения для прогоночных коэффициентов находятся следующим образом. Предположим, что коэффициенты  $A_{i-1,j}$  и  $C_{i-1,j}$  уже вычислены. Это допущение приемлемо, ибо известно, как вычисляются коэффициенты  $A_{1,j}$ , и  $C_{1,j}$  из (5.49). Тогда, подставив выражение для  $p_{i-1,j}$

$$p_{i-1,j} = A_{i-1,j} p_{i,j} + C_{i-1,j}$$

в следующее уравнение системы (5.46)

$$(p_{i+1,j} - 2p_{i,j} + p_{i-1,j}) / (\Delta x)^2 = (p_{i,j} - p_{i,j-1}) / \tau,$$

получим

$$(p_{i+1,j} - 2p_{i,j} + A_{i-1,j} p_{i,j} + C_{i-1,j}) / (\Delta x)^2 = (p_{i,j} - p_{i,j-1}) / \tau \quad \text{или}$$

$$p_{i,j} = A_{i,j} p_{i+1,j} + C_{i,j}$$

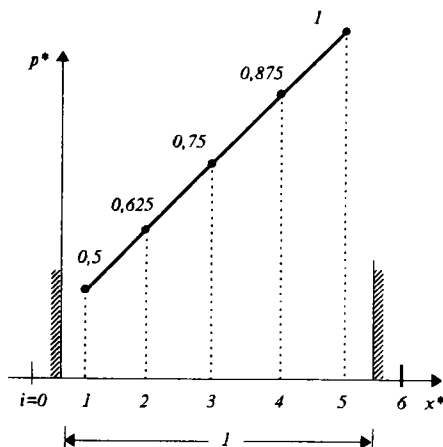
Здесь очевидно, что

$$A_{i,j} = \frac{1}{[(\Delta x)^2 / \tau] + 2 - A_{i-1,j}}; \quad C_{i,j} = \frac{[(\Delta x)^2 / \tau] p_{i,j-1} + C_{i-1,j}}{[(\Delta x)^2 / \tau] + 2 - A_{i-1,j}} \quad (5.54)$$

Следовательно, по формулам (5.49) вычисляются коэффициенты  $A_{1,j}$  и  $C_{1,j}$ . Затем по рекуррентным соотношениям (5.54) вычисляются все другие прогоночные коэффициенты. При известных прогоночных коэффициентах, как уже сказано, по формулам (5.53) и (5.50) определяются давления в отдельных узловых точках. Это означает, что решение задачи (5.41) – (5.44) на момент времени  $\theta = j \cdot \tau$  найдено. Проведение аналогичных расчетов на других временных слоях до заданного момента времени и составляет сущность алгоритма численного решения задачи (5.41) – (5.44).

Ранее мы предполагали, что решение задачи на  $(j-1)$ -м временном слое известно, а отыскивается решение в  $j$ -й момент времени. Это предположение оправдано, так как при  $\theta = 0$ , согласно начальному условию (5.42), во всех узловых точках области интегрирования давления известны.

Рис.5.14. Эпюра распределения давления в пласте при  $\theta=0$



**Пример расчета.** На рис. 5.14 приведено начальное распределение давления в пласте. Требуется установить, как будет перераспределяться во времени пластовое давление (при  $\theta > 0$ ).

Безразмерную длину пласта  $l$  разделим на пять элементарных отрезков так, как указано на рис. 5.14. Тогда  $\Delta x = 1/5 = 0,2$ .

Шаг по времени  $\tau$  примем равным  $10^{-2}$  ( $\tau = 10^{-2}$ ).

По формулам

$$A_{1,j} = \frac{1}{1 + (\Delta x)^2 / \tau}; \quad C_{1,j} = \frac{p_{1,j-1} (\Delta x)^2 / \tau}{1 + (\Delta x)^2 / \tau}$$

вычисляем значения этих коэффициентов для первого временного слоя ( $j=1$ ). Имеем:  $(\Delta x)^2 = 0,04$ ;  $(\Delta x)^2 / \tau = 4$ . Следовательно,  $A_{1,1} = 1/(1+4) = 0,2$ ;  $C_{1,1} = (0,5 \cdot 4)/(1+4) = 0,4$ .

Теперь по рекуррентным формулам (5.54) вычислим все последующие прогоночные коэффициенты. Так как  $j=1$ , то формулы (5.54) можно записать в виде:

$$A_{i,1} = \frac{1}{[(\Delta x)^2 / \tau] + 2 - A_{i-1,1}}; \quad C_{i,1} = \frac{[(\Delta x)^2 / \tau] p_{i,0} + C_{i-1,1}}{[(\Delta x)^2 / \tau] + 2 - A_{i-1,1}}$$

После подстановки значений констант последние формулы принимают вид

$$A_{i,1} = \frac{1}{6 - A_{i-1,1}}; \quad C_{i,1} = \frac{4 p_{i,0} + C_{i-1,1}}{6 - A_{i-1,1}}$$

Для  $i=2$  имеем  $A_{2,1} = 1/(6 - A_{1,1})$ ;  $C_{2,1} = (4p_{2,0} + C_{1,1})/(6 - A_{1,1})$ .  
 Следовательно,  $A_{2,1} = 1/(6 - 0,2) = 0,172$ ;  
 $C_{2,1} = (4 \cdot 0,625 + 0,4)/(6 - 0,2) = 0,5$ .

Аналогично вычисляем другие прогоночные коэффициенты:

$$\begin{aligned} A_{3,1} &= 1/(6 - A_{2,1}) = 1/(6 - 0,172) = 0,171; \\ C_{3,1} &= (4 \cdot 0,75 + 0,5)/(6 - 0,172) = 0,6; \\ A_{4,1} &= 1/(6 - 0,171) = 0,171; \\ C_{4,1} &= (4 \cdot 0,875 + 0,6)/(6 - 0,171) = 0,7; \\ A_{5,1} &= 1/(6 - 0,171) = 0,171; \\ C_{5,1} &= (4 \cdot 1 + 0,7)/(6 - 0,171) = 0,8. \end{aligned}$$

Теперь в обратном порядке будем вычислять давления в отдельных узловых точках. Давление в  $(n - 1)$ -й узловой точке вычисляется по формуле (5.53). Так как в примере  $n=6$  и, учитывая, что вычисления проводятся для первого временного слоя ( $j=1$ ), то имеем:

$$p_{5,1} = C_{5,1}/(1 - A_{5,1}) = 0,8/(1 - 0,171) = 0,965.$$

Для вычисления давлений в других узловых точках используем соответствующую рекуррентную формулу (5.50). Для первого временного слоя она записывается в виде:

$$p_{i,1} = A_{i,1}p_{i+1,1} + C_{i,1}.$$

Итак, имеем

$$\begin{aligned} p_{4,1} &= A_{4,1} p_{5,1} + C_{4,1} = 0,171 \cdot 0,965 + 0,7 = 0,865; \\ p_{3,1} &= A_{3,1} p_{4,1} + C_{3,1} = 0,171 \cdot 0,865 + 0,6 = 0,748; \\ p_{2,1} &= A_{2,1} p_{3,1} + C_{2,1} = 0,172 \cdot 0,748 + 0,5 = 0,629; \\ p_{1,1} &= A_{1,1} p_{2,1} + C_{1,1} = 0,200 \cdot 0,629 + 0,4 = 0,527. \end{aligned}$$

Решение задачи на первом временном слое получено. Перейдем к отысканию решения на следующем временном слое  $j=2$ .

Формулы (5.49) для рассматриваемого временного слоя принимают вид:

$$A_{1,2} = \frac{1}{1 + (\Delta x)^2 / \tau}; \quad C_{1,2} = \frac{p_{1,1} (\Delta x)^2 / \tau}{1 + (\Delta x)^2 / \tau}$$

Вычисляем коэффициенты:  $A_{1,2} = 0,2$ ;  $C_{1,2} = 0,527 \cdot 4/(1 + 4) = 0,42$ .  
 Формулы (5.54) для  $j=2$  записываются следующим образом:

$$A_{i,2} = \frac{1}{(\Delta x)^2 / \tau + 2 - A_{i-1,2}}; \quad C_{i,2} = \frac{p_{i,1}(\Delta x)^2 / \tau + C_{i-1,2}}{(\Delta x)^2 / \tau + 2 - A_{i-1,2}}$$

Для  $i=2$  имеем:

$$A_{2,2} = 1/(4+2-0,2) = 0,172;$$

$$C_{2,2} = (4 \cdot 0,629 + 0,42)/(4+2-0,2) = 0,506.$$

Соответственно для последующих узловых точек получаем:

$$A_{3,2} = 1/(4+2-0,172) = 0,171;$$

$$C_{3,2} = (4 \cdot 0,748 + 0,506)/(4+2-0,172) = 0,6;$$

$$A_{4,2} = 1/(4+2-0,171) = 0,171;$$

$$C_{4,2} = (4 \cdot 0,865 + 0,6)/(4+2-0,171) = 0,697;$$

$$A_{5,2} = 1/(4+2-0,171) = 0,171;$$

$$C_{5,2} = (4 \cdot 0,965 + 0,697)/(4+2-0,171) = 0,782$$

По формуле (5.53) вычислим давление  $p_{5,2}$ :

$$p_{5,2} = C_{5,2}/(1 - A_{5,2}) = 0,782/(1 - 0,171) = 0,943.$$

Остальные давления вычисляем по формуле (5.50):

$$p_{4,2} = A_{4,2} p_{5,2} + C_{4,2} = 0,171 \cdot 0,943 + 0,697 = 0,858;$$

$$p_{3,2} = A_{3,2} p_{4,2} + C_{3,2} = 0,171 \cdot 0,858 + 0,6 = 0,747$$

$$p_{2,2} = A_{2,2} p_{3,2} + C_{2,2} = 0,172 \cdot 0,747 + 0,506 = 0,643;$$

$$p_{1,2} = A_{1,2} p_{2,2} + C_{1,2} = 0,2 \cdot 0,643 + 0,42 = 0,547.$$

Из результатов расчетов для двух временных слоев видно, что в пласте происходит перераспределение (выравнивание) давления. При этом в зонах повышенных давлений имеет место снижение, а в зонах пониженных давлений – повышение пластового давления.

Аналогично проводятся расчеты на других временных слоях до интересующего момента времени.

### Выбор шагов по пространственной и временной координатам

При использовании неявной разностной схемы, как уже отмечалось, нет прямых ограничений на величины шагов по пространственной и временной координатам, так как схема устойчивая. Однако для получения заданной степени точности решения

задачи выбору шагов по оси времени и пространственной координате приходится уделять определенное внимание. Естественно, что уменьшение шагов  $\Delta x$  и  $\tau$  увеличивает точность получаемого решения, но вместе с тем влечет за собой возрастание объема вычислений и затрат машинного времени. На практике часто шаг по пространственной координате обосновывается следующим образом. Проводятся вычисления на ЭВМ с некоторым шагом  $\Delta x$ .

Затем вычисления повторяются с шагом  $\Delta x/2$ . Если оказывается, что решение в интересные моменты времени, полученное при шаге  $\Delta x$ , отличается от решения, найденного при шаге  $\Delta x/2$ , на заданную погрешность  $\varepsilon$ , то шаг  $\Delta x$  считается незавышенным для достижения требуемой точности.

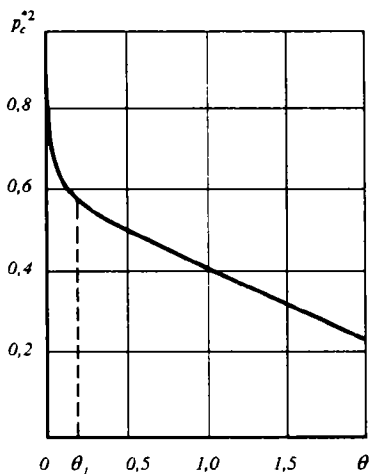


Рис. 5.15. Зависимость квадрата безразмерного забойного давления от времени  $\theta$

В противном случае задача просчитывается с шагом по пространственной координате  $\Delta x/4$  и т.д.

Иногда пространственную координату удастся преобразовать таким образом, что искомое решение в новых координатах в момент времени  $t$  представляет собой зависимость, близкую к прямолинейной. В этом случае формула для аппроксимации второй производной по преобразованной координате имеет остаточный член порядка  $(\Delta x)^n$  и  $n > 2$ . Это объясняется малостью значений производных высшего порядка. Значит, при соответствующем преобразовании координат использование одной и той же формулы может дать меньшую погрешность аппроксимации. Следовательно, для решения задачи можно использовать значительно более крупные шаги по пространственной (преобразованной) координате (это будет показано далее).

При выборе шага по временной координате целесообразно руководствоваться следующими соображениями.

Из изложенного видно, что чем значительнонее изменяется искомая функция по пространственной или временной координатам, тем меньший шаг по соответствующим осям требуется для полу-



чения заданной точности. Известно, что решение дифференциального уравнения параболического типа для некоторой точки пространственной координаты (при неизменном градиенте давления на левой границе и непроницаемой правой границе пласта) аналогично приведенному на рис. 5.15. Искомая функция изменяется наибольшим образом в первые моменты времени. После некоторого времени  $\theta_1$  изменение функции во времени происходит почти по прямой линии. Это означает, что в интервале наибольших изменений функции  $[0, \theta_1]$  требуется меньший шаг  $\tau$ , чем после достижения времени  $\theta_1$ . Значит, проведение расчетов с одним и тем же шагом по времени неэкономично. Таким образом, расчеты по времени должны проводиться с растущими временными шагами (при отсутствии резких изменений условий на границах области интегрирования во времени).

Алгоритм увеличения шага по времени довольно прост. С начальным, по возможности малым, шагом  $\tau$  просчитываются два шага по времени. Затем с шагом  $2\tau$  находится решение задачи на момент времени  $\theta = 2\tau$ . Полученные два решения на момент времени  $2\tau$  при разных временных шагах сопоставляются. Если эти решения различаются на величину большую, чем заданная погрешность  $\varepsilon$ , то дальнейший счет ведется с шагом  $\tau$ . В противном случае расчеты продолжаются с шагом  $2\tau$ . С шагом  $2\tau$  просчитываются два шага по времени. Затем с шагом  $4\tau$  делается повторный просчет по времени. Аналогично изложенному, результаты сопоставляются, и получается ответ о целесообразности или нецелесообразности дальнейшего увеличения шага по времени и т.д.

Обычно шаг по оси времени увеличивают до определенной величины  $\tau_c$ , соответствующей размерному периоду времени, равному 1 или 3 мес. Дальнейшие расчеты проводятся с указанной достигнутой величиной шага  $\tau_c$  по оси времени.

Практически интересные задачи теории фильтрации применительно к разработке месторождений нефти и газа сводятся к численному интегрированию нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных. Это означает, что на каждом временном шаге приходится решать системы нелинейных алгебраических уравнений. Для их решения используется тот или иной итерационный метод. Поэтому точность получаемого решения на каждом временном слое контролируется величиной заданной погрешности  $\varepsilon$ . Вследствие реализации итерационного процесса на каждом временном слое, не производится, обычно, указанный пересчет задачи с шагом  $2\tau$ ,  $4\tau$  и т.д. Задается некоторый алгоритм увеличения временного шага. Если он не очень удачен, то количество итераций на соответствующих временных

слоях возрастает, так как точность решения задачи на каждом временном слое контролируется заданной величиной погрешности  $\varepsilon$ . В частности, если итерационный процесс не сходится за заданное число итераций на некотором временном слое, то шаг по времени уменьшается вдвое и задача пересчитывается (для рассматриваемого временного слоя).

### Учет неоднородности пласта по коллекторским свойствам

Результаты предыдущего раздела обобщим на случай пласта, неоднородного по коллекторским свойствам. Рассматривается задача, аналогичная задаче предыдущего раздела. В отличие от исследованной задачи будем считать, что коэффициент проницаемости – некоторая функция пространственной координаты  $x$ , т.е.  $k=k(x)$ . Значения коэффициента проницаемости в различных точках пласта разделим на характерное значение коэффициента проницаемости  $k_0$  (например, максимальное значение для данного пласта). Тогда функция  $k^*(x)=k(x)/k_0$  будет описывать изменение безразмерной проницаемости от координаты  $x$ . В этом случае исходная краевая задача в безразмерном виде записывается следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial x^*} [k^*(x^*) \frac{\partial p^*}{\partial x^*}] = \frac{\partial p^*}{\partial \theta}; \quad (5.55)$$

$$\theta = 0; \quad p^* = p^*(x^*); \quad (5.56)$$

$$x^* = 0; \quad \frac{\partial p^*}{\partial x^*} = 0; \quad (5.57)$$

$$x^* = 1; \quad \frac{\partial p^*}{\partial x^*} = 0; \quad (5.58)$$

В дальнейшем для простоты звездочки будем опускать.

### Система разностных уравнений и ее решение

Аналогично предыдущему случаю, задачу (5.55) – (5.58) аппроксимируем системой разностных уравнений. Введём обозначение  $f(x)=k(x)\partial p/\partial x$ . На серединах интервалов  $[(i-1)\Delta x, i\Delta x]$  и  $[i\Delta x, (i+1)\Delta x]$  введём промежуточные точки с номерами соответственно  $i-1/2$  и  $i+1/2$ . Тогда значение производной  $\partial f/\partial x$  (левой части уравнения (5.55)) в  $i$ -й точке можно записать в виде

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_i = \frac{f_{i+1/2} - f_{i-1/2}}{\Delta x} + o[(\Delta x)^2] \quad (5.59)$$

Здесь  $o[(\Delta x)^2]$  – остаточный член порядка  $(\Delta x)^2$ ;

$$f_{i+1/2} = k_{i+1/2} (\partial p / \partial x)_{i+1/2}; \quad f_{i-1/2} = k_{i-1/2} (\partial p / \partial x)_{i-1/2};$$

через  $k_{i+1/2}$  обозначена величина  $k[(i+1/2)\Delta x]$ .

Нетрудно видеть, что

$$\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{i+1/2} = \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} + o[(\Delta x)^2] \quad (5.60)$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{i-1/2} = \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x} + o[(\Delta x)^2] \quad (5.61)$$

В дальнейшем, как и ранее, остаточными членами будем пренебрегать.

Подставив (5.59) - (5.61) в уравнение (5.55), получим следующий ее конечно-разностный аналог:

$$k_{i+1/2} \frac{p_{i+1,j} - p_{i,j}}{(\Delta x)^2} - k_{i-1/2} \frac{p_{i,j} - p_{i-1,j}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{i,j} - p_{i,j-1}}{\tau} \quad (5.62)$$

В результате рассуждений, аналогичных предыдущему случаю, для отыскания решения задачи (5.55) - (5.58) в  $j$ -й момент времени приходим к необходимости решения следующей системы алгебраических уравнений:

$$p_{1,j} = p_{0,j}; \quad (5.63)$$

$$i = 1, \quad k_{1+1/2} \frac{p_{2,j} - p_{1,j}}{(\Delta x)^2} - k_{1-1/2} \frac{p_{1,j} - p_{0,j}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{1,j} - p_{1,j-1}}{\tau};$$

$$i = 2, \quad k_{2+1/2} \frac{p_{3,j} - p_{2,j}}{(\Delta x)^2} - k_{2-1/2} \frac{p_{2,j} - p_{1,j}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{2,j} - p_{2,j-1}}{\tau}; \quad (5.64)$$

.....

$$\begin{aligned}
& i, \quad k_{i+1/2} \frac{p_{i+1,j} - p_{i,j}}{(\Delta x)^2} - k_{i-1/2} \frac{p_{i,j} - p_{i-1,j}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{i,j} - p_{i,j-1}}{\tau}; \\
& \dots\dots\dots \\
& i = n-1, \quad k_{n-1/2} \frac{p_{n,j} - p_{n-1,j}}{(\Delta x)^2} - k_{n-3/2} \frac{p_{n-1,j} - p_{n-2,j}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{n-1,j} - p_{n-1,j-1}}{\tau}; \\
& p_{n,j} = p_{n-1,j}.
\end{aligned} \tag{5.65}$$

Структура системы (5.63) - (5.65) аналогична системе (5.45) - (5.47) предыдущего раздела. Это означает, что и здесь между давлениями в предыдущей и последующих узловых точках имеется рекуррентная связь. Отличие состоит только в формулах для вычисления прогоночных коэффициентов.

Первое уравнение системы (5.64) с учетом (5.63) запишем в виде:

$$k_{1+1/2} \frac{p_{2,j} - p_{1,j}}{(\Delta x)^2} - k_{1-1/2} \frac{p_{1,j} - p_{1,j}}{(\Delta x)^2} = \frac{p_{1,j} - p_{1,j-1}}{\tau};$$

В данном уравнении сгруппируем члены и перепишем его следующим образом:

$$p_{1,j} = A_{1,j} p_{2,j} + C_{1,j}.$$

Нетрудно видеть, что

$$A_{1,j} = \frac{k_{1+1/2}}{k_{1+1/2} + (\Delta x)^2 / \tau}; \quad C_{1,j} = \frac{p_{1,j-1} (\Delta x)^2 / \tau}{k_{1+1/2} + (\Delta x)^2 / \tau}. \tag{5.66}$$

Очевидно, что рекуррентные выражения для всех других прогоночных коэффициентов записываются в виде

$$\begin{aligned}
A_{i,j} &= \frac{k_{i+1/2}}{k_{i+1/2} + k_{i-1/2} + (\Delta x)^2 / \tau - k_{i-1/2} A_{i-1,j}}; \\
C_{i,j} &= \frac{k_{i-1/2} C_{i-1,j} + p_{i,j-1} (\Delta x)^2 / \tau}{k_{i+1/2} + k_{i-1/2} + (\Delta x)^2 / \tau - k_{i-1/2} A_{i-1,j}}
\end{aligned} \tag{5.67}$$

В остальном алгоритм решения системы уравнений (5.63) - (5.65) не отличается от алгоритма для случая однородного по коллекторским свойствам пласта.

**Пример расчета.** Исходные данные принимаются такими же, как в примере предыдущего раздела. Следовательно,  $(\Delta x)^2 / \tau = 4$ . Безразмерные значения коэффициента проницаемости в разных интервалах (участках) следующие:

$$k_{1+1/2} = 1; \quad k_{2+1/2} = 10^3; \quad k_{3+1/2} = 1; \quad k_{4+1/2} = 10^3; \quad k_{5+1/2} = 1.$$

Последовательность и результаты расчетов для первого временного шага ( $j=1$ ) следующие. Из (5.66) получаем, что

$$A_{1,1} = 1 / (1 + 4) = 0,2; \quad C_{1,1} = 0,5 \cdot 4 / (1 + 4) = 0,4.$$

Далее расчет ведется по рекуррентным формулам (5.67) при  $j=1$ . После подстановки в (5.67) известных констант имеем:

$$A_{i,1} = \frac{k_{i+1/2}}{k_{i+1/2} + k_{i-1/2} + 4 - k_{i-1/2} A_{i-1,1}};$$

$$C_{i,1} = \frac{k_{i-1/2} C_{i-1,1} + 4 p_{i,0}}{k_{i+1/2} + k_{i-1/2} + 4 - k_{i-1/2} A_{i-1,1}}.$$

Для  $i=2$  получаем:

$$A_{2,1} = \frac{k_{2+1/2}}{k_{2+1/2} + k_{2-1/2} + 4 - k_{2-1/2} A_{1,1}};$$

$$C_{2,1} = \frac{k_{2-1/2} C_{1,1} + 4 p_{2,0}}{k_{2+1/2} + k_{2-1/2} + 4 - k_{2-1/2} A_{1,1}}.$$

Подставляя в последние формулы  $K_{2-1/2} = k_{1+1/2} = 1$ ,  $k_{2+1/2} = 10^3$ ,  $p_{2,0} = 0,625$ , для  $i=2$  находим, что

$$A_{2,1} = 1000 / (1000 + 1 + 4 - 1 \cdot 0,2) = 0,995;$$

$$C_{2,1} = (1 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,625) / (1000 + 1 + 4 - 1 \cdot 0,2) = 0,00289.$$

Аналогично для  $i=3$  имеем:

$$A_{3,1} = 1 / (1005 - 1000 \cdot 0,995) = 0,102 ;$$

$$C_{3,1} = (1000 \cdot 0,00289 + 4 \cdot 0,75) / (1005 - 1000 \cdot 0,995) = 0,602 ;$$

для  $i = 4$  :

$$A_{4,1} = 1000 / (1005 - 0,102) = 0,995 ;$$

$$C_{4,1} = (0,602 + 4 \cdot 0,875) / 1004,9 = 0,00408 ;$$

для  $i = 5$  :

$$A_{5,1} = 1 / (1005 - 1000 \cdot 0,995) = 0,11 ;$$

$$C_{5,5} = (1000 \cdot 0,00408 + 4 \cdot 1) / 9 = 0,888.$$

Вычисляя в обратном порядке давления, имеем:

для  $i = 5$  :

$$p_{5,1} = C_{5,1} / (1 - A_{5,1}) = 0,888 / (1 - 0,11) = 0,998 ;$$

для  $i = 4$  :

$$p_{4,1} = A_{4,1} p_{5,1} + C_{4,1} = 0,955 \cdot 0,998 + 0,00408 = 0,997 ;$$

для  $i = 3$  :

$$p_{3,1} = A_{3,1} p_{4,1} + C_{3,1} = 0,102 \cdot 0,997 + 0,602 = 0,704 ;$$

для  $i = 2$  :

$$p_{2,1} = A_{2,1} p_{3,1} + C_{2,1} = 0,995 \cdot 0,704 + 0,00289 = 0,703 ;$$

для  $i = 1$  :

$$p_{1,1} = A_{1,1} p_{2,1} + C_{1,1} = 0,2 \cdot 0,703 + 0,4 = 0,541.$$

Видим, что резкие изменения коэффициента проницаемости приводят к существенным изменениям давления вдоль пространственной координаты.

Оценим погрешность на основе материального баланса.

Для первого временного слоя получаем:

$$p_{1,1} + p_{2,1} + p_{3,1} + p_{4,1} + p_{5,1} = 0,541 + 0,703 + 0,704 + 0,997 + 0,998 = 3,94.$$

Для начального момента времени имеем:

$$p_{1,0} + p_{2,0} + p_{3,0} + p_{4,0} + p_{5,0} = 0,5 + 0,625 + 0,75 + 0,875 + 1 = 3,75.$$

Следовательно, использованный алгоритм решения системы алгебраических уравнений привел к накоплению погрешности в 5,3%. Это связано, в частности, и с принятыми большими шагами  $\Delta x$  и  $\tau$ .

Накопление погрешности при решении методом прогонки системы разностных уравнений в случае с резко меняющимися коэффициентами, очевидно, связано со структурой расчетных формул. Потеря точности происходит при сложении (вычитании) чисел, отличающихся на 3-4 порядка, а также при вычитании больших близких по абсолютной величине чисел. Нечувствительный к резким изменениям коэффициентов алгоритм предложен Л.М. Дегтяревым и А.П.Фаворским – потоковый вариант метода прогонки [ 261 ].

### Алгоритм численного решения задачи о неустановившемся притоке газа к скважине

Принципиальным моментом в настоящем разделе является то, что рассматриваемая задача сводится к интегрированию нелинейного дифференциального уравнения в частных производных параболического типа. В данном разделе заслуживают также внимания:

- учет граничного условия на скважине;
- переход к новой пространственной переменной, позволяющей сократить затраты машинного времени в несколько раз;
- оценка в среднем точности решения задачи на ЭВМ.

Требуется определить, как будет изменяться во времени давление в разных точках пласта, в том числе и на забое совершенной по степени и характеру вскрытия скважины радиусом  $R_c$ , при пуске ее в эксплуатацию с заданным дебитом  $q$  газа. Газоносный пласт круговой формы радиусом  $R_k$  имеет постоянную толщину  $h$  и однороден по пористости и проницаемости. Газ считаем идеальным. Рассмотрение такой простой физической задачи, как и в предыдущих случаях, позволяет более четко проследить основные особенности излагаемого алгоритма.

Данная физическая задача математически формулируется следующим образом. Необходимо найти решение дифференциального уравнения Л.С. Лейбензона

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} = \frac{\alpha m \mu}{k p} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (5.68)$$

при следующих начальном и граничных условиях:

$$t = 0, \quad p = p_n = \text{const}; \quad (5.69)$$

$$r = R_c, \quad q^* = -vF \frac{p}{p_{a\tau}} = \frac{2\pi kh R_c}{\mu p_{a\tau}} p \frac{\partial p}{\partial r} = \text{const}; \quad (5.70)$$

$$r = R_k, \quad \partial p / \partial r = 0; \quad (5.71)$$

В уравнении (5.68)  $k, m, \alpha$  – соответственно коэффициенты проницаемости, пористости и газонасыщенности пласта;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости газа (при пластовых давлении и температуре).

Нелинейность дифференциального уравнения (5.68) объясняется наличием в коэффициенте перед производной по времени искомого давления  $p$  и связано это с тем, что плотность идеального газа прямо пропорциональна давлению.

Начальное условие (5.69) характеризует невозмущенность пласта до пуска скважины в эксплуатацию. Граничное условие на скважине (5.70) означает, что она эксплуатируется при постоянном во времени дебите газа  $q$ , приведенном к атмосферному давлению (при пластовой температуре). Граничное условие (5.71) характеризует непроницаемость внешней границы пласта.

Универсальность решения задачи (5.68) - (5.71) достигается при записи ее в безразмерной форме. Для этого введем следующие безразмерные переменные и параметры:

$$\left. \begin{aligned} p^* &= p / p_n; & r^* &= r / R_k; & u &= \ln r^*; \\ \theta &= k p_n / (2 \alpha m \mu R_k^2); & q &= \frac{2 \mu p_{a\tau}}{\pi k h p_n^2} q^*. \end{aligned} \right\} \quad (5.72)$$

Тогда задача (5.68) - (5.71) записывается в виде [195]

$$\frac{\partial^2 p^{*2}}{\partial u^2} = \frac{e^{2u}}{2 p^*} \frac{\partial p^{*2}}{\partial \theta}, \quad (5.73)$$

$$\theta = 0, \quad p^* = 1, \quad (5.74)$$

$$u = u_0, \quad (u_0 = \ln R_c / R_k), \quad \frac{\partial p^{*2}}{\partial u} = \frac{1}{2} q^*, \quad (5.75)$$



$$u = 0, \quad \partial p^* / \partial u = 0 \quad (5.76)$$

### Сеточная область интегрирования.

#### Аппроксимация граничного условия на стенке скважины

При установившемся притоке газа или жидкости к скважине распределение давления по радиусу описывается логарифмической зависимостью. Поэтому при решении задачи о неустановившемся притоке газа к скважине осуществлен переход к новой пространственной координате  $u = \ln r^*$ . Оказывается, что при неустановившейся фильтрации газа зависимости  $p^2 = f(u)$  на разные моменты времени близки к прямолинейным.

Это обстоятельство позволяет при решении задачи (5.73) - (5.76) ограничиться 16-ю - 17-ю узловыми точками по пространственной координате (вместо нескольких сотен при  $\Delta r^* = \text{const}$ ). Звездочки для простоты в дальнейшем будем опускать.

На рис. 5.16, а приведена область интегрирования уравнения (5.68), а на рис. 5.16б - область интегрирования уравнения (5.73). Область интегрирования  $[u_0, 0]$  разбита на элементарные отрезки таким образом, что внешняя граница пласта находится посредине между точками  $n-1$  и  $n$ . В этом случае

$$u_k = (u_{n-1} - u_n) / 2 + u_0 = [\Delta u(n-1) + \Delta u n] / 2 + u_0 = 0$$

Отсюда следует, что  $\Delta u = -u_0 / (n-1/2)$ .

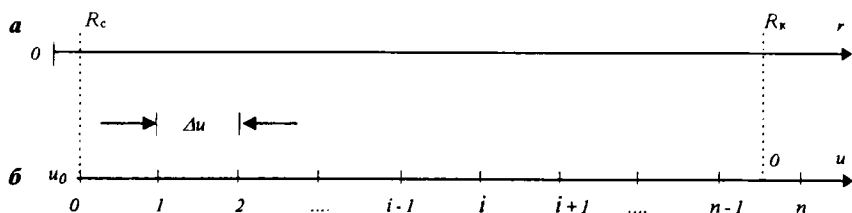


Рис. 5.16. Схема перехода от области интегрирования  $[R_c, R_k]$  (а) к области интегрирования  $[u_0, 0]$  (б)

Ордината левой границы пласта  $u_0$  приходится на нулевую узловую точку ( $i=0$ ). Граничное условие на скважине необходимо записать в разностной форме через значения давлений в сосед-

них узловых точках. Если записать, что  $\frac{\partial p^2}{\partial u} = \frac{1}{\Delta u}(p_1^2 - p_0^2)$ , то погрешность аппроксимации будет порядка  $\Delta u$ . Уравнение (5.73) во внутренних узловых точках будем аппроксимировать с погрешностью порядка  $(\Delta u)^2$ . Поэтому и условие (5.75) необходимо записать с такой же погрешностью аппроксимации.

Оказывается, что для этого требуется привлечь к рассмотрению квадрат давления еще в одной, следующей узловой точке (в точке  $i=2$ ). Тогда выражение

$$\frac{\partial p^2}{\partial u} = \frac{p_1^2 - p_0^2 - 0,5(p_2^2 - 2p_1^2 + p_0^2)}{\Delta u} \quad (5.77)$$

аппроксимирует первую производную в точке  $i=0$  с погрешностью порядка  $(\Delta u)^2$  [168].

### Аппроксимация задачи (5.73) - (5.76) системой разностных уравнений

Узловым точкам по пространственной координате  $u$  присвоим индекс  $i$ . Временные слои будем отмечать индексом  $j$ . Считаем, что решение задачи (5.73) - (5.75) на  $(j-1)$ -м временном слое известно. Отыскивается решение задачи на  $j$ -й момент времени.

В  $i$ -й узловой точке уравнение (5.73) запишем в разностной форме с использованием неявной схемы:

$$\frac{p_{i+1,j}^2 - 2p_{i,j}^2 + p_{i-1,j}^2}{(\Delta u)^2} = \frac{e^{2u_i}}{2p_{i,j}} \frac{p_{i,j}^2 - p_{i,j-1}^2}{\tau} \quad (5.78)$$

Если записать уравнение (5.78) для всех внутренних узловых точек ( $i=1, 2, \dots, n-1$ ), то получим систему из  $n-1$  нелинейных алгебраических уравнений с  $n+1$  неизвестными. Учет граничных условий при  $u=u_0$  и  $u=0$  дает еще два уравнения. В результате на  $j$ -м временном слое приходим к необходимости решения  $n+1$  нелинейных алгебраических уравнений с  $n+1$  неизвестными.

Известны методы решения систем нелинейных алгебраических уравнений. Однако они требуют значительных затрат машинного времени. Поэтому линеаризуем уравнение (5.78), а следовательно, и соответствующую систему алгебраических уравнений. С этой целью для давления  $p_{i,j}$  в коэффициенте перед разностным аналогом производной по времени примем следующее допущение:



$$A_{1,j} = 1 - \frac{(\Delta u)^2 e^{2u_1}}{4\tau p_{1,j-1}}; \quad C_{1,j} = \frac{(\Delta u)^2 e^{2u_1} p_{1,j-1}}{4\tau} - \frac{q\Delta u}{2}. \quad (5.82)$$

Подставив выражение для  $p_{0,j}^2$  во второе уравнение системы (5.80) и выделив в левую часть  $p_{1,j}^2$ , найдем:

$$p_{1,j}^2 = A_{2,j} p_{2,j}^2 + C_{2,j} \quad (5.83)$$

Аналогично третье уравнение системы (5.80) представляется в виде:

$$p_{2,j}^2 = A_{3,j} p_{3,j}^2 + C_{3,j} \quad (5.84)$$

или в общем виде:

$$p_{i,j}^2 = A_{i+1,j} p_{i+1,j}^2 + C_{i+1,j} \quad (5.85)$$

Рекуррентное соотношение (5.85) справедливо для  $i=1, 2, 3, \dots, n-1$ . Из двух последних уравнений системы (5.80) имеем:

$$p_{n-1,j}^2 = A_{n,j} p_{n,j}^2 + C_{n,j} \quad (5.86)$$

$$p_{n-1,j}^2 = p_{n,j}^2. \quad (5.87)$$

Решив совместно уравнения (5.86) и (5.87) относительно  $p_{n-1,j}^2$ , получим:

$$p_{n-1,j}^2 = \frac{C_{n,j}}{1 - A_{n,j}}. \quad (5.88)$$

Далее, зная  $p_{n-1,j}^2$ ,  $A_{n-2,j}$ , и  $C_{n-2,j}$ , из рекуррентного соотношения (5.85) определяем  $p_{n-2,j}^2$ , и т.д. вплоть до  $p_{0,j}^2$ .

Таким образом, процесс решения системы уравнений (5.80) заключается в вычислении прогоночных коэффициентов  $A_{i,j}$  и  $C_{i,j}$  в порядке возрастания индекса  $i$  и затем в вычислении в обрат-

ном порядке величин  $p_{i,j}^2$  (в порядке убывания индекса  $i$ ).

Получим рекуррентные соотношения для прогоночных коэффициентов. Предположим, что коэффициенты  $A_{i,j}$  и  $C_{i,j}$  уже вычислены. Тогда, подставив выражение для  $p_{i-1,j}^2 = A_{i,j} p_{i,j}^2 + C_{i,j}$  в следующее уравнение системы (5.80)

$$\frac{p_{i+1,j}^2 - 2p_{i,j}^2 + p_{i-1,j}^2}{(\Delta u)^2} = \frac{e^{2u_i}}{2p_{i,j-1}} \frac{p_{i,j}^2 - p_{i,j-1}^2}{\tau},$$

получим:

$$p_{i,j}^2 = A_{i+1,j} p_{i+1,j}^2 + C_{i+1,j}$$

Здесь

$$A_{i+1,j} = \frac{1}{2 + [(\Delta u)^2 e^{2u_i} / (2\tau p_{i,j-1})] - A_{i,j}}; \quad (5.89)$$

$$\begin{aligned} C_{i+1,j} &= \frac{C_{i,j} + \frac{1}{2\tau} (\Delta u)^2 e^{2u_i} p_{i,j-1}}{2 + [(\Delta u)^2 e^{2u_i} / (2\tau p_{i,j-1})] - A_{i,j}} = \\ &= A_{i+1,j} (C_{i,j} + \frac{1}{2\tau} (\Delta u)^2 e^{2u_i} p_{i,j-1}). \end{aligned} \quad (5.90)$$

Следовательно, по формулам (5.82) вычисляются коэффициенты  $A_{1,j}$  и  $C_{1,j}$ . Затем по рекуррентным соотношениям (5.89) и (5.90) определяются все другие прогоночные коэффициенты. При известных коэффициентах, как уже сказано, по формулам (5.88) и (5.85) определяются величины квадратов давления (а затем и сами давления) в каждой  $i$ -й узловой точке в  $j$ -й момент времени.

В рассмотренной последовательности проводятся расчеты на следующих временных слоях до заданного момента времени  $\theta$ . Отметим, что при отыскании решения задачи на первом временном слое в качестве поля распределения давления при  $j=0$  используется начальное распределение давления в пласте (при  $\theta=0$ ).

Пример решения задачи (5.73) - (5.76). В табл. 5.1 приведены результаты решения задачи (5.73) - (5.76) для безразмерного дебита  $q=0,1$  при соотношении радиусов  $R_k/R_c=5000$  [195]. По результатам этой таблицы построены профили квад-

ратов давления по пласту (в функции  $u$ ) в разные моменты времени  $\theta$  (рис.5.17). Из рисунка следует, что решение задачи в координатах  $p^{*2}$ - $u$  имеет вид, близкий к прямолинейному. Поэтому оказалось возможным выбрать достаточно большой шаг  $\Delta u$  и ограничиться проведением расчетов лишь для 17 узловых точек по пространственной координате.

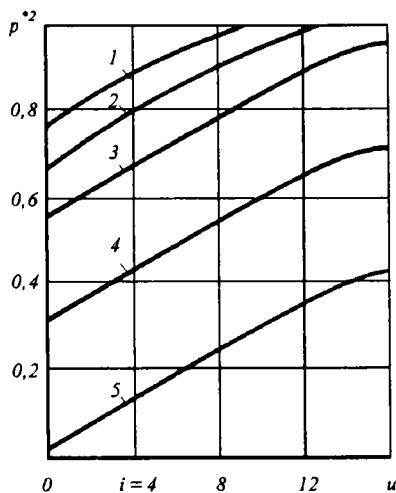


Рис. 5.17. Зависимости  $p^{*2}=f(u)$  в разные моменты времени  $\theta$ .

$\theta$ : 1 - 0,00005; 2 - 0,002;  
3 - 0,2; 4 - 1,5; 5 - 3,5

На рис. 5.15 дана зависимость изменения во времени квадрата забойного давления, построенная по данным табл. 5.1. Из рис. 5.15 видно, что примерно с момента времени  $\theta=0,22$  квадрат забойного давления изменяется практически по прямой. Это означает, как уже отмечалось, что при численном решении дифференциальных уравнений параболического типа можно значительно увеличивать шаг по времени без снижения точности результатов расчетов.

### Оценка в среднем точности решения задачи (5.73) - (5.76)

Для интегральной оценки точности решения задачи используется уравнение материального баланса. Для рассматриваемого случая идеального газа и постоянного дебита скважины оно записывается в виде:

$$\tilde{p}(t) = p_n - \frac{p_{ат} q t}{\alpha \Omega_n}$$

Таблица 5.1

Изменение безразмерного давления  $p^* = p/p_*$  на различных расстояниях  $r^* = r/R_*$  от оси скважины в различные моменты времени  $\theta$  для случая  $R_*/R_c = 5000$ ,  $q = 0.1$  при  $(\alpha = 1)$

$\theta$	$r^* = r/R_*$									
	0,0002	0,0003465	0,0006002	0,001040	0,001801	0,003121	0,005406	0,009366		
0,0001	0,9155	0,9303	0,9448	0,9587	0,9718	0,9833	0,9922	0,9975		
0,0002	0,9020	0,9171	0,9320	0,9465	0,9606	0,9739	0,9857	0,9944		
0,0003	0,8951	0,9103	0,9259	0,9400	0,9543	0,9682	0,9809	0,9914		
0,0004	0,8905	0,9058	0,9208	0,9356	0,9501	0,9641	0,9773	0,9887		
0,0005	0,8870	0,9023	0,9174	0,9323	0,9468	0,9610	0,9745	0,9865		
0,0006	0,8842	0,8996	0,9147	0,9296	0,9442	0,9585	0,9721	0,9845		
0,00025	0,8628	0,8786	0,8941	0,9094	0,9242	0,9391	0,9535	0,9674		
0,0005	0,8526	0,8685	0,8842	0,8996	0,9148	0,9297	0,9443	0,9585		
0,00075	0,8464	0,8625	0,8783	0,8938	0,9090	0,9240	0,9387	0,9531		
0,001	0,8421	0,8583	0,8742	0,8898	0,9051	0,9201	0,9349	0,9494		
0,0015	0,8362	0,8525	0,8685	0,8842	0,8996	0,9147	0,9296	0,9442		
0,002	0,8319	0,8483	0,8643	0,8801	0,8956	0,9108	0,9257	0,9404		
0,0025	0,8285	0,8450	0,8611	0,8769	0,8924	0,9077	0,9227	0,9375		
0,03664	0,8270	0,8040	0,8212	0,8377	0,8540	0,8699	0,8856	0,9010		
0,05	0,7820	0,7994	0,8164	0,8331	0,8494	0,8655	0,8812	0,8965		
0,07328	0,7758	0,7933	0,8104	0,8272	0,8437	0,8598	0,8757	0,8912		
0,1	0,7705	0,7881	0,8054	0,8223	0,8388	0,8551	0,8710	0,8866		
0,15	0,7626	0,7805	0,7979	0,8149	0,8316	0,8480	0,8641	0,8798		
0,2	0,7557	0,7736	0,7910	0,8084	0,8252	0,8417	0,8579	0,8738		
0,25	0,7489	0,7670	0,7847	0,8021	0,8190	0,8356	0,8519	0,8679		
0,5	0,7149	0,7339	0,7524	0,7704	0,7881	0,8053	0,8212	0,8388		
0,75	0,6802	0,7001	0,7195	0,7384	0,7568	0,7747	0,7923	0,8094		
1,25	0,6082	0,6305	0,6519	0,6727	0,6928	0,7124	0,7314	0,8000		
1,5	0,5707	0,5943	0,6170	0,6389	0,6600	0,6806	0,7005	0,7198		
1,75	0,5317	0,5569	0,5811	0,6043	0,6266	0,6482	0,6691	0,6893		
2,0	0,4909	0,5182	0,5441	0,5688	0,5925	0,6152	0,6372	0,6584		
2,500	0,4021	0,4350	0,4655	0,4942	0,5212	0,5470	0,5716	0,5951		
3,000	0,2963	0,3395	0,3779	0,4126	0,4447	0,4746	0,5028	0,5294		
3,5	0,1386	0,2162	0,2724	0,3189	0,3559	0,3959	0,4292	0,4601		

Продолжение табл. 5.1

$\theta$	$r^* = r/R_*$								
	0,01622	0,02811	0,04869	0,08435	0,1461	0,2532	0,4386	0,7598	1,0
0,00001	0,9996	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,00002	0,9988	0,9999	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,00003	0,9977	0,9997	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,00004	0,9965	0,9995	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,00005	0,9953	0,9993	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,00006	0,9941	0,9989	0,9999	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,00025	0,9804	0,9914	0,9981	0,9999	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,0005	0,9722	0,9847	0,9945	0,9992	0,9999	1,0	1,0	1,0	1,0
0,00075	0,9671	0,9802	0,9913	0,9981	0,9999	1,0	1,0	1,0	1,0
0,001	0,9635	0,9769	0,9887	0,9969	0,9997	1,0	1,0	1,0	1,0
0,0015	0,9585	0,9722	0,9847	0,9945	0,9992	1,0	1,0	1,0	1,0
0,002	0,9548	0,9687	0,9816	0,9924	0,9985	0,9999	1,0	1,0	1,0
0,0025	0,9519	0,9659	0,9791	0,9905	0,9978	0,9998	1,0	1,0	1,0
0,03664	0,9161	0,9310	0,9456	0,9598	0,9734	0,9858	0,9952	0,9993	0,9993
0,05	0,9119	0,9268	0,9415	0,9558	0,9696	0,9825	0,9930	0,9986	0,9986
0,07328	0,9065	0,9216	0,9363	0,9508	0,9648	0,9781	0,9895	0,9969	0,9969
0,1	0,9020	0,9171	0,9320	0,9465	0,9607	0,9742	0,9862	0,9945	0,9945
0,15	0,8853	0,9005	0,9158	0,9305	0,9452	0,9602	0,9806	0,9896	0,9896
0,2	0,8844	0,9047	0,9198	0,9345	0,9489	0,9628	0,9753	0,9846	0,9846
0,25	0,8836	0,8990	0,9142	0,9290	0,9435	0,9574	0,9701	0,9794	0,9794
0,5	0,8550	0,8709	0,8866	0,9019	0,9168	0,9311	0,9441	0,9537	0,9537
0,75	0,8263	0,8427	0,8589	0,8747	0,8900	0,9048	0,9181	0,9280	0,9280
1,25	0,7681	0,7858	0,8031	0,8199	0,8363	0,8520	0,8662	0,8766	0,8766
1,5	0,7387	0,7571	0,7750	0,7924	0,8092	0,8256	0,8402	0,8509	0,8509
1,75	0,7090	0,7281	0,7457	0,7648	0,7824	0,7991	0,8142	0,8253	0,8253
2,0	0,6790	0,6989	0,7183	0,7371	0,7553	0,7726	0,7882	0,7996	0,7996
2,500	0,6178	0,6397	0,6608	0,6812	0,7008	0,7194	0,7361	0,7484	0,7484
3,000	0,5548	0,5790	0,6022	0,6246	0,6459	0,6660	0,6840	0,6972	0,6972
3,5	0,4891	0,5164	0,5424	0,5670	0,5904	0,6124	0,6319	0,6461	0,6461



Относительно безразмерного давления и безразмерных дебита и времени последнее уравнение имеет вид

$$\tilde{p}^*(\theta) = 1 - q^*\theta \quad (5.91)$$

Из уравнения (5.91) следует, что величина  $q^*\theta$  представляет собой долю отобранных запасов газа на момент времени  $\theta$ .

Среднее давление по залежи в момент времени  $t(\theta)$  можно вычислить также по следующей формуле (так как  $R_k \geq R_c$ ):

$$\tilde{p} = \frac{1}{\alpha \Omega_n} \int_{\Omega_n} \alpha p(r) d\Omega = \frac{2}{R_k^2} \int_{R_c}^{R_k} p r dr,$$

или соответственно в безразмерных переменных:

$$\tilde{p}^* = 2 \int_{u_0}^0 p^*(u) e^{2u} du \quad (5.92)$$

Таким образом, если на некоторый момент времени  $\theta$  известно распределение давления в пласте, то по формуле (5.92) с использованием, например, метода Симпсона, находится соответствующее среднее давление. Сопоставление средних давлений, вычисленных по формулам (5.91) и (5.92), дает интегральное представление о погрешности получаемого решения. Обычно допустимым считается различие этих давлений на доли процента.

Использование идеи интегральной оценки, например погрешности численного алгоритма, важно при решении многомерных фильтрационных задач, когда отсутствуют точные решения соответствующих двумерных или трехмерных задач. Однако важно и сопоставление результатов решения задач, имеющих аналитическое решение даже для одномерного фильтрационного течения.

## Итерирование нелинейных членов

В некоторых случаях способ учета нелинейности дифференциального уравнения оказывает значительное влияние на точность получаемого решения.

В рассмотренном алгоритме осуществлена линеаризация полученной на  $j$ -м временном слое системы нелинейных алгебраических уравнений. При вычислении коэффициентов, определяющих нелинейность системы алгебраических уравнений, используются давления в  $i$ -х точках в  $(j-1)$ -й момент времени.

При более точном учете нелинейности проводится итерирование (уточнение) нелинейных членов на каждом временном слое. При расчетах в первом приближении нелинейные члены в  $j$ -й момент времени принимаются (или вычисляются) по данным решения задачи на  $(j-1)$ -м временном слое. Затем определяется приближенное решение на  $j$ -й момент времени. Во втором приближении для вычисления нелинейных членов используется решение задачи, полученное на  $j$ -м слое. С уточненными значениями нелинейных членов вновь отыскивается решение на  $j$ -й момент времени и т.д. Итерационный процесс продолжается до выполнения следующего неравенства:

$$\max_i \left| p_{i,j}^{(s+1)} - p_{i,j}^{(s)} \right| \leq \varepsilon.$$

Здесь  $\varepsilon$  – заданная погрешность;  $p_{i,j}^{(s+1)}$  и  $p_{i,j}^{(s)}$  – давления в  $i$ -й точке в  $j$ -й момент времени, вычисленные в  $(s+1)$ -й и  $s$ -й итерациях соответственно.

## Решение на ЭВМ многомерных задач теории фильтрации

Большинство практически интересных задач в области разработки газовых и нефтяных месторождений решаются в двумерной и трехмерной постановках. Это означает, что в простейшем случае требуется проинтегрировать двумерное уравнение неустановившейся фильтрации газа (или жидкости) при соответствующих краевых условиях.

Знакомство с методами решения одномерных задач теории фильтрации ( в предыдущих разделах ) облегчает изложение алгоритмов численного решения двумерных задач теории фильтрации. При этом шаг за шагом постараемся проследить, как учитываются те или иные особенности, возникающие при постановке и решении двумерных задач неустановившейся фильтрации газа или жидкости. Алгоритмы решения задач трехмерной однофазной фильтрации аналогичны.

*Постановка задачи о неустановившемся притоке  
жидкости к системе скважин*

Для начала рассмотрим случай неустановившейся фильтрации жидкости в пласте, однородном по коллекторским свойствам. Тогда рассмотрение интересующих идей оказывается наиболее простым и плодотворным.

Известно, что двумерная неустановившаяся фильтрация жидкости в однородном пласте описывается следующим дифференциальным уравнением параболического типа:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (5.93)$$

Данное уравнение необходимо решить при заданном начальном условии, в качестве которого примем условие невозможности нефтеносного (водоносного) пласта, т.е.

$$t=0, \quad p(x, y) = p_n = \text{const}, \quad (x, y) \in G \quad (5.94)$$

Условие (5.94) означает, что до начала разработки нефтяной залежи давление везде одинаково и равно начальному  $p_n$ . Запись  $(x, y) \in G$  читается так:  $x$  и  $y$  принадлежат области интегрирования  $G$ .

Внешнюю границу области  $G$  обозначим через  $\Gamma$ . На ней могут задаваться те или иные граничные условия, например:

$$\partial p / \partial \ell = 0, \quad (x, y) \in \Gamma, \quad (5.95)$$

или

$$p = p(x, y, t), \quad (x, y) \in \Gamma. \quad (5.96)$$

Здесь  $\ell$  – нормаль к внешней границе пласта  $\Gamma$ .

Если в формулировке задачи требуется соблюсти условие (5.95), то предполагается непроницаемость внешней границы. Условие (5.96) характеризует известную зависимость давлений на границе  $\Gamma$  от времени. В частном случае на внешней границе задается, например, некоторое постоянное давление  $p_0$  и т.д.

Кроме того, при решении уравнения (5.93) необходимо учесть условия на внутренних границах – граничные условия на скважинах. Проще всего это сделать, введя в дифференциальное

уравнение (5.93) член, учитывающий действие источников или стоков [ 79 ].

Примем пока, что добывающие скважины расположены равномерно на площади нефтеносности и характеризуются плотностью источников (стоков) жидкости  $q = q(x, y, t)$ . Этот факт учитывается следующей формой записи исходного дифференциального уравнения:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} + q(x, y, t). \quad (5.97)$$

Здесь  $q(x, y, t) = \frac{\mu}{k} q_*(x, y, t)$ ;  $q_*(x, y, t)$  – плотность отбора нефти из единицы площади нефтеносности в единицу времени в момент времени  $t$  в точке с координатами  $x$  и  $y$ .

Таким образом, для определенности будем рассматривать решение уравнения (5.97) при соблюдении условий (5.94) и (5.95).

#### *Типы сеточных областей*

В случае численного интегрирования уравнения одномерной фильтрации областью интегрирования служил отрезок длиной  $L$ , разбиваемый на элементарные отрезки с шагом  $\Delta x$ . При исследовании двумерных задач теории разработки область фильтрации разбивается на элементарные площадки с шагами  $\Delta x$  и  $\Delta y$  соответственно по осям  $Ox$  и  $Oy$ . При этом наиболее распространены сетки двух типов (рис. 5.18, 5.19).

1. Блоковая сеточная область. Здесь искомые давления вычисляются в центрах элементарных ячеек. Она предпочтительна в том случае, когда на внешней границе  $\Gamma$  задано значение нормальной производной – условие (5.95).

2. Узловая сеточная область. В данном случае давления вычисляются в узлах пересечений линий сетки. Подобная сетка целесообразна, когда на внешней границе  $\Gamma$  задаются значения давлений – условие (5.96).

Сеточные области рассматриваемых типов взаимнообратимы. Так блоковая сеточная область обращается в узловую, если узловые точки разместить в центрах блоков. Наложение блоковой сетки на узловую при сохранении центрального положения узлов переводит узловую сетку в блоковую.

Для сформулированной задачи рассуждения будем проводить применительно к блоковой сеточной области.

При решении исходной задачи могут использоваться те или иные разностные схемы. Явную разностную схему не будем рассматривать из-за необходимости соблюдения достаточно жесткого ограничения на величину временного шага.

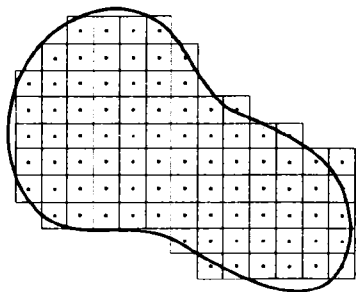


Рис. 5.18. Схема блоковой сеточной области

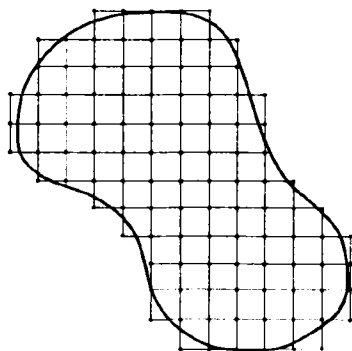


Рис. 5.19. Схема узловой сеточной области

### Полностью неявная разностная схема

Элементарным ячейкам (блокам) в направлении оси  $Ox$  будем приписывать индекс  $i$ , вдоль оси  $Oy$  – индекс  $j$  и по оси времени – индекс  $k$ . Тогда, например,  $P_{i,j,k}$  будет означать давление в точке пласта с координатами  $x=i\Delta x$  и  $y=j\Delta y$  в момент времени  $t=k\Delta t$ ,  $p_{i+1,j,k+1}$  – давление в точке с координатами  $x=(i+1)\Delta x$  и  $y=j\Delta y$  в момент времени  $t=(i+1)\Delta t$  и т.д. Приведенная индексация для простоты исходит из того, что пласт имеет прямоугольную форму и аппроксимирован сеточной областью так, как указано на рис. 5.20.

Применение неявной разностной схемы к уравнению (5.97) дает следующее разностное уравнение для  $(i,j)$ -й ячейки:

$$\frac{p_{i+1,j,k} - 2p_{i,j,k} + p_{i-1,j,k}}{(\Delta x)^2} + \frac{p_{i,j+1,k} - 2p_{i,j,k} + p_{i,j-1,k}}{(\Delta y)^2} =$$

$$= \frac{1}{\kappa} \frac{p_{i,j,k} - p_{i,j,k-1}}{\Delta t} + q_{i,j,k} \quad (5.98)$$

Уравнение (5.98) записано для  $(i, j)$ -й элементарной ячейки. В этом уравнении пять неизвестных давлений: давление в самой  $(i, j)$ -й ячейке и в четырех соседних ячейках, т.е. неизвестны  $p_{i,j,k}, p_{i+1,j,k}, p_{i-1,j,k}, p_{i,j+1,k}, p_{i,j-1,k}$  (рис. 5.21).

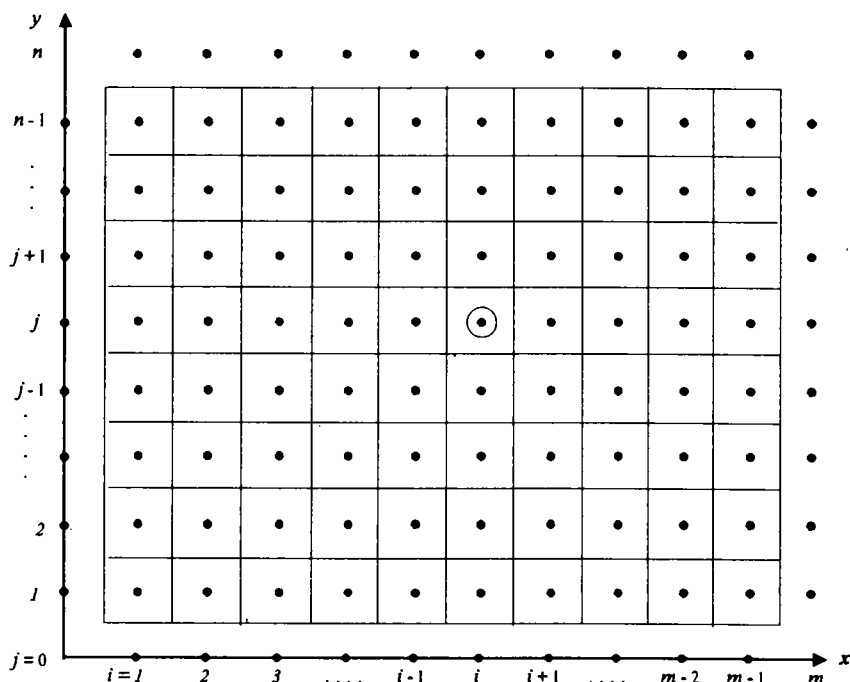


Рис. 5.20. Схема аппроксимации области интегрирования совокупностью элементарных ячеек

Записывая уравнение (5.89) для всех элементарных ячеек области интегрирования, приходим к системе из  $(m-1)(n-1)$  алгебраических уравнений с  $(m+1)(n+1)$  неизвестными. Здесь  $(m-1)(n-1)$  – число ячеек, на которое разбита рассматриваемая область интегрирования. Получаемая система уравнений такова, что в каждом из уравнений имеем по пять неизвестных давлений. Поэтому говорят, что такая система уравнений характеризуется пятидиагональной матрицей. При учете граничного условия на границе  $\Gamma$  число алгебраических уравнений составит  $(m+1)(n+1)$  с таким же числом неизвестных давлений.

Таким образом, в случае двумерной фильтрации упругой жидкости задача интегрирования (5.97) при соответствующих краевых условиях сводится к чисто алгебраической. Здесь на каждом

временном слое необходимо найти решение системы алгебраических уравнений с пятидиагональной матрицей.

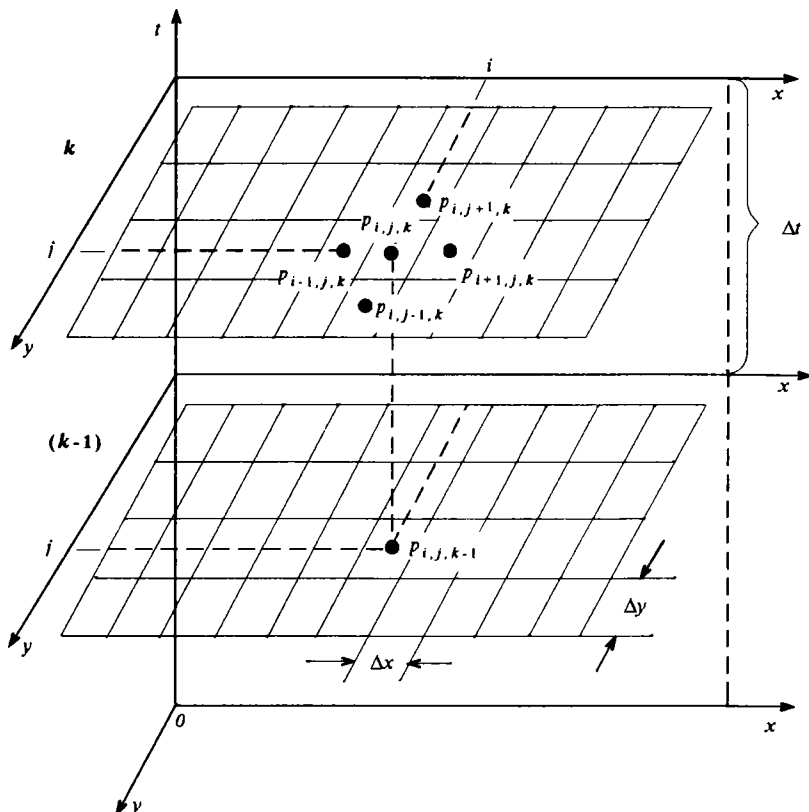


Рис. 5.21. Полностью неявная разностная схема.

Существуют различные методы решения систем алгебраических уравнений, вполне пригодные для получаемой нами системы уравнений (на каждом временном слое). Эти методы рассматриваются в линейной алгебре. Назовем один из методов – метод исключения неизвестных Гаусса.

Применение известных методов для решения систем алгебраических уравнений с пятидиагональной матрицей не представляет трудностей, но сопряжено со значительными затратами машинного времени. Поэтому предложены также иные разностные схемы, облегчающие интегрирование двумерных и трехмерных уравнений теории фильтрации.

Пусть решение задачи (5.97), (5.95), (5.96) для  $k$ -го момента времени известно. Отыскиваем решение задачи для  $(k+1)$ -го момента времени. Согласно рассматриваемой разностной схеме, вводится промежуточный  $(k+1/2)$ -й временной слой. Тогда уравнение (5.97) для промежуточного  $(k+1/2)$ -го и  $(k+1)$ -го временных слоев для  $(i,j)$ -й элементарной ячейки записывается следующим образом.

Для  $(k+1/2)$ -го временного слоя имеем:

$$\frac{P_{i+1,j,k+1/2} - 2P_{i,j,k+1/2} + P_{i-1,j,k+1/2}}{(\Delta x)^2} = \frac{1}{x} \frac{P_{i,j,k+1/2} - P_{i,j,k}}{\Delta t} + q_{i,j,k+1/2} \quad (5.99)$$

Для  $(k+1)$ -го временного слоя имеем:

$$\frac{P_{i,j+1,k+1} - 2P_{i,j,k+1} + P_{i,j-1,k+1}}{(\Delta y)^2} = \frac{1}{x} \frac{P_{i,j,k+1} - P_{i,j,k+1/2}}{\Delta t} + q_{i,j,k+1} \quad (5.100)$$

Сложив (5.99) и (5.100), получим разностную аппроксимацию уравнения (5.97) в  $(i,j)$ -й ячейке по неявной схеме так, что вторая производная от давления по  $x$  аппроксимирована "с опозданием" на 0,5 шага по оси  $t$  — на промежуточном временном слое. Теперь становится понятным, что следует иметь в виду под плотностями источников в (5.99) и (5.100). Сумма  $q_{i,j,k+1/2}$  и  $q_{i,j,k+1}$  равняется плотности источника в  $(i,j)$ -й ячейке в пределах временного интервала  $[(k+1)\Delta t, k\Delta t]$ . Отыскание решения задачи последовательно на разных временных слоях без труда позволяет учитывать переменность во времени дебитов всех скважин.

Видим, что в уравнении (5.99) три неизвестных давления:  $P_{i+1,j,k+1/2}$ ;  $P_{i,j,k+1/2}$ ;  $P_{i-1,j,k+1/2}$ . Запишем уравнение (5.99) для всех ячеек некоторой  $j$ -й строки. Тогда для этой строки, с учетом граничных условий на ее левом и правом концах, получаем систему из  $(m+1)$  алгебраических уравнений с  $(m+1)$  неизвестными:  $P_{0,j,k+1/2}$ ;  $P_{1,j,k+1/2}$ ;  $\dots$ ;  $P_{i,j,k+1/2}$ ;  $\dots$ ;  $P_{n,j,k+1/2}$ .

Полученная система уравнений характеризуется трехдиагональной матрицей. Следовательно, для решения этой системы алгебраических уравнений реализуется рассмотренный ранее метод прогонки.



Итак, на каждой строке сеточной области решается система алгебраических уравнений с трехдиагональной матрицей. В результате решения  $(n-1)$  таких систем алгебраических уравнений находятся давления во всех ячейках на  $(k+1/2)$ -й момент времени.

Теперь рассмотрим уравнение (5.100). В нем также три неизвестных давления  $P_{i,j,k+1}$ ;  $P_{i,j+1,k+1}$ ;  $P_{i,j-1,k+1}$ . Запишем уравнение (5.100) для каждой ячейки  $i$ -го столбца. Тогда для  $i$ -го столбца с учетом граничных условий в начале и в конце этого столбца ( $\partial p / \partial y = 0$ ), имеем систему из  $(n+1)$  алгебраических уравнений с  $(n+1)$  неизвестными давлениями. Получаемая система уравнений характеризуется трехдиагональной матрицей. Решая каждый раз соответствующую систему уравнений для  $(m-1)$  отдельных столбцов, определим искомые давления во всех ячейках в  $(k+1)$ -й момент времени.

Таким образом, в результате применения метода прогонки на каждой строке находится поле давлений на промежуточном временном слое. Последующее применение метода прогонки на каждом столбце сеточной области дает поле давлений на  $(k+1)$ -й момент времени. После этого аналогичные расчеты выполняются при отыскании решения задачи на следующих промежуточном и основном временном слоях и т.д., до получения решения задачи на заданный момент времени  $T$ .

#### *Учет произвольности границы пласта*

Рассмотренные алгоритмы удобно было излагать в предположении, что нефтеносный (водоносный) пласт имеет в плане форму прямоугольника. Реальные месторождения характеризуются причудливой конфигурацией. Тем не менее, все приведенные рассуждения остаются в силе. Отличие состоит в том, что на каждой строке приходится решать систему алгебраических уравнений с разным числом неизвестных. При этом координата  $i$ -й ячейки на рассматриваемой строке  $x = x_0 + i\Delta x$ . Здесь  $x_0$  - абсцисса крайней левой ячейки данной строки. То же самое справедливо и для разных столбцов сеточной области. При этом ордината  $j$ -й ячейки на рассматриваемом столбце  $y = y_0 + j\Delta y$ , где  $y_0$  - ордината крайней нижней ячейки этого столбца.

Есть другой способ учета в расчетах криволинейности границы  $\Gamma$  продуктивного пласта. Залежь заключается в прямоугольник, состоящий из  $(m-1)(n-1)$  элементарных объемов со сторонами  $\Delta x$  и  $\Delta y$ . Проводится наилучшая аппроксимация границы  $\Gamma$  сеточной границей. В пределах области интегрирования задаются реальные значения параметров пласта. Вне продуктивной области

ти задаются значения коэффициента проницаемости, равные нулю. Тогда на каждой строке решается система  $(m+1)$  алгебраических уравнений с трехдиагональной матрицей, а на каждом столбце – система  $(n+1)$  алгебраических уравнений. Очевидно, что такой способ учета реальной конфигурации внешней границы  $\Gamma$  приемлем в случае, когда на ней задается условие непроницаемости.

#### *Учет дебитов и местоположения отдельных скважин*

В предыдущем изложении дебиты скважин предполагались “размазанными” по всей площади нефтеносности.

Пусть теперь в точке с координатами  $x_v$  и  $y_v$  находится одна добывающая скважина. Этот факт учитывается следующей формой записи исходного дифференциального уравнения:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} + q \delta(x - x_v) \delta(y - y_v). \quad (5.101)$$

Здесь  $\delta$  – дельта-функция Дирака, определяется следующим образом:  $\delta(x - x_v) = 1$ , если абсцисса  $x$  равняется абсциссе расположения скважины  $x_v$ ; в противном случае  $\delta(x - x_v) = 0$ . Кроме того, дельта-функция удовлетворяет условию нормировки

$$\int \delta(x - x_v) dx = 1,$$

где интегрирование ведется по области переменной  $x$ , включающей в себя точку  $x_v$ . Таким же образом определяется дельта-функция, связанная с ординатой  $y$ . Следовательно, только в точке расположения скважины  $\delta(x - x_v) \delta(y - y_v) = 1$ , во всех остальных точках пласта данное произведение равняется нулю. Это означает, что только в точке расположения скважины учитывается граничное условие при интегрировании дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации жидкости.

При наличии системы из  $N$  добывающих и нагнетательных скважин исходное дифференциальное уравнение имеет вид

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \pm \sum_{v=1}^N q_v \delta(x - x_v) \delta(y - y_v). \quad (5.102)$$

Здесь знак плюс относится к добывающей скважине и знак минус – к нагнетательной скважине. Запись уравнения теории

упругого режима фильтрации в виде (5.102) означает, что при решении, например, системы уравнений (5.99) в тех ячейках, где нет скважин, плотность источника (стока) равна нулю.

Теперь необходимо определить, что понимается под плотностью точечного источника или стока  $q_v$ . Плотность  $v$ -го источника при численном решении двумерной задачи теории фильтрации принимается равным дебиту нефти  $q_{nv}$  (расходу  $q_{bv}$ )  $v$ -й скважины с множителем  $\mu/k$ , т.е.

$$q_v = \frac{\mu}{k} q_{nv}.$$

При численном решении двумерной задачи теории фильтрации дельта-функция Дирака заменяется своим разностным аналогом. Значения произведений дельта-функций в  $(i, j)$ -й ячейке равны:

$$\delta(x_i - x_v) \delta(y_i - y_v) = \begin{cases} \frac{1}{\Delta x \Delta y}, & x_v = x_i, \quad y_v = y_i \\ 0, & x_v \neq x_i, \text{ или } y_v \neq y_i. \end{cases}$$

Здесь абсцисса  $x_v$  и ордината  $y_v$  расположения скважины снесены в центр ячейки, в которую попала  $v$ -я скважина при построении сеточной области.

Нередко применяются сеточные области, когда  $\Delta x = \Delta y$ . В случае залежей сильно вытянутых в плане  $\Delta x \neq \Delta y$ . Чаще всего шаги по осям  $Ox$ ,  $Oy$ , и  $Oz$  являются переменными, но эти случаи остаются за пределами нашего рассмотрения [12, 154].

### *Постановка задачи теории разработки газовых месторождений*

Перейдем теперь к формулировке и решению одной из основных задач теории проектирования разработки газовых месторождений. Предположим, что задан отбор газа из месторождения во времени  $Q = Q(t)$ , следовательно, и очередность ввода в эксплуатацию УКПГ. Известны коллекторские свойства пласта, продуктивные характеристики скважин в разных зонах месторождения, начальные пластовые давление и температура, состав газа. Продуктивный пласт дренируется нерегулярной сеткой скважин. Места расположения добывающих скважин известны, а также предопределены время ввода и месторасположения для проектных скважин. Скважины эксплуатируются при заданных переменных во времени дебитах газа. Необходимо определить

изменение во времени пластовых давлений и, в частности, забойных давлений в добывающих скважинах.

Сказанное означает, что требуется найти решение дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] =$$

$$(5.103)$$

$$= 2\alpha(x, y)m(x, y)h(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{z(p)} \right] + 2p_{ат} \sum_{v=1}^n q_v^*(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v)$$

при следующих граничных условиях:

$$t = 0, \quad p(x, y) = p_n, \quad (x, y) \in G; \quad (5.104)$$

$$\partial p / \partial \ell = 0, \quad (x, y) \in \Gamma \quad (5.105)$$

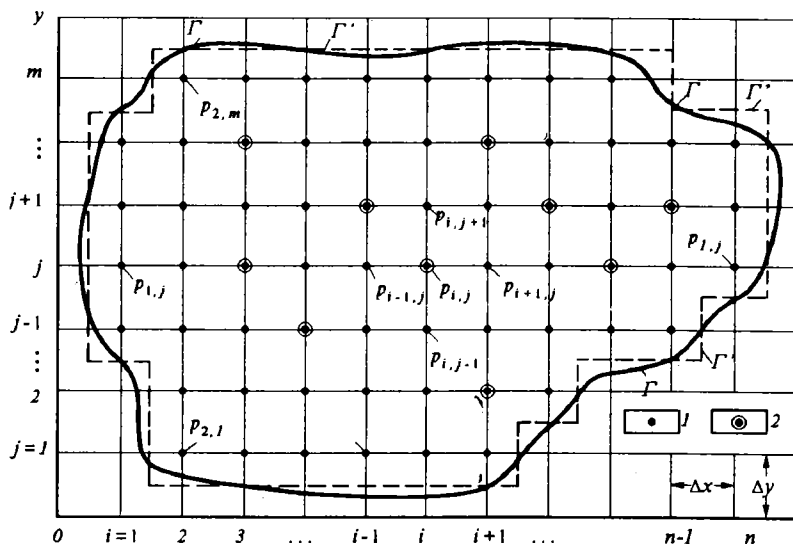


Рис. 5.22. Схема аппроксимации залежи сеточной областью.

1 – узловая точка; 2 – узловая точка, в которой находится скважина

Применение уравнения в виде (5.103) избавляет от необходимости выделения и специального учета граничных условий на скважинах. При этом учтены реальные свойства газа и то, что

вследствие деформации коллектора изменяется (уменьшается) коэффициент проницаемости в каждой точке пласта.

Область газоносности  $G$  покрываем сеточной областью с шагами  $\Delta x$  и  $\Delta y$  вдоль осей  $Ox$  и  $Oy$  соответственно (рис. 5.22). Внешнюю границу  $\Gamma$  аппроксимируем сеточной границей  $\Gamma'$ . При использовании узловой сеточной области граница  $\Gamma'$  располагается между соответствующими узловыми точками.

Предполагаем, что скважины попадают в узловые точки (или центры ячеек). Этого всегда можно добиться соответствующим перемещением сеточной области до наилучшего совпадения мест расположения скважин с узловыми точками и некоторым "сдвигом" отдельных скважин. Эта операция осуществляется до аппроксимации внешней границы  $\Gamma$  сеточной границей  $\Gamma'$ .

#### Алгоритм решения задачи (5.103)-(5.105)

Имеются различные алгоритмы решения рассматриваемой одной из основных задач теории разработки газовых месторождений при газовом режиме. Остановимся на некотором из них. Для этого уравнение (5.103) запишем в виде

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} p \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} p \frac{\partial p}{\partial y} \right] = \\ & = \alpha(x, y)m(x, y)h(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{z(p)} \right] + p_{a\tau} \sum_{v=1}^n q_v^*(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \end{aligned} \quad (5.106)$$

Введем обозначения:

$$\sigma(x, y, p) = p \frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)}, \quad \beta(x, y) = \alpha(x, y)m(x, y)h(x, y).$$

Тогда уравнение (5.106) примет вид

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[ \sigma(x, y, p) \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \sigma(x, y, p) \frac{\partial p}{\partial y} \right] = \beta(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{z(p)} \right] + \\ & + p_{a\tau} \sum_{v=1}^n q_v^*(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \end{aligned} \quad (5.107)$$

Предположим, что для решения задачи (5.107), (5.104), (5.105) воспользуемся полностью неявной разностной схемой. В

$(k-1)$ -й момент времени считаем, что решение уже найдено. Отыскивается решение задачи в  $k$ -й момент времени. Разностный аналог уравнения (5.107) для  $(i, j)$ -й узловой точки записывается в виде

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta x} \left[ \sigma_{i+1/2,j,k} \frac{p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}}{\Delta x} - \sigma_{i-1/2,j,k} \frac{p_{i,j,k} - p_{i-1,j,k}}{\Delta x} \right] + \\ & + \frac{1}{\Delta y} \left[ \sigma_{i,j+1/2,k} \frac{p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}}{\Delta y} - \sigma_{i,j-1/2,k} \frac{p_{i,j,k} - p_{i,j-1,k}}{\Delta y} \right] = \\ & = \frac{\beta_{i,j}}{\tau} \left[ \frac{p_{i,j,k}}{z(p_{i,j,k})} - \frac{p_{i,j,k-1}}{z(p_{i,j,k-1})} \right] + p_{\text{ат}} \frac{q_{i,j,k}^*}{\Delta x \Delta y} \end{aligned} \quad (5.108)$$

Здесь положили, что в  $i, j$ -й узловой точке находится скважина;  $q_{i,j,k}^*$  – дебит рассматриваемой скважины в  $k$ -й момент времени (в течение интервала  $[(k-1)\tau, k\tau]$ ), приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре.

Очевидно, что в уравнении (5.108) последний член будет равен нулю во всех узловых точках, где нет скважин. Кроме того, он равен нулю и в точках расположения скважины, если она в этот момент времени не эксплуатировалась или еще не введена в эксплуатацию.

Уравнение (5.108) – нелинейное. Его можно линеаризовать, приняв следующие допущения:

$$\sigma_{i+1/2,j,k} \approx \sigma_{i+1/2,j,k-1}; \quad \sigma_{i-1/2,j,k} \approx \sigma_{i-1/2,j,k-1};$$

$$\sigma_{i,j+1/2,k} \approx \sigma_{i,j+1/2,k-1}; \quad \sigma_{i,j-1/2,k} \approx \sigma_{i,j-1/2,k-1};$$

$$z(p_{i,j,k}) \approx z(p_{i,j,k-1});$$

Здесь, например,

$$\sigma_{i+1/2,j,k-1} = p_{i+1/2,j,k-1} \frac{k_{i+1/2,j,k-1} h_{i+1/2,j}}{\mu(p_{i+1/2,j,k-1}) z(p_{i+1/2,j,k-1})}.$$

Тогда уравнение (5.108) записывается в виде

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{(\Delta x)^2} [\sigma_{i+1/2,j,k-1} (p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}) - \sigma_{i-1/2,j,k-1} (p_{i,j,k} - p_{i-1,j,k})] + \\
& + \frac{1}{(\Delta y)^2} [\sigma_{i,j+1/2,k-1} (p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}) - \sigma_{i,j-1/2,k-1} (p_{i,j,k} - p_{i,j-1,k})] = \\
& = \frac{\beta_{i,j}}{\tau z(p_{i,j,k-1})} (p_{i,j,k} - p_{i,j,k-1}) + p_{a\tau} \frac{q_{i,j,k}^*}{\Delta x \Delta y}.
\end{aligned} \tag{5.109}$$

Применяя уравнение (5.109) к каждой внутренней узловой точке, учитывая условия вдоль всей сеточной границы  $\Gamma'$ , получаем замкнутую систему линейных алгебраических уравнений с пятидиагональной матрицей. В результате решения данной системы получаются искомые давления в  $k$ -й момент времени. Аналогично находится решение задачи на следующий момент времени и т.д., до получения решения на заданный момент  $T$ .

При решении рассматриваемой задачи с большим шагом по времени  $\tau$  проводится итерирование (уточнение) нелинейных коэффициентов на каждом временном слое. Итерационный процесс продолжается до выполнения неравенства

$$\max_{i,j} |p_{i,j,k}^{(s+1)} - p_{i,j,k}^{(s)}| \leq \varepsilon.$$

Здесь  $s$  – номер итерации;  $\varepsilon$  – допустимая погрешность;  $\max_{i,j}$  – означает, что максимум разницы отыскивается по всей совокупности узловых точек.

Для оценки точности расчетов сопоставляются средние пластовые давления, вычисляемые по уравнению материального баланса и по полю давлений в соответствующие моменты времени. Среднее давление в залежи в момент  $t$  по полю давлений вычисляется по формуле:

$$\bar{p}(t) = \frac{1}{\tilde{\alpha}\Omega_n} \sum_i \sum_j (\alpha m h)_{i,j} p_{i,j}(t) \Delta x \Delta y.$$

**Пример.** По данным шестилетней разработки месторождения Медвежье (введено в разработку в 1972г.) с использованием алгоритма, приведенного в параграфе 6 главы 10, уточнены фильтрационные  $kh$  и емкостные  $\alpha m h$  параметры пласта по площади

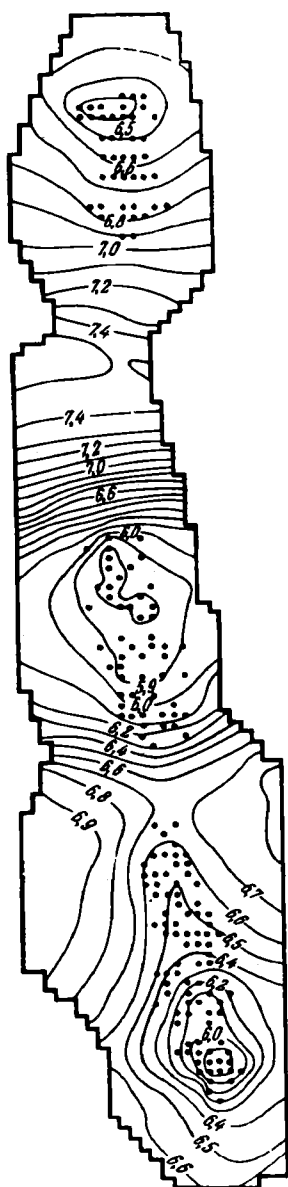


Рис. 5.23. Прогнозная карта изобар для месторождения Медвежье на 1/III 1987г.  
( $Q_{\text{доб}}=0,49$   $Q_{\text{зап}}$ )

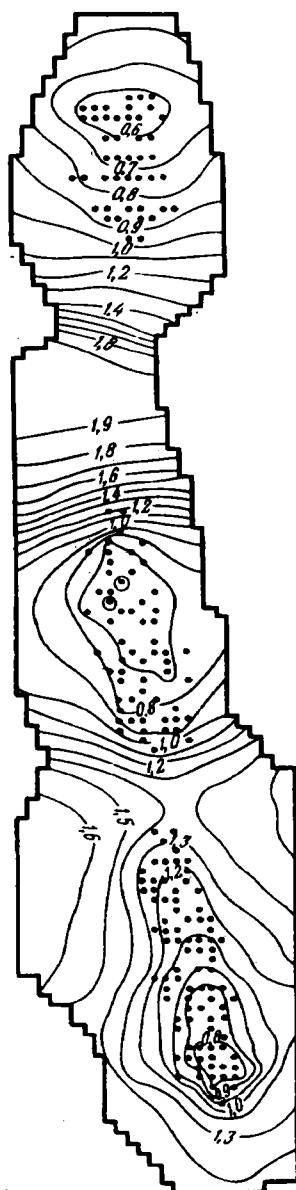


Рис. 5.24. Прогнозная карта изобар для месторождения Медвежье на 1/III 2012г



газоносности. На основе уточненной математической модели месторождения выполнены прогнозные расчеты [136]. В качестве примера приводятся карты изобар на I/III–1987г. и на I/III–2012г., полученные в результате численного решения задачи о неустановившемся притоке газа к скважинам (рис. 5.23 и 5.24). До 1978г. использованы фактические, а затем проектные дебиты скважин. В период постоянной добычи отбирается  $65\cdot 10^9$  м<sup>3</sup>/год газа. На месторождении эксплуатируется девять УКПГ. К концу постоянной добычи в эксплуатации находится 250 скважин. На рис. 5.23 и 5.24 скважин меньше, так как в некоторые узловые точки попало по две скважины. Тогда в таких узловых точках задавался суммарный дебит двух скважин. Результаты указанных газодинамических расчетов служат основой для последующих технико-экономических расчетов.

## 5. ПОНЯТИЕ О ФИКТИВНОЙ СКВАЖИНЕ. УЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Использование дифференциального уравнения с распределенными в области интегрирования источниками избавляет от необходимости специального учета и задания граничных условий на скважинах. При численном интегрировании данного уравнения в узловых точках сеточной области, на которые приходятся скважины, задаются плотности источников, пропорциональные дебитам скважин (дебиты скважин, деленные на элементарную площадь  $\Delta x \Delta y$ ). В иных узловых точках плотности источников принимаются равными нулю.

Следовательно, при численном решении двумерной задачи неустановившейся фильтрации газа действие добывающих скважин заменяется воздействием на пласт соответствующих источников с равномерно распределенными плотностями отборов газа из квадратов (прямоугольников) со сторонами  $\Delta x$  и  $\Delta y$ , в центре которых находятся скважины. Поэтому неочевидно, каким решением краевой задачи в каждом конкретном случае мы располагаем. Это связано с тем, что контуры реальных скважин не аппроксимируются сеточной границей и условия на этих сеточных контурах скважин не задаются.

### Понятие о фиктивной скважине

Проведенные Г.Г. Вахитовым исследования [51, 52] показали, что получаемые при численном решении двумерных задач теории фильтрации поля давлений соответствуют работе не реальных, а некоторых фиктивных скважин. Это означает, что во всех узло-

вых точках, кроме точек расположения скважин, вычисляемые давления соответствуют действительным (точным - при решении модельных задач). В точках расположения скважин вычисляемые давления равняются давлениям не на забое реальной, а забое фиктивной скважины с радиусом  $R_{\text{ф}}$ . При этом радиус фиктивной скважины зависит только от шага сеточной области  $\Delta x$  (при  $\Delta x = \Delta y$ ) по пространственной координате и удовлетворяет соотношению  $R_{\text{ф}} = 0,2077\Delta x$ . Таким образом, при численном интегрировании на ЭВМ двумерной задачи неустановившейся фильтрации газа в точках расположения скважин получаем давления, которые можем соотнести с пластовыми давлениями в районе рассматриваемых скважин. Допустимость этого связана с тем, что  $\Delta x$  зачастую составляет сотни метров. Тогда для отыскания забойного давления в каждой скважине требуется учесть фильтрационные сопротивления в зоне пласта между радиусом фиктивной скважины  $R_{\text{ф}}$  и радиусом реальной скважины  $R_c$ .

Указанная зона у каждой скважины является зоной квазистационарного течения. Это означает, что в каждый момент допустимо рассматривать в этой зоне фильтрационный поток стационарным, установившимся. Следовательно, для каждой скважины можем записать следующее уравнение притока газа:

$$p_{\text{сф}}^2(t) - p_c^2(t) = aq(t) + bq^2(t) \quad (5.110)$$

Здесь  $p_{\text{сф}}(t)$  – давление на забое фиктивной скважины (в точке расположения скважины на сеточной модели пласта) в момент  $t$ ;  $p_c$  – давление на забое реальной скважины;  $q$  – дебит скважины;  $a$ ,  $b$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений зоны пласта между радиусами  $R_c$  и  $R_{\text{сф}}$ .

Итак, при численном решении задачи о неустановившемся притоке газа к системе скважин задаемся плотностями источников, пропорциональными дебитам отдельных скважин (переменными во времени). Находятся давления в каждом узле сеточной области, в том числе и в точках расположения скважин. Пусть в  $(i, j)$ -й точке находится  $v$ -я скважина. Согласно сказанному, давление в точке  $p_{i,j,k}$  отождествляется с давлением на стенке фиктивной скважины  $p_{\text{сф}v}(t)$ , т.е.  $p_{\text{сф}v}(t) = p_{i,j,k}$ . Вычисленные давления  $p_{\text{сф}v}(t)$  позволяют с использованием (5.110) находить забойные давления в каждой  $v$ -й реальной скважине.

Ранее мы отмечали, что одна из особенностей притока газа к скважине - значительные потери давления именно в призабойной зоне пласта. Поэтому допустимо принятие допущений  $a \approx A$  и  $b \approx B$ . Здесь  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротив-

лений рассматриваемой  $v$ -й скважины, найденные в результате интерпретации данных ее исследования при установившихся режимах.

Аналогичные исследования за рубежом по учету дополнительных фильтрационных сопротивлений при моделировании скважин в многомерных программных комплексах начались лишь в 70-х годах. В результате сейчас имеются соответствующие формулы, позволяющие учитывать анизотропию коллекторских свойств, пригодные для моделирования горизонтальной или наклонной скважин, ассиметричного размещения скважин в элементарной ячейке [347, 356, 394].

### Учет технологического режима эксплуатации скважин при решении двумерных краевых задач

Алгоритм предыдущего параграфа и только что высказанные соображения позволяют находить пластовые, а также забойные давления в скважинах в случае эксплуатации их при допустимых, переменных во времени дебитах газа. При проектировании разработки газовой залежи часто возникает необходимость численного интегрирования двумерного уравнения неустановившейся фильтрации газа при иных технологических режимах эксплуатации скважин. На примере режима допустимой депрессии покажем, что решение задач разработки газовых месторождений для различных технологических режимов эксплуатации скважин можно получить с использованием ранее изложенного алгоритма.

Математически рассматриваемый режим с достаточной степенью точности можно записать в виде

$$p_{сфv} - p_{cv} = \delta_v. \quad (5.111)$$

В качестве дополнительного уравнения используем уравнение притока газа к скважине в виде (5.110) или

$$p_{сфv}^2 - p_{cv}^2 = A_v (\mu^* z)_{срv} q_v + B_v z_{срv} q_v^2. \quad (5.112)$$

В первом приближении при отыскании решения на момент  $t + 2\Delta t$  по скважинам задаются дебиты газа, найденные для момента  $t$ . В результате получаем приближенные давления на забоях фиктивных скважин, а с использованием (5.111) – приближенные давления на забоях реальных скважин.

Уравнение (5.112) с учетом (5.111) записывается для момента  $t + \Delta t$  (середины интервала) в виде

$$\delta_v(t + \Delta t)[2p_{сфv}(t + \Delta t) - \delta_v(t + \Delta t)] = A_v(\mu^* z)_{срv(t + \Delta t)} q_v(t + \Delta t) + B_v z_{срv(t + \Delta t)} q_v^2(t + \Delta t) \quad (5.113)$$

Из данного уравнения находятся уточненные дебиты скважин, соответствующие моменту  $t + \Delta t$  (или, что то же, рассматриваемому интервалу времени  $[t, t + 2\Delta t]$ , так как дебиты скачком изменяются в моменты  $t, t + 2\Delta t, t + 4\Delta t, \dots$  и остаются постоянными в пределах каждого расчетного интервала времени).

С уточненными дебитами скважин вновь отыскивается решение задачи для момента  $t + 2\Delta t$  и т.д., до различия давлений на забоях скважин не более чем на заданную погрешность  $\epsilon$ .

В последнее время учет того или иного технологического режима эксплуатации скважин более естественным образом встраивается в общий алгоритм решения задачи. Здесь можно вспомнить, например, алгоритм соответствующих расчетов в задачах 3D трехфазной фильтрации, когда горизонтальная скважина эксплуатируется в режиме критических безгазовых дебитов (см. параграф 6 главы 3).

Зная изменение во времени дебитов отдельных скважин, можно определить потребное число скважин и порядок ввода их в эксплуатацию, если требуется поддерживать заданный во времени отбор газа из месторождения. В процессе решения задачи новые скважины вводятся в "эксплуатацию" в нужные моменты времени. Места расположения новых скважин определяются заранее, исходя из геолого-промысловых факторов, условий регулирования разработки месторождения или выполнения некоторого экстремального критерия. В случае падающей добычи сумма вычисленных дебитов скважин представляет собой отбор из месторождения в единицу времени.

Аналогичным образом ставятся и решаются задачи прогнозирования показателей разработки в трехмерной постановке [12, 154, 182, 207].

## Контрольные вопросы

1. Почему потребовалось вводить понятие "средней" скважины?
2. Назовите основные допущения методики прогнозных расчетов на основе понятия "средней" скважины.
3. Как учесть переменность во времени отбора газа из скважины при численном решении соответствующей задачи неустановившейся фильтрации?
4. Как учитывается разновременность ввода скважин в эксплуатацию при численном решении на ЭВМ основной задачи теории газового режима?

5. Какие значения дебитов скважин используются при определении параметров "средней" скважины?
6. В чем преимущества и недостатки алгоритмов численного решения на ЭВМ задач прогнозирования показателей разработки?
7. В чем причина ввода понятия "фиктивной" скважины?
8. Преимущества и недостатки явной и неявной разностных схем?
9. Какие дополнительные факторы приходится учитывать при решении трехмерных задач неустановившейся фильтрации газа?

## ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

---

### 1. ЦЕЛИ И МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Разработка большинства газовых и газоконденсатных месторождений протекает при определенной степени активности водонапорного режима. В результате происходит обводнение скважин, микро- и макрозащемление газа в обводненной зоне пласта.

Имеется множество публикаций по теории проектирования и практике разработки месторождений газа при водонапорном режиме. Охарактеризовать все выполненные работы не представляется возможным. С обзором некоторых исследований можно ознакомиться в [137, 143, 174].

В теории водонапорного режима газовых месторождений имеющиеся публикации можно подразделить на следующие группы.

1. Экспериментальные исследования особенностей процесса вытеснения газа водой из пористых, трещиновато-пористых и трещиноватых коллекторов. Данное направление исследований охарактеризовано в параграфе 16 гл.2

2. Прогнозирование показателей разработки при аппроксимации газовой залежи укрупненной скважиной. В этой группе развиваются методы:

- позволяющие рассчитать продвижение в залежь контурной или подошвенной воды;
- основанные на точной или приближенной теории укрупненной скважины;
- учитывающие или пренебрегающие некоторыми характерными особенностями проявления водонапорного режима;
- базирующиеся на решении краевой задачи с подвижной границей газ-вода.

Методы второй группы позволяют рассчитывать суммарное количество поступающей в залежь воды без дифференциации ее распределения по площади газоносности и толщине пласта. Знание зависимости изменения во времени суммарного количества поступающей в залежь воды  $Q = Q_{\Sigma}(t)$  дает возможность, используя уравнение материального баланса, записанное, например, в виде

$$\tilde{p}(t) = \frac{z[\tilde{p}(t)]}{\alpha\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{в}}(t)} \left( \frac{p_{\text{н}} \alpha \Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{доб}}(t) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \right), \quad (6.1)$$

определить зависимость изменения во времени среднего пластового давления при водонапорном режиме

$$\tilde{p} = \tilde{p}(t). \quad (6.2)$$

Присоединяя к зависимости (6.2) уравнение притока газа к средней скважине

$$\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) = A(\mu^* z)_{\text{ср}} q(t) + B z_{\text{ср}} q^2(t), \quad (6.4)$$

а также уравнение технологического режима эксплуатации средней скважины (например, при допустимой депрессии на пласт)

$$\tilde{p}(t) - p_c(t) = \delta(t), \quad (6.5)$$

и уравнение связи числа скважин с отбором газа из месторождения и дебитом средней скважины

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} K_p, \quad (6.6)$$

получаем систему уравнений, позволяющую найти прогнозные показатели разработки для случая проявления водонапорного режима.

Из сказанного видно, что водонапорный режим влияет, в первую очередь, на изменение среднего пластового давления в залежи. Затем иные показатели разработки определяются аналогично случаю газового режима. Более подробно о методах второй группы будет сказано в параграфах 2-4.

3. Исследование двумерных и трехмерных задач теории водонапорного режима газовых месторождений [117, 125, 152, 154]. Методы третьей группы не требуют схематизации исходной задачи. Они позволяют учитывать неоднородность продуктивного пласта по коллекторским свойствам, произвольность сетки размещения скважин на площади газоносности, произвольность границ пласта и другие факторы. Поэтому удастся проследить закономерности движения границы раздела газ - вода, установить очередность и темпы обводнения скважин. Очевидно, что такие результаты можно получить лишь прибегая к численному интегри-

рованию на ЭВМ соответствующих двумерных и трехмерных краевых задач теории водонапорного режима газовых месторождений. Проблема нестационарного конусообразования также относится к двумерным задачам подземной газогидродинамики.

Методы третьей группы отличаются друг от друга принятым для решения численным алгоритмом интегрирования многомерных задач с подвижной границей раздела газ - вода. Однако наиболее существенное различие методов третьей группы связано с самой постановкой исходной краевой задачи.

Первая подгруппа методов посвящена методикам численного решения задач двухфазной фильтрации газа и воды. Исходная система уравнений обычно сводится к системе двух дифференциальных уравнений относительно, например, давления в газовой фазе и коэффициента газонасыщенности пласта. В результате решения этой системы при соответствующих краевых условиях получаются распределения по площади газоносности давлений и насыщенностей на разных временных слоях. По изменениям поля коэффициента газонасыщенности судят о перемещениях границы раздела газ - вода и динамике обводнения скважин. На постановке решения соответствующей краевой задачи первой подгруппы остановимся позже.

Вторая подгруппа методов рассматривает систему двух дифференциальных уравнений (дифференциальные уравнения неустановившейся фильтрации газа и воды) при соблюдении условий на подвижной границе раздела газ - вода. Другими словами, здесь граница раздела выделяется явным образом. В связи со сложностью получения аналитических решений в многомерных случаях, данное направление практически завершилось на исследовании одномерных задач [54, 55, 254].

4. Вероятностно-статистические подходы. Об особенностях данного направления исследований можно составить представление согласно параграфам 2, гл. 5 и 5, гл. 6. Построение слоистых моделей продуктивного пласта позволяет учесть в прогнозных расчетах важнейший фактор - неоднородность коллекторских свойств в пределах газоносной толщины пласта. В результате удастся приближенно учесть динамику избирательного обводнения скважин и их продукции, оценить потребное число резервных скважин.

5. Решение обратных задач теории водонапорного режима [4, 125, 393]. Без знания параметров водоносного бассейна нельзя осуществлять достоверный прогноз особенностей проявления водонапорного режима. Фактические данные разработки месторождения несут в себе информацию о параметрах водоносного пласта. Методы решения обратных задач позволяют определить или уточнить параметры водоносного пласта на основе фактических показателей разработки месторождения (см. параграф 7, гл. 10).



В более широком плане, обратные задачи теории водонапорного режима включают уточнение не только коллекторских свойств водонапорного бассейна, но и самой газовой залежи. Для этого есть веские основания, так как данные о динамике обводнения скважин, продуктивных интервалов, результаты геофизических исследований несут в себе информацию об искомым коллекторских свойствах. Соответствующие алгоритмы ( алгоритмы history matching ) рассматриваются в [1, 4, 87, 125, 182, 309, 350, 392, 393, 397].

6. Регулирование разработки месторождения при водонапорном режиме [113, 123, 125, 127, 140, 397, 407]. Размещением, дебитами и расходами по добывающим, нагнетательным и разгрузочным скважинам, отборами газа из месторождения или отдельных горизонтов можно достичь тех или иных технико-экономических результатов. Работы рассматриваемого направления исследований посвящены созданию методик решения соответствующих задач регулирования разработки отдельных залежей газа или месторождения в целом. На некоторых результатах исследований остановимся в гл. 11 и 12.

7. Промысловые исследования. В публикациях данного направления исследований излагаются результаты по изучению особенностей проявления водонапорного режима, обводнения скважин и месторождений с коллекторами разных типов, по внедрению методов повышения газо- и конденсатоотдачи пласта и множество других вопросов [60, 115, 124, 136, 152, 167, 299, 333].

## 2. ТЕОРИЯ УКРУПНЕННОЙ СКВАЖИНЫ

При исследовании проявления водонапорного режима газовая залежь часто аппроксимируется укрупненной скважиной. На теории укрупненной скважины основаны методики прогнозирования показателей разработки при водонапорном режиме. Кроме того, на ее основе предложены методики уточнения параметров водоносного пласта.

### Теория укрупненной скважины Ван Эвердингена и Херста [404]

Допустим, укрупненная скважина радиусом  $R_3$  дренирует однородный по коллекторским свойствам водоносный пласт с постоянным во времени дебитом воды  $q_v$ . Согласно решению Ван Эвердингена и Херста, изменение во времени давления  $p(R_3)$  на стенке укрупненной скважины определяется по следующему уравнению:

$$p(R_3, t) = p_n - \frac{q_v \mu_v}{2\pi k h} \bar{p}(fo) \quad (6.7)$$

Здесь  $f_0 = \kappa t / R_3^2$ ;  $h$ ,  $k$  и  $\kappa$  – толщина и коэффициенты проницаемости и пьезопроводности водоносного пласта соответственно;  $\mu_v$  – коэффициент динамической вязкости воды;  $\bar{p}(f_0)$  – табулированная функция параметра Фурье  $f_0$  (табл. 6.1).

Пусть укрупненная скважина эксплуатируется с постоянным во времени противодавлением  $\Delta p = p_v - p(R_3)$  на водоносный пласт. Для вычисления суммарного количества воды  $Q_v$ , которое поступит в залежь к моменту  $t$ , Ван Эвердингом и Херстом получено выражение

$$Q_v(t) = \frac{2\pi k h R_3^2}{\mu_v \kappa} \Delta p \bar{Q}(f_0). \quad (6.8)$$

Здесь  $\bar{Q}(f_0)$  – табулированная функция параметра Фурье  $f_0$  (табл. 6.2).

Таблицы функций  $\bar{p}(f_0)$  и  $\bar{Q}(f_0)$  составлены для случаев бесконечного по протяженности, конечного замкнутого и открытого водоносного пласта.

В качестве бесконечного водоносный пласт может рассматриваться при условии  $R_\kappa / R_3 \geq 20$ , где  $R_\kappa$  – радиус внешней границы пласта.

Теория укрупненной скважины наиболее актуальна для газовых и для газоконденсатных месторождений, так как газовые месторождения разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, а большинство газоконденсатных месторождений также разрабатывается без поддержания пластового давления и рано или поздно они переходят на режим истощения пластовой энергии. В результате между водонапорным бассейном и залежью газа происходит увеличение разницы давлений, что вызывает приток воды в залежь газа (укрупненную скважину). В случае нефтяных месторождений, как правило, производится поддержание пластового давления. Поэтому поступление законтурной воды имеет подчиненное значение. Разработка нефтяных месторождений при естественном водонапорном режиме имеет место обычно в случае небольших начальных запасов нефти и хороших коллекторских свойств пласта.

Решения (6.7) и (6.8), полученные для случаев соответственно  $q_v = \text{const}$  и  $\Delta p = \text{const}$ , используются, благодаря принципу суперпозиции, для переменных во времени граничных условий на забое укрупненной скважины.

Таблица 6.1

Значения функции  $\bar{p}(fo)$  для бесконечного по протяженности водоносного пласта

$fo$ .....	0,01	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4
$\bar{p}(fo)$ .....	0,112	0,229	0,315	0,376	0,424	0,469	0,503	0,504
$fo$ .....	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,5	2
$\bar{p}(fo)$ .....	0,616	0,659	0,702	0,735	0,772	0,802	0,927	1,020
$fo$ .....	2,5	3	4	5	6	7	8	9
$\bar{p}(fo)$ .....	1,101	1,169	1,275	1,362	1,436	1,500	1,556	1,604
$fo$ .....	10	15	20	25	30	40	50	60
$\bar{p}(fo)$ .....	1,651	1,829	1,96	2,067	2,147	2,282	2,388	2,476
$fo$ .....	70	80	90	100	150	200	250	300
$\bar{p}(fo)$ .....	2,550	2,615	2,672	2,733	2,921	3,064	3,173	3,263
$fo$ .....	400	500	600	700	800	900	1000	
$\bar{p}(fo)$ .....	3,406	3,516	3,608	3,684	3,75	3,809	3,860	

Таблица 6.2

Значения функции  $\bar{Q} = \bar{Q}(fo)$  для бесконечного по протяженности водоносного пласта.

$fo$ .....	$1 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-1}$	$2 \cdot 10^{-1}$	$3 \cdot 10^{-1}$
$\bar{Q}(fo)$ .....	0,112	0,404	0,606	0,758
$fo$ .....	$5 \cdot 10^{-1}$	1	2	3
$\bar{Q}(fo)$ .....	1,020	1,570	2,442	3,209
$fo$ .....	5	7	10	20
$\bar{Q}(fo)$ .....	4,541	5,749	7,417	12,29
$fo$ .....	30	50	70	100
$\bar{Q}(fo)$ .....	16,81	24,82	32,28	43,01
$fo$ .....	200	300	500	600
$\bar{Q}(fo)$ .....	75,86	105,8	162,4	189,7
$fo$ .....	700	$10^3$	$2 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^3$
$\bar{Q}(fo)$ .....	216	293,1	532	759

$fo$ .....	$5 \cdot 10^3$	$7 \cdot 10^3$	$1 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^4$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$1,19 \cdot 10^3$	$1,60 \cdot 10^3$	$2,19 \cdot 10^3$	$4,08 \cdot 10^3$
$fo$ .....	$3 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^4$	$7 \cdot 10^4$	$10^5$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$5,89 \cdot 10^3$	$9,34 \cdot 10^3$	$1,27 \cdot 10^4$	$1,76 \cdot 10^4$
$fo$ .....	$2 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^5$	$7 \cdot 10^5$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$3,31 \cdot 10^4$	$4,82 \cdot 10^4$	$7,69 \cdot 10^4$	$1,03 \cdot 10^5$
$fo$ .....	$10^6$	$2 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^6$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$1,46 \cdot 10^5$	$2,78 \cdot 10^5$	$4,06 \cdot 10^5$	$6,54 \cdot 10^5$
$fo$ .....	$6 \cdot 10^6$	$7 \cdot 10^6$	$10^7$	$2 \cdot 10^7$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$7,76 \cdot 10^5$	$8,96 \cdot 10^5$	$1,25 \cdot 10^6$	$2,39 \cdot 10^6$
$fo$ .....	$3 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^7$	$7 \cdot 10^7$	$10^8$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$3,52 \cdot 10^6$	$5,69 \cdot 10^6$	$7,82 \cdot 10^6$	$1,09 \cdot 10^7$
$fo$ .....	$3 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^8$	$10^9$	$3 \cdot 10^9$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$3,1 \cdot 10^7$	$5,03 \cdot 10^7$	$9,72 \cdot 10^7$	$2,77 \cdot 10^8$
$fo$ .....	$5 \cdot 10^9$	$10^{10}$	$5 \cdot 10^{10}$	$10^{11}$
$\bar{Q}(fo)$ .....	$4,51 \cdot 10^8$	$8,75 \cdot 10^8$	$4,09 \cdot 10^9$	$7,95 \cdot 10^9$
$fo$ .....	$5 \cdot 10^{11}$	$10^{12}$	$2 \cdot 10^{12}$	
$\bar{Q}(fo)$ .....	$3,75 \cdot 10^{10}$	$7,28 \cdot 10^{10}$	$1,42 \cdot 10^{11}$	

### Приближенная теория укрупненной скважины

В работе [ 137 ] с использованием метода интегральных соотношений получено решение для случая эксплуатации укрупненной скважины при переменном во времени дебите воды. Искомое приближенное решение записывается следующим образом

$$p(R_3, t) = p_n - \frac{\mu_B q_B(t)}{2\pi kh} \bar{p}(fo'), \quad (6.9)$$

где

$$\bar{p}(fo') = \frac{\sqrt{12 fo'} (1 \ln \sqrt{12 fo'} - 1) + 1}{\sqrt{12 fo'} - 1};$$

$$fo' = \frac{\kappa}{R_3^2} \frac{Q_B(t)}{q_B(t)},$$

При  $q_B = \text{const}$ ,  $fo' = fo$ . Погрешность решения (6.9) при  $q_B =$

const не превышает 3,2 % при  $1 \leq fo \leq 25000$ .

Формула для расчета понижения давления в любой точке пласта при пуске в эксплуатацию укрупненной скважины с переменным во времени дебитом воды имеет вид

$$p(r, t) = p_n - \frac{\mu_v q_v(t)}{2\pi kh(\sqrt{12\kappa t'} - R_3)} (\sqrt{12\kappa t'} (1 \ln \frac{\sqrt{12\kappa t'}}{r} - 1) + r). \quad (6.10)$$

Здесь  $t' = Q_v(t)/q_v(t)$ .

Приемлемость решения (6.10) показана в результате сопоставлений с решением Л. Ингерсола – для давлений на разных расстояниях от укрупненной скважины [ 137 ].

### 3. РАСЧЕТ ПРОДВИЖЕНИЯ В ГАЗОВУЮ ЗАЛЕЖЬ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ

На начальных этапах проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений информация о необходимых для соответствующих расчетов исходных данных еще недостаточна и невысока ее достоверность. При оценочных расчетах поступления в залежь подошвенной воды допустимо пренебрегать потерями давления в обводненной зоне пласта. Водоносный пласт принимается однородным по коллекторским свойствам и постоянным по толщине, т.е. заменяется эквивалентным пластом со средними (по отношению к реальному) параметрами.

Примем следующую схематизацию. Газовая залежь представляется укрупненной скважиной радиусом  $R_3$ . Радиус укрупненной скважины определяется из равенства  $\pi R_3^2 = S$  (здесь  $S$  – площадь газоносности). Если возмущение, вызванное разработкой газовой залежи, за рассматриваемый период не достигает внешней границы, то водоносный пласт принимается бесконечным по протяженности. В противном случае водоносный пласт представляется круговым с радиусом  $R_k$ .

Считаем, что известны запасы газа, начальные пластовые давление и температура, параметры водоносного пласта, наличие или отсутствие области питания и др.

Необходимо определить показатели разработки газовой залежи при водонапорном режиме, при которых обеспечивается получение заданного отбора газа  $Q = Q(t)$ .

Рассмотрим наиболее простую методику определения изменения во времени среднего пластового давления в залежи в условиях водонапорного режима. Расчеты основаны на методе последовательных приближений и использовании решения для неустановившегося при-

тока воды к укрупненной скважине [ 404 ].

Продвижение в залежь подошвенной воды определяется изменением во времени среднего пластового давления, т.е. нередко оправдано принятие допущения о равенстве среднего давления в залежи и забойного давления на стенке укрупненной скважины  $p(R_3, t) \approx \bar{p}(t)$ . Пусть среднее давление в залежи изменяется так, как представлено на рис. 6.1.

Требуется найти суммарное количество воды, которое поступит в залежь к некоторому моменту  $t$ . Тогда интервал времени  $[0, t]$  разбивается на  $n$  одинаковых интервалов с шагом  $\Delta t$ . Зависимость  $\bar{p} \approx \bar{p}(t)$ , приведенная на рис. 6.1, аппроксимируется ступенчатой зависимостью. Согласно решению (6.8) и принципу суперпозиции, суммарное количество воды, которое поступит в залежь к рассматриваемому моменту  $t$ , определится по формуле

$$Q_{\text{в}}(t) = \frac{2\pi khR_3^2}{\mu_{\text{в}}\kappa} [\Delta p_0 \bar{Q}(f_0 - f_{o1}) + \Delta p_1 \bar{Q}(f_0 - f_{o2}) + \dots + \Delta p_{n-1} \bar{Q}(f_0 - f_{on-1})] \quad (6.11)$$

Здесь приращения давлений  $\Delta p_0, \Delta p_1, \Delta p_2$  и т.д. определяют приток воды в течение времени  $t, (t - t_1), (t - t_2)$  и т.д. соответственно (см. рис. 6.1) и

$$\begin{aligned} f_0 &= \kappa t / R_3^2 ; \\ f_0 - f_{o1} &= \kappa (t - t_1) / R_3^2 ; \\ f_0 - f_{o2} &= \kappa (t - t_2) / R_3^2 ; \\ &\dots \dots \dots \\ f_0 - f_{on-1} &= \kappa (t - t_{n-1}) / R_3^2 = \kappa \Delta t / R_3^2 \end{aligned}$$

Определив по графику на рис. 6.1 приращения среднего пластового давления  $\Delta p_0, \Delta p_1, \Delta p_2$  и т.д., вычислив аргументы функции  $\bar{Q}$  и соответствующие значения самой функции, по формуле (6.11) находим  $Q_{\text{в}}(t)$ . Проводя аналогичные расчеты для других моментов, определяем зависимость изменения во времени суммарного количества воды, поступающей в газовую залежь:

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}(t). \quad (6.12)$$

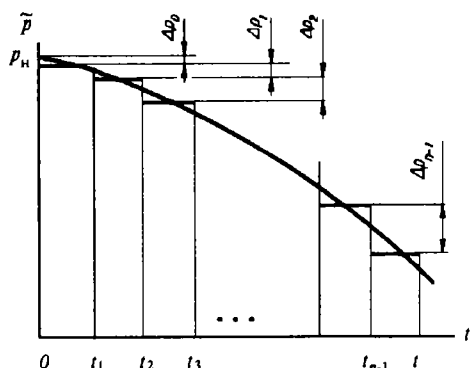


Рис. 6.1. Аппроксимация зависимости изменения во времени среднего пластового давления ступенчатой зависимостью

Указанный порядок расчетов возможен при проведении анализа разработки газовой залежи при водонапорном режиме. В этом случае известны средние пластовые давления на прошедшие даты, т.е. располагаем графической зависимостью  $\bar{p} = \bar{p}(t)$ , аналогичной приведенной на рис. 6.1.

При прогнозных расчетах зависимость  $\bar{p} = \bar{p}(t)$  является искомой. Она определяется темпами поступления воды и отбора газа из залежи. Поэтому воспользуемся методом последовательных приближений, аналогично рассмотренному в [191].

В первом приближении принимаем, что давление в залежи изменяется так, как оно изменялось бы при газовом режиме. Это допущение дает возможность по уравнению материального баланса для залежи в случае газового режима определить зависимость

$$\bar{p} = \bar{p}(t) \quad (6.13)$$

Очевидно, что зависимость (6.13) - заниженная, так как при ее вычислении не учтено поступление подошвенной воды в залежь. Эта зависимость на рис. 6.2 изображена как  $\bar{p}^- = \bar{p}^-(t)$ . При наличии этой зависимости ее можно аппроксимировать ступенчатой зависимостью и по формуле (6.11) найти изменение во времени суммарного количества поступающей в залежь воды (6.12). Получаемая в результате зависимость (6.12) оказывается завышенной (ее будем помечать знаком "+"). Это объясняется тем, что если зависимость (6.13) занижена, то приращения давлений, используемые в формуле (6.11), становятся завышенными.

С использованием завышенной зависимости  $Q_b^+ = Q_b^+(t)$  по уравнению материального баланса для водонапорного режима

$$\bar{p}^+(t) = \frac{z(\bar{p}^+)}{\bar{\alpha}\Omega_n - Q_v^+(t)} \left[ \frac{p_n \bar{\alpha}\Omega_n}{z_n} - p_{ат} Q_{доб}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right] \quad (6.14)$$

вычисляются завышенные значения среднего давления в залежи  $\bar{p}^+$  (см. рис. 6.2). В результате расчетов первого приближения получаются зависимости  $\bar{p}^- = \bar{p}^-(t)$  и  $\bar{p}^+ = \bar{p}^+(t)$ , между которыми находится искомый закон изменения во времени среднего пластового давления в залежи в условиях проявления водонапорного режима (см. рис. 6.2).

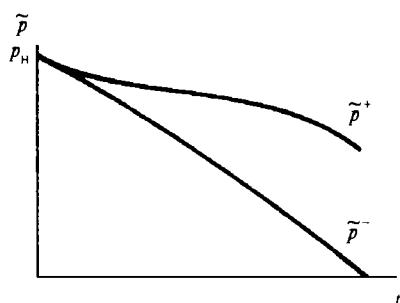


Рис. 6.2. Зависимости изменения во времени завышенных  $\bar{p}^+$  и заниженных  $\bar{p}^-$  средних пластовых давлений в залежи

Во втором приближении принимается, что поступление воды в газовую залежь определяется найденной зависимостью  $\bar{p}^+ = \bar{p}^+(t)$ .

Тогда данная зависимость аппроксимируется ступенчатой зависимостью. В описанной последовательности проводятся расчеты. В результате находятся заниженные, но более точные, чем в случае зависимости (6.13), значения среднего пластового давления

$$\bar{p}^- = \bar{p}^-(t) \quad (6.15)$$

В следующем приближении расчеты проводятся с использованием (6.15) и т.д. до совпадения результатов расчетов в последнем и предпоследнем приближениях или до получения узкой "вилки", позволяющей принять:

$$\bar{p}(t) = 0,5 \cdot [\bar{p}^-(t) + \bar{p}^+(t)]$$

В результате расчетов определяются интересующие нас зависимости  $Q_v = Q_v(t)$  и  $\bar{p} = \bar{p}(t)$ . Об определении иных показателей разработки сказано выше.

В некоторых случаях описанный процесс последовательных приближений является расходящимся. Это объясняется тем, что при-



нимаемое первое приближение может оказаться грубым, т.е. приводит к чрезмерным (по сравнению с реальными) темпам поступления воды в залежь. На рис. 6.3 линией 1 условно изображена исходная зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ , задаваемая в первом приближении. В результате расчетов с использованием данной зависимости получена линия 3, т.е. дальнейшие расчеты оказываются невозможными. С такой ситуацией автору пришлось столкнуться при прогнозировании с помощью электроинтегратора процесса взаимодействия группы газоконденсатных месторождений Краснодарского края, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе нижнемеловых отложений Западного Предкавказья [146, 192].

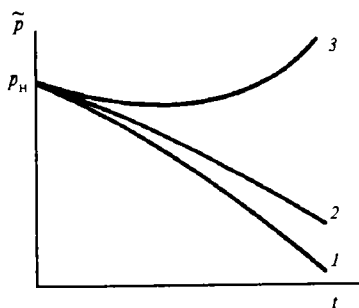


Рис. 6.3. Пример расходящегося процесса при расчете поступления в залежь подогретой воды

Для того, чтобы процесс последовательных приближений не оказался расходящимся, в качестве первого приближения задается произвольная зависимость 2, располагающаяся выше зависимости 1, и сужение "вилки" начинается с зависимости 2. При этом зависимость 2 может оказаться заниженной или завышенной. Сходимость результатов расчетов в последующих приближениях — необходимое и достаточное условие получения искомого решения задачи. Могут встретиться случаи, когда в результате расчетов с использованием зависимости 2, например, до некоторого момента получаются завышенные, а затем заниженные (по сравнению с зависимостью 2) давления.

Сказанное поясним следующим примером. Пусть требуется определить зависимость изменения во времени среднего пластового давления в залежи в условиях водонапорного режима и размещения скважин по равномерной сетке на площади газоносности. Исходные данные такие же, как в параграфе 1, гл. 5. Водоносный пласт принят бесконечным по протяженности. Коэффициент проницаемости водоносного пласта  $k=1$  мкм<sup>2</sup>. Дополнительные исходные данные:

$$\tilde{\alpha}=0,8; \quad \kappa=12,75 \text{ м}^2/\text{с}; \quad R_3=13,2 \times 10^3 \text{ м}; \quad \mu_v=0,45 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

При расчетах среднего давления газ принят идеальным. Результаты расчетов приведены на рис. 6.4.

Линия 1 на рис. 6.4 характеризует темп изменения среднего пластового давления в залежи при газовом режиме. Данная зависимость использована в расчетах первого приближения. На ее основе рассчитана завышенная зависимость изменения среднего пластового давления  $\bar{p}^+ = \bar{p}^+(t)$  (см. рис.6.4, линия 2). Полученную зависимость нельзя использовать в расчетах второго приближения. Поэтому в расчетах второго приближения использована произвольным образом заданная зависимость 3 (см. рис. 6.4). По данным расчетов во втором приближении получена зависимость 4. Из рис. 6.4 нетрудно заметить, что до середины 11-го года разработки зависимость 3 была завышенной, а затем заниженной по отношению к искомой. По результатам расчетов третьего приближения искомая зависимость определена с использованием соотношения  $\bar{p}(t) = 0,5 \cdot [\bar{p}^-(t) + \bar{p}^+(t)]$  (см. рис. 6.4, линия 5).

Таким образом, решение рассматриваемой задачи получено в результате трех последовательных приближений. Изменим теперь условия задачи, приняв  $k = 0,02$  мкм<sup>2</sup>. Тогда  $\kappa = 0,254$  м<sup>2</sup>/с. На рис. 6.5 дан пример аппроксимации зависимости  $\bar{p}^- = \bar{p}^-(t)$ , соответствующей газовому режиму. Точки на рисунке характеризуют завышенную зависимость  $\bar{p}^+ = \bar{p}^+(t)$ . Отсюда следует, что если провести расчеты для второго приближения, то зависимость  $\bar{p} = \bar{p}(t)$  еще меньше будет отличаться от зависимости для случая газового режима. Поэтому расчеты во втором приближении здесь проводить излишне. Прогнозные показатели разработки принимаются согласно расчетам для условий газового режима.

Что касается предыдущей задачи, то там проявление водонапорного режима весьма ощутимо. Так, на конец 15-го года разработки в результате поступления воды в залежь среднее пластовое давление почти на 9 МПа выше значения, которое было бы получено, если исходить в расчетах из условий газового режима. Это, естественно, повлияет на все технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

#### 4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОСТУПЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖЬ КОНТУРНОЙ ВОДЫ

Предполагаем, что известны все необходимые для расчетов геолого-промысловые данные. Задана зависимость изменения во времени отбора газа из залежи  $Q = Q(t)$ . Требуется определить показатели разработки залежи с учетом поступления контурной воды.

$\tilde{p}$ , МПа

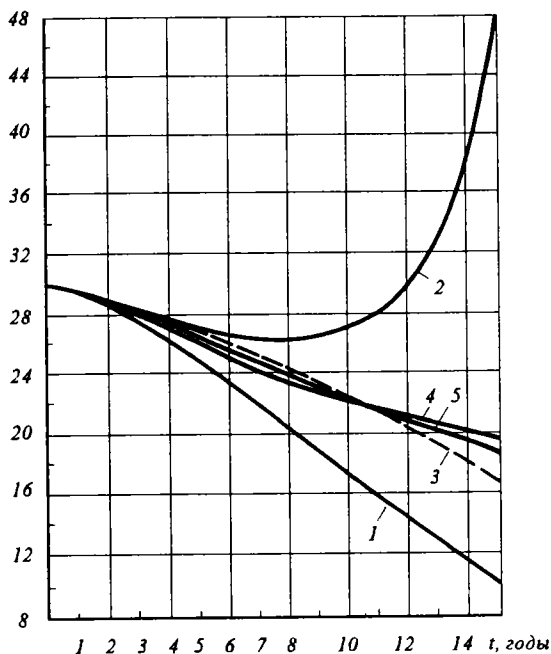


Рис. 6.4. Последовательные приближения при расчете поступления подошвенной воды в месторождение А

$Q_v$ ,  $10^5$  м<sup>3</sup>     $\tilde{p}$ , МПа

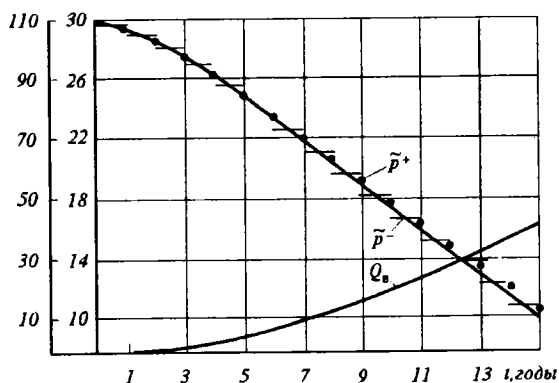


Рис. 6.5. Результаты расчетов продвижения воды в месторождение А при ухудшенной проницаемости водоносного пласта

Газовую залежь представим в виде укрупненной скважины с начальным радиусом  $R_3$ . Текущий радиус границы раздела газ - вода обозначим через  $R(t)$ . Обычно толщина пласта несоизмеримо мала по сравнению с протяженностью залежи. Поэтому горизонтальную поверхность границы раздела газ - вода можно заменить вертикальной. Соответствующая расчетная схема залежи и водоносного пласта приведена на рис. 6.6.

При разработке месторождений природных газов в условиях водонапорного режима дебит поступающей в залежь воды вначале возрастает, достигает максимума при отборе из залежи 40 - 70 % начальных запасов газа и затем снижается.

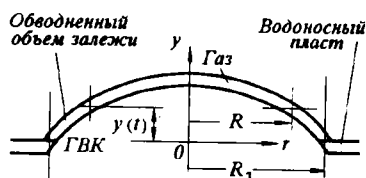


Рис. 6.6 Схематизация залежи и водоносного пласта при поступлении контурной воды

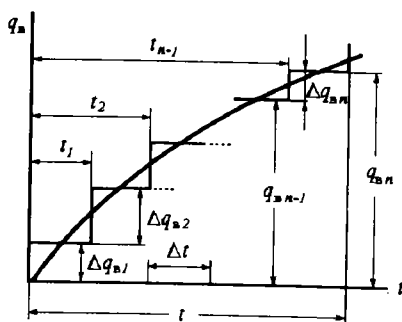


Рис. 6.7. Аппроксимация зависимости изменения во времени дебита поступающей в залежь воды ступенчатой зависимостью

## Исходные формулы

Пусть дебит поступающей в залежь воды изменяется так, как указано на рис. 6.7.

Эту зависимость аппроксимируем ступенчатой. Тогда согласно принципу суперпозиции для вычисления давления на стенке укрупненной скважины имеем следующее выражение (см. параграф 2, гл. 6):

$$p(R_3, t) = p_n - \frac{\mu_v}{2\pi kh} \sum_{j=1}^n \Delta q_{vj} \bar{p}(fo - fo_{j-1}) \quad (6.15)$$

Здесь  $fo - fo_{j-1} = \chi(t - t_{j-1}) / R_3^2$ . Из рис. 6.7 следует, что  $t_{j-1} = \Delta t(j - 1)$ ; принимается также, что  $t_0 = 0$ ,  $\Delta q_{v1} = q_{v1}$ ,  $q_{v0} = 0$ .

Последний член суммы в (6.15) вынесем за знак суммы:

$$p(R_3, t) = p_n - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi k h} \Delta q_{\text{в}}(t) \bar{p}(f_0 - f_{0_{n-1}}) - \\ - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi k h} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{\text{в}j} \bar{p}(f_0 - f_{0_{j-1}}) \quad (6.16)$$

Здесь в обозначениях принято  $\Delta q_{\text{в}j} = \Delta q_{\text{в}}(t)$ . Из рис. 6.7 трудно видеть смысл следующего рекуррентного соотношения для дебита воды, поступающей в залежь в момент  $t_j$ :

$$q_{\text{в}j} = q_{\text{в}j-1} + \Delta q_{\text{в}j} \quad (6.17)$$

Будем теперь считать, что показатели разработки на момент  $t - \Delta t$  известны. Тогда для суммарного количества воды, поступившей в залежь к моменту  $t$ , с учетом (6.17) можно записать:

$$Q_{\text{в}}(t) = Q_{\text{в}}(t - \Delta t) + [q_{\text{в}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t)]\Delta t \quad (6.18)$$

Следовательно, уравнение материального баланса для газовой залежи в случае водонапорного режима принимает вид

$$\tilde{p}(t) = \frac{z[\tilde{p}(t)][p_n \tilde{\alpha} \Omega_n / z_n - p_{\text{ат}} Q_{\text{дог}}^*(t)]}{\tilde{\alpha} \Omega_n - \{Q_{\text{в}}(t - \Delta t) + [q_{\text{в}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t)]\Delta t\}} \quad (6.19)$$

Связь между дебитом воды  $q_{\text{в}}(t) = [q_{\text{в}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t)]$  в момент  $t$  и давлениями на расстояниях  $R_3$  и  $R(t)$  устанавливаем с использованием формулы Дюпюи:

$$q_{\text{в}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{в}}(t) = \frac{2\pi k_{\text{в}} h}{\mu_{\text{в}} \ln R_3 / R(t)} \{p(R_3, t) - [\tilde{p}(t) + \rho_{\text{в}} g y(t)]\} \quad (6.20)$$

Здесь  $\tilde{p}(t)$  – среднее давление в газовой залежи на момент  $t$ , принимаемое равным давлению на подвижной границе раздела газ – вода;  $k_{\text{в}}$  – средний коэффициент фазовой проницаемости для воды в обводненной зоне газовой залежи;  $\rho_{\text{в}} g y(t)$  – противодействие столба воды, поступающей в залежь ко времени  $t$ ;  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды;  $g$  – ускорение свободного падения (см. рис. 6.6).

Из последнего уравнения имеем:

$$p(R_3, t) = \frac{q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t)}{2\pi k_B h} \mu_B \ln \frac{R_3}{R(t)} + \bar{p}(t) + \rho_B g y(t) \quad (6.21)$$

Сопоставляя уравнения (6.16) и (6.21) с учетом (6.19), получаем:

$$\begin{aligned} p_H - \frac{\mu_B}{2\pi k h} \Delta q_B \bar{p}(fo - fo_{n-1}) - \frac{\mu_B}{2\pi k h} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{Bj} \bar{p}(fo - fo_{j-1}) = \\ = \frac{q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t)}{2\pi k_B h} \mu_B \ln \frac{R_3}{R(t)} + \\ + \frac{z[\bar{p}(t)][p_H \tilde{\alpha} \Omega_H / z_H - p_{a\tau} Q_{доо}^*(t)]}{\tilde{\alpha} \Omega_H - \{Q_B(t - \Delta t) + [q_B(t - \Delta t) + \Delta q_B(t)]\Delta t\}} + \rho_B g y(t) \end{aligned} \quad (6.22)$$

### Алгоритм решения

Уравнение (6.22) представляет собой квадратное уравнение относительно  $\Delta q_B(t)$ . Решая его, имеем:

$$\Delta q_B(t) = \frac{b}{2a} - \sqrt{\left(\frac{b}{2a}\right)^2 - \frac{c}{a}} \quad (6.23)$$

Здесь

$$\begin{aligned} a &= \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi k h} \bar{p}(fo - fo_{n-1}) + \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi k_B h} \ln \frac{R_3}{R(t)} \\ b &= p_H \Delta t - \frac{\mu_B \Delta t q_B(t - \Delta t)}{2\pi k_B h} \ln \frac{R_3}{R(t)} + L \frac{\mu_B}{2\pi k_B h} \bar{p}(fo - fo_{n-1}) - \\ &- \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi k h} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{Bj} \bar{p}(fo - fo_{j-1}) - \rho_B g y(t) \Delta t + L \frac{\mu_B}{2\pi k_B h} \ln \frac{R_3}{R(t)}; \\ c &= p_H L - L \frac{\mu_B}{2\pi k h} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{Bj} \bar{p}(fo - fo_{j-1}) - \end{aligned}$$

$$-L \frac{\mu_{\text{в}} q_{\text{в}}(t - \Delta t)}{2\pi k_{\text{в}} h} \ln \frac{R_3}{R(t)} - d - \rho_{\text{в}} g y(t) L ;$$

$$L = \tilde{\alpha} \Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t - \Delta t) - q_{\text{в}}(t - \Delta t) \Delta t ;$$

$$d = \left[ \frac{p_{\text{н}} \tilde{\alpha} \Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{доо}}(t) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \right] \cdot z[\tilde{p}(t)]$$

В формулу (6.23) входят параметры на момент  $t$ . Поэтому расчеты по ней проводятся с реализацией метода итераций. В первом приближении принимается, что

$$z[\tilde{p}(t)] \approx z[\tilde{p}(t - \Delta t)]; \quad y(t) \approx y(t - \Delta t); \quad R(t) \approx R(t - \Delta t). \quad (6.25)$$

Определяется  $\Delta q_{\text{в}}(t)$ . По формуле (6.18) вычисляется  $Q_{\text{в}}(t)$ , по уравнению (6.19) —  $\tilde{p}(t)$ . По зависимости  $z = z(p)$  уточняется значение  $z[\tilde{p}(t)]$ .

С использованием очевидного соотношения

$$Q_{\text{в}}(t) = \pi [R_3^2 - R^2(t)] \cdot m h (\tilde{\alpha} - \alpha_{\text{ост}}) \quad (6.25)$$

уточняется положение границы раздела газ - вода в момент  $t$ :

$$R(t) = \sqrt{R_3^2 - \frac{Q_{\text{в}}(t)}{\pi m h (\tilde{\alpha} - \alpha_{\text{ост}})}} \quad (6.26)$$

Для уточнения в процессе решения искомой задачи подъема ГВК относительно его начального положения поступаем следующим образом. Используя структурную карту и карту равных значений параметра  $\alpha m h$ , определяем зависимость  $y = f[(\alpha - \alpha_{\text{ост}})\Omega]$ . Для этого залежь "рассекается" горизонтальными плоскостями на несколько элементарных объемов (рис. 6.8). В результате удастся построить зависимость  $y = f[(\alpha - \alpha_{\text{ост}})\Omega]$  (рис. 6.9). Теперь, зная приближенное значение  $Q_{\text{в}}(t)$ , оцениваем  $y(t)$  так, как показано на рис. 6.9.

С уточненными значениями  $z[\tilde{p}(t)]$ ,  $R(t)$ ,  $y(t)$  по формуле (6.23) вновь определяем  $\Delta q_{\text{в}}(t)$  и т.д., до получения различия в последнем и предпоследнем приближениях не более чем на заданную погрешность  $\varepsilon$ .

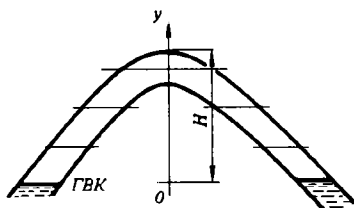


Рис. 6.8. Схема разбивки залежи на элементарные объемы ( $H$  - этаж газоносности)

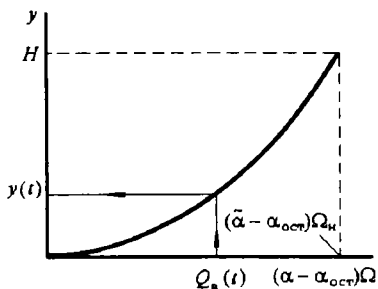


Рис. 6.9. Зависимость высоты подъема ГВК от количества воды, поступившей в залежь

Таким образом, использование формул (6.23), (6.18), (6.19), (6.26) и зависимости  $y = f[(\alpha - \alpha_{\text{ост}})Q]$  для других моментов позволяет вычислить следующие показатели разработки:  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ ,  $Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}(t)$ ,  $y = y(t)$ ,  $R = R(t)$ .

Отметим, что при достаточно малом шаге  $\Delta t$  на каждом временном шаге можно ограничиваться приближениями (6.24). После расчетов с шагом  $\Delta t$  они повторяются с шагом  $\Delta t/2$  для обоснования требуемой величины временного шага.

### Расчеты в период падающей добычи

Методики данного и предыдущего параграфа пригодны для периодов нарастающей и постоянной добычи, т.е. когда зависимость  $Q = Q(t)$  задана.

В учебном пособии [143] приведены методики определения показателей разработки при водонапорном режиме и падающей добыче газа из месторождения. При этом используется не уравнение материального баланса, а дифференциальное уравнение истощения газовой залежи.

С целью единообразия расчетных операций для всех периодов добычи газа остановимся на определении показателей разработки с использованием метода последовательных приближений по добытому количеству газа. Пусть на момент  $t - \Delta t$  периода падающей добычи газа все показатели процесса поступления в залежь контурной или подошвенной воды известны. Тогда в первом приближении добытое количество газа из залежи ко времени  $t$  оцениваем по формуле:



$$Q_{\text{доб}}(t) \approx Q_{\text{доб}}(t - \Delta t) + Q(t - \Delta t)\Delta t$$

Это позволяет по алгоритмам настоящего или предыдущего параграфов оценить показатели разработки на момент  $t$  периода падающей добычи (с учетом обводнения скважин согласно параграфа 5)<sup>1</sup>. Во втором и последующих приближениях добытое количество газа из залежи ко времени  $t$  уточняется по формуле:

$$Q_{\text{доб}}(t) \approx Q_{\text{доб}}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} [Q(t - \Delta t) + Q(t)].$$

При этом последовательные приближения при использовании методики предыдущего параграфа проводятся в пределах рассматриваемого интервала времени периода падающей добычи.

### **Взаимосвязь и область применения рассматриваемых методик**

Методики предыдущего и данного параграфа базируются на разных решениях Ван Эвердингена и Херста. Расчет продвижения подошвенной воды в залежь можно осуществить и по методике настоящего параграфа, например, лишь в результате пренебрежения потерями давления в обводненной зоне пласта и противодавлением поступившей в залежь воды. Однако целесообразнее изложить разные подходы. Это способствует лучшему пониманию и расширяет возможности конструирования методик определения показателей разработки месторождений природных газов.

Изложенные методики основаны на точных решениях Ван Эвердингена и Херста теории укрупненной скважины. Вместе с тем сами методики по отношению к реальным процессам являются приближенными. Это связано, в частности, с использованием упрощенного уравнения материального баланса, неучетом некоторых особенностей поведения заземленного газа в обводненной зоне пласта. Более строгая, но более громоздкая методика расчета дана в [137, 174]. Однако расчеты и сопоставления подтвердили практическую приемлемость изложенных методик расчета до отбора около 50% запасов газа. В прогнозных расчетах на дальнюю перспективу целесообразно пользоваться методикой работ [137, 174].

<sup>1</sup> По данным разработки иногда удастся получить, например, зависимость процента обводняющихся скважин от процента обводнения газовой залежи (или количества поступившей в залежь воды) [137]. Такая корреляционная связь также может оказаться полезной.

Таблица 6.1  
Изменение во времени основных показателей разработки месторождения А в условиях водонапорного режима и размещения скважин по равномерной сетке

Показатели	Год разработки														
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	9-й	10-й	11-й	12-й	13-й	14-й	15-й
$Q_n, 10^7 \text{ м}^3$	0,26	0,82	1,82	3,30	5,23	7,46	9,85	12,3	14,80	17,30	19,8	22,30	24,70	27,1	29,5
$u(t), \text{ м}$					0,20	0,5	0,80	1,25	1,80	2,50	3,20	4,10	5	6	7,2
$\bar{p}, \text{ МПа}$	29,58	28,98	28,01	26,83	25,45	24,14	22,88	21,69	20,48	19,34	18,08	16,79	15,45	14,15	12,69
$p_c, \text{ МПа}$	25,78	25,18	24,21	23,03	21,65	20,34	19,08	17,89	16,68	15,54	14,28	12,99	11,65	10,35	8,89
$q, \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$	970 <sup>1</sup>	960 <sup>1</sup>	940 <sup>1</sup>	905 <sup>1</sup>	850	810	775	735	700	660	625	590	540	495	440
$n$	16 <sup>1</sup>	25 <sup>1</sup>	34 <sup>1</sup>	43 <sup>1</sup>	55	58	61	64	67	71	75	80	87	95	107
$n$ при газовом режиме	16 <sup>1</sup>	25 <sup>1</sup>	35 <sup>1</sup>	45 <sup>1</sup>	59	63	67	73	78	85	92	99	110	121	135

<sup>1</sup>Дебиты и потребное число скважин относятся к середине соответствующего года разработки.

В изложенных методиках, в частности в формуле (6.25), используются коэффициенты  $\tilde{\alpha}$  и  $\alpha_{\text{ост}}$ . Здесь требования к точности коэффициентов  $\tilde{\alpha}$  и  $\alpha_{\text{ост}}$  не такие жесткие, так как они входят в подкоренное выражение. Это снижает влияние погрешности их определения на погрешность определения  $R(t)$ , а  $R(t)$  стоит под знаком логарифма.

## Результаты расчетов для газовой залежи

Приведем результаты расчетов по изложенной методике показателей разработки газовой залежи в условиях водонапорного режима при исходных данных задачи в параграфе 3 гл.5. Дополнительные исходные данные следующие:  $k = 1 \text{ мкм}^2$ ;  $k_v = 0,2 \text{ мкм}^2$ ;  $R_3 = 1,275 \cdot 10^4 \text{ м}$ ;  $\tilde{\alpha}\Omega_n = 1,1 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ; водоносный пласт бесконечный по протяженности.

Результаты расчетов основных показателей разработки приведены в табл. 6.1. Здесь же для сопоставления показателей добычи дается потребное число скважин на разработку месторождения в условиях газового режима. При определении потребного числа скважин (как при газовом, так и при водонапорном режимах) реальные свойства газа учитывались лишь в уравнении материального баланса. При учете продвижения воды в газовую залежь экономятся 28 скважин на конец 15-го года разработки. Однако здесь не учтена возможность обводнения и выбытия скважин из эксплуатации.

Из табл. 6.1 следует, что потребное число скважин в первые годы разработки в условиях как газового, так и водонапорного режима (для рассмотренных исходных геолого-промысловых данных) практически совпадает. На ранних этапах проектирования разработки газовых месторождений отсутствуют достоверные данные о параметрах водоносного пласта и самой залежи. Поэтому, например, при составлении проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения исходят из допущения о проявлении газового режима. Как видно из табл. 6.1, такое допущение в некоторых случаях не вносит значительных погрешностей в расчеты.

Изложенная в настоящем параграфе методика пригодна для прогнозирования процессов создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах [178]. Некоторые отличия заключаются в следующем. Например, при создании ПХГ в водоносном пласте  $\tilde{\alpha}\Omega_n = 0$ , т.е. здесь объем искусственной залежи газа нарастает во времени, а затем изменяется циклически.

## 5. ПРИБЛИЖЕННАЯ МЕТОДИКА. ОЦЕНКА ИЗБИРАТЕЛЬНОГО ОБВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖИ

В настоящем параграфе рассматривается приближенная методика расчета продвижения в залежь контурной или подошвенной воды. Приближенность методики связана с тем, что в основу положено приближенное решение задачи о неустановившемся притоке воды к укрупненной скважине при эксплуатации ее с переменным во времени дебитом. В тех примерах расчета, где была использована излагаемая методика, погрешность соответствующих прогнозных расчетов не превышала 3% по сравнению с методикой предыдущего параграфа [137]. Достоинство рассматриваемой методики расчетов состоит в том, что здесь не требуется использовать табулированные функции.

### Приближенная методика расчета продвижения в залежь контурной или подошвенной воды

Итак, постановка исходной задачи аналогична сформулированной в предыдущих параграфах. Система уравнений, лежащих в основе методики, очевидна и не требует дополнительных пояснений [137]

$$p(R_3, t) = p_n - \frac{\mu_b q_b(t)}{2\pi kh} \frac{\sqrt{12fo'} (\ln \sqrt{12fo'} - 1) + 1}{\sqrt{12fo'} - 1}, \quad (6.26)$$

$$\text{где } fo' = \frac{\kappa}{R_3^2} \frac{Q_b(t)}{q_b(t)};$$

$$\frac{p_n \tilde{\alpha} \Omega_n}{z_n} = \frac{\tilde{p}(t) [\tilde{\alpha} \Omega_n - Q_b(t)]}{z [\tilde{p}(t)]} + p_{ат} Q_{доо}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \quad (6.27)$$

$$q_b(t) = \frac{2\pi k_b h}{\mu_b \ln R_3 / R(t)} [p(R_3, t) - \tilde{p}(t)]; \quad (6.28)$$

$$Q_b(t) = Q_b(t - \Delta t) + [q_b(t - \Delta t) + q_b(t)] \frac{\Delta t}{2}; \quad (6.29)$$

$$R(t) = \sqrt{R_3^2 - \frac{Q_b(t)}{\pi m h (\tilde{\alpha} - \alpha_{ост})}} \quad (6.30)$$

Здесь дебиты воды, в отличие от предыдущих случаев, относятся на конец соответствующего интервала времени.

Из уравнений (6.26) + (6.29) после несложных преобразований (аналогичных преобразованиям предыдущего параграфа) получаем выражение для дебита контурной воды, поступающей в залежь в момент  $t$ :

$$q_{\text{в}}(t) = \frac{p_{\text{н}}}{A} + \frac{B}{\Delta t} - \sqrt{\left(\frac{p_{\text{н}}}{A} + \frac{B}{\Delta t}\right)^2 - \frac{4[p_{\text{н}}B - z[\tilde{p}(t)]C]}{A\Delta t}}, \quad (6.31)$$

$$\text{где} \quad A = \frac{\mu_{\text{в}}}{\pi k h} \frac{\sqrt{12fo'(\ln \sqrt{12fo'} - 1) + 1}}{\sqrt{12fo' - 1}} + \frac{\mu_{\text{в}}}{\pi k_{\text{в}} h} \ln \frac{R_3}{R(t)}$$

$$B = \tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} - Q_{\text{в}}(t - \Delta t) - q_{\text{в}}(t - \Delta t)\frac{\Delta t}{2}$$

$$C = \frac{p_{\text{н}}\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - p_{\text{ат}}Q_{\text{доб}}(t)\frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{сг}}}$$

При расчетах по формуле (6.31) на каждом временном шаге реализуется итерационный процесс. В частности, в первом приближении принимается, что  $z[\tilde{p}(t)] \approx z[\tilde{p}(t - \Delta t)]$ ,  $R(t) \approx R(t - \Delta t)$ ,

$q_{\text{в}}(t) \approx q_{\text{в}}(t - \Delta t)$ ,  $Q_{\text{в}}(t) \approx Q_{\text{в}}(t - \Delta t) + q_{\text{в}}(t - \Delta t)\Delta t$ , а на самом первом временном шаге берется, что  $fo' = \kappa\Delta t/R_3^2$ . Порядок последующих расчетов не нуждается в объяснениях.

Изложенная методика расчета продвижения воды в газовую залежь может использоваться для случая поступления как контурной, так и подошвенной воды. В последнем случае допустимо пренебрежение потерями давления в обводненной зоне пласта. Поэтому в выражении для  $A$ , входящем в (6.31), второе слагаемое полагается равным нулю. Кроме того, радиус залежи считается неизменным во времени и равным  $R_3$ . Следовательно, отпадает необходимость в формуле (6.30).

Для суждения о степени приближенности излагаемой методики приведем результаты расчетов для четырех залежей газа. В первом расчетном варианте параметры залежи следующие [137]:

$$Q_{\text{зап}}^* = 300 \cdot 10^9 \text{ м}^3 \text{ при } p_{\text{ат}} \text{ и } T_{\text{пл}}; \tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}} = 1,1 \cdot 10^9 \text{ м}^3; p_{\text{н}} = 30 \text{ МПа};$$

$$T_{\text{пл}} = 336 \text{ К}; k = 1 \text{ мкм}^2, k_{\text{в}} = 0,2 \text{ мкм}^2; R_3 = 12,75 \cdot 10^3 \text{ м}; m = 0,18;$$

$$\tilde{\alpha} = 0,8; \alpha_{\text{огт}} = 0,2; \kappa = 12,75 \text{ м}^2/\text{с}; \mu_{\text{в}} = 0,45 \text{ МПа}\cdot\text{с}.$$

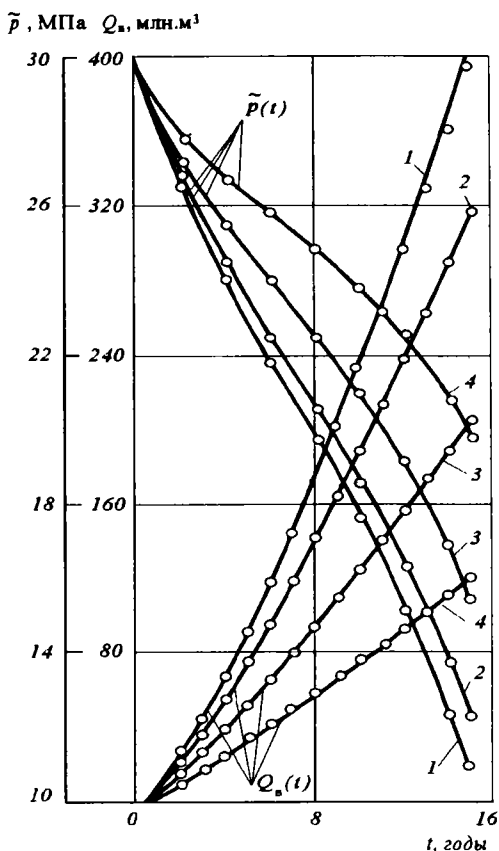


Рис. 6.10. Сопоставление результатов расчетов по методикам, базирующимся на строгой и приближенной теориях укрупненной скважины.

1 – 4 варианты расчета

Состав газа соответствует приведенному в параграфе 1 гл.5. Для него зависимость коэффициента сверхсжимаемости от пластового давления (при пластовой температуре) выражается квадратичной параболой.

Во втором, третьем и четвертом вариантах начальные запасы газа равны соответственно 200, 100 и 50 млрд. м<sup>3</sup>. Это при одинаковом для всех четырех вариантов начальном пластовом давлении привело к соответствующему изменению  $\alpha\Omega_n$  и  $R_3$ .

Среднегодовой темп отбора газов во всех вариантах одинаков и равен 5% от начальных запасов.

Результаты расчетов приведены на рис. 6.10. Линиями на нем показаны зависимости, полученные по методике предыдущего параграфа, точками – по рассматриваемой методике. Здесь погрешность расчетов среднего пластового давления по изложенной методике не превышает 0,5% (во всех четырех вариантах).

### Оценка избирательного обводнения залежи

Только что изложенный алгоритм положен в основу методики учета избирательного обводнения газовой залежи и скважин [ 126 ]. Саму методику рассмотрим сейчас, а результаты, полученные на ее основе, приведены в параграфе 2 гл.5. В нем отмечалось, что процесс обводнения скважин на отдельных месторождениях может восприниматься как случайный, поэтому реализуется идея вероятностно-статистического подхода к проблеме обводнения залежи и добывающих скважин.

Статистическая обработка кернового материала по залежам газа Ачакского месторождения показала, что плотность распределения коэффициента проницаемости описывается логарифмически-нормальным законом. Например, для горизонта IIa Ачакского месторождения плотность распределения проницаемости имеет вид:

$$f(k) = \frac{0,4}{k} \exp[-0,476(\ln k - 39)^2]$$

Здесь  $k$  – коэффициент проницаемости, число единиц  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Считаем, что приведенная или другая плотность распределения проницаемости (или исходный статистический ряд) справедлива для всего газонасыщенного объема залежи. Это позволяет построить слоистую модель системы газовая залежь – водоносный бассейн (рис. 6.11, 6.12). Под слоисто-неоднородной моделью пласта понимаем пласт, состоящий из  $m$  пропластков с различными коэффициентами проницаемости, а также толщиной пропластков. Коэффициенты проницаемости по отдельным пропласткам подчиняются плотности распределения проницаемости. Коэффициенты проницаемости у пропластков по площади газоносности неизменны. Число выделяемых пропластков  $m$  равно числу интервалов разбиения значений коэффициента проницаемости.

Толщина  $i$ -го пропластка находится из соотношения  $h_i = \alpha_i h_{эф}$ ,  $\alpha_i = \eta_i / \eta_{общ}$ ;  $\eta_i$  – число определений коэффициента проницаемости, принадлежащих  $i$ -му интервалу его замеренных значений;  $\eta_{общ}$  – общее число определений коэффициента проницаемости для данного горизонта.

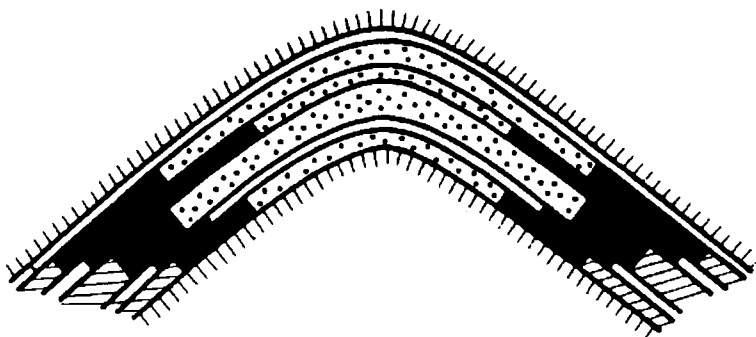


Рис. 6.11. Схема модели слоистого пласта ( на рисунке зачернены объемы, занятые поступившей в отдельные пропластки водой )

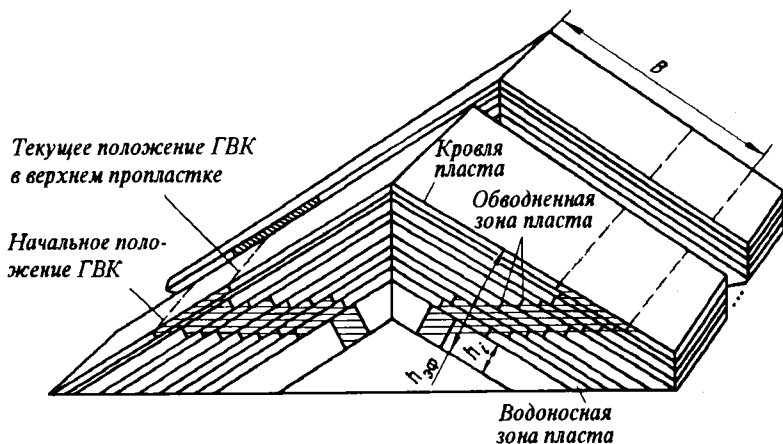


Рис. 6.12. Схематизация продуктивных отложений месторождения Медвежье

В первой модели слоистого пласта (см. параграф 2 гл. 5) среднее давление в газонасыщенной зоне каждого из пропластков одинаково:

$$\tilde{p}_1(t) = \tilde{p}_2(t) = \dots = \tilde{p}_m(t) = \tilde{p}(t)$$

Следовательно, уравнение материального баланса для первой модели имеет вид

$$\tilde{p}(t) = \frac{z[\tilde{p}(t)]}{\tilde{\alpha}\Omega_n - Q_{в1}(t) - Q_{в2}(t) - \dots - Q_{вm}(t)} \left[ \frac{p_n \tilde{\alpha}\Omega_n}{z_n} - p_{ат} Q_{доб}^*(t) \right] \quad (6.32)$$



Использование приближенного решения задачи для укрупненной скважины и формулы Дюпюи для учета потерь в обводненной зоне  $i$ -го пропластка дает (в случае радиальной фильтрации):

$$p_n - \tilde{p}(t) = q_{vi}(t) \left[ \frac{\mu_v \bar{p}(f o'_i)}{2\pi k_i h_i} + \frac{\mu_v \ln R_{zi} / R_i(t)}{2\pi k_{vi} h_i} \right] \quad (6.33)$$

Здесь  $q_{vi}(t)$  – дебит воды, поступающей в  $i$ -й пропласток в момент  $t$ ;  $k_i$  – коэффициент проницаемости  $i$ -го пропластка (в пределах указанной эффективной толщины пропластка  $h_i$ );  $k_{vi}$  – коэффициент фазовой проницаемости для воды в  $i$ -м пропластке;  $R_{zi}$  – радиус зоны газоносности в  $i$ -м пропластке (эквивалентной укрупненной скважины);  $R_i(t)$  – радиус границы раздела газа и воды в  $i$ -м пропластке в момент  $t$ .

При известном решении задачи в момент  $t - \Delta t$  расчет продвижения воды для момента  $t$  осуществляется следующим образом. В первом приближении принимается, что  $q_{vi}(t) \approx q_{vi}(t - \Delta t)$ , где  $i = 1, 2, \dots, m$ . Из уравнения (6.32) находится приближенное значение  $\tilde{p}(t)$ , а из (6.33) –  $q_{vi}(t)$ . По уравнению (6.32) уточняется  $\tilde{p}(t)$ , по формуле (6.33) –  $q_{vi}(t)$  и т.д. до различия результатов расчетов в последнем и предпоследнем приближениях на допустимую погрешность  $\varepsilon$ . Затем аналогичные расчеты выполняются для другого момента и т.д.

Во второй модели слоистого пласта отдельные пропластки разобщены как в области газоносности, так и в области водоносности. Следовательно,  $\tilde{p}_1(t) \neq \tilde{p}_2(t) \neq \dots \neq \tilde{p}_m(t) \neq \tilde{p}(t)$ . Уравнение материального баланса для  $i$ -го пропластка записывается в виде

$$\tilde{p}_i(t) = \frac{z[\tilde{p}_i(t)]}{\tilde{\alpha}\Omega_{ni} - Q_{vi}(t)} \left[ \frac{p_n \tilde{\alpha}\Omega_{ni}}{z_n} - p_{ат} Q_{дооi}(t) \frac{T_{пл}}{T_{сг}} \right] \quad (6.34)$$

$$\text{где } \tilde{\alpha}\Omega_{ni} = \tilde{\alpha}\pi R_{zi}^2 m_i h_i; \quad Q_{дооi}(t) = \int_0^t Q_i(t) dt$$

При воспроизведении истории разработки или выполнении прогнозных расчетов затруднительно указать, как суммарный отбор газа из залежи распределяется или будет распределяться по отдельным пропласткам. Вероятным представляется распределение

отбора по пропласткам пропорционально параметру проводимости. Следовательно, в алгоритме расчетов для второй модели слоистого пласта принимается допущение, что  $Q_1(t): Q_2(t): \dots : Q_m(t) = k_1 h_1 : k_2 h_2 : \dots : k_m h_m$ .

Тогда для каждого пропластка задача продвижения воды оказывается замкнутой. Расчеты по продвижению воды в отдельные пропластки осуществляются по методике, изложенной в начале параграфа.

Исходные данные для расчетов по определению поступления воды во IIa горизонт Ачакского месторождения без представления его в виде слоистого пласта следующие:  $p_n = 16,16$  МПа;  $Q_{\text{зап}} = 30$  млрд.м<sup>3</sup>;  $\alpha\Omega_n = 196 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;  $z_n = 0,8734$ ;  $R_3 = 4,9 \cdot 10^3$  м;  $\kappa = 3,77$  м<sup>2</sup>/с;  $m = 0,17$ ;  $h = 22,8$  м;  $k = 0,253$  мкм<sup>2</sup>;  $k_b = 0,051$  мкм<sup>2</sup>;  $\alpha = 0,61$ ;  $\alpha_{\text{ост}} = 0,2$ .

Слоистые модели I и II пласта характеризовались следующими параметрами:  $m = 10$ ;  $k_i = (22,7 - 500)$  мкм<sup>2</sup>;  $h_i = (0,56 - 3,93)$  м.

При проведении расчетов использованы фактические данные о добытом количестве газа и динамике фонда обводняющихся скважин. Соответствующие результаты и сопоставления были даны в параграфе 2 гл.5.

В заключение подчеркнем, что расчетные методы применительно к аппроксимации залежей газа слоистыми моделями нуждаются в определенных допущениях и гипотезах, о которых говорилось в параграфе 2 гл. 5. Методика расчетов применительно к аппроксимации залежи аналогично рис. 6.12 приводится в [122].

## 6. ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ ДЛЯ РЕШЕНИЯ МНОГОМЕРНЫХ ЗАДАЧ ТЕОРИИ ВОДОНАПОРНОГО РЕЖИМА

Прогнозирование характера и темпов обводнения газовой залежи и добывающих скважин возможно в результате решения трехмерных задач с подвижной границей раздела газ — вода. Обычно имеются сложности насыщения такой математической модели исходной информацией, поэтому нередко исследуются двумерные задачи теории водонапорного режима. При учете неоднородности пласта по коллекторским свойствам, произвольного размещения скважин прогнозирование осуществляется в результате численного интегрирования на ЭВМ соответствующих трехмерных двухфазных краевых задач.

Изотермическое течение многокомпонентной многофазной смеси в пористой среде описывается следующей системой дифференциальных уравнений в частных производных, получаемых в результате объединения уравнений неразрывности для каждого из компонентов и обобщенного закона Дарси [150, 154]:

$$\begin{aligned} & \operatorname{div}[k(p) \sum_{\alpha=1}^n \frac{k_{\alpha} \rho_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} l_{\alpha}^i (\operatorname{grad} p_{\alpha} - \rho_{\alpha} \bar{g})] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left( \sum_{\alpha=1}^n m \rho_{\alpha} S_{\alpha} l_{\alpha}^i \right) + \sum_{j=1}^m q_j^i \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) \delta(z - z_j), \\ & i = 1, 2, \dots, N. \end{aligned} \quad (6.35)$$

Система уравнений (6.35) дополняется соотношениями

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^n l_{\alpha}^i = 1; \quad \sum_{\alpha=1}^n S_{\alpha} = 1; \quad p_{\alpha} - p_{\beta} = p_{c\alpha\beta}(S_1, S_2, \dots, S_n); \\ & \rho_{\alpha} = \rho_{\alpha}(l_{\alpha}^1, l_{\alpha}^2, \dots, l_{\alpha}^N, p_{\alpha}); \quad \mu_{\alpha} = \mu_{\alpha}(l_{\alpha}^1, l_{\alpha}^2, \dots, l_{\alpha}^N, p_{\alpha}); \quad (6.36) \\ & l_{\alpha}^i = l_{\alpha}^i(l_{\alpha}^1, l_{\alpha}^2, \dots, l_{\alpha}^N); \quad k_{\alpha} = k_{\alpha}(S_1, S_2, \dots, S_n); \\ & m(x, y, z, p) = m_n(x, y, z) m(p); \\ & k(x, y, z, p) = k_n(x, y, z) k(p); \end{aligned}$$

В (6.35) и (6.36)  $k_n$  и  $m_n$  – коэффициенты абсолютной проницаемости и пористости при начальных условиях в точке пласта с координатами  $x, y$ , и  $z$ ;  $k(p)$ ,  $m(p)$  – функции, задающие изменение коэффициентов проницаемости и пористости от давления;  $p_{\alpha}$ ,  $\rho_{\alpha}$ ,  $k_{\alpha}$ ,  $\mu_{\alpha}$ ,  $S_{\alpha}$  – соответственно давление, плотность, коэффициент относительной проницаемости, коэффициент динамической вязкости фазы с номером  $\alpha$  и насыщенности ею пористой среды;  $l_{\alpha}^i$  – массовая доля  $i$ -го компонента в  $\alpha$ -й фазе;  $t$  – время;  $\bar{g}$  – вектор ускорения свободного падения;  $q_j^i$  – плотность (интенсивность)  $j$ -го источника (стока), моделирующего работу скважины по  $i$ -му компоненту;  $x_j, y_j, z_j$  – координаты  $j$ -го источника (стока);  $\delta$  – дельта-функция Дирака;  $p_{c\alpha\beta}$  – капиллярное давление на границе раздела  $\alpha$ -й и  $\beta$ -й фаз;  $n$  – число фаз;  $N$  – число компонент; верхние индексы обозначают компонент, нижние – фазу.

Рассмотрим смесь, состоящую из двух компонентов – “газ” и

“вода” и двух фаз – “газовой” и “водяной”. Тогда в системе (6.35)  $n = 2$  и  $N = 2$ . Верхние индексы “1” и “2” обозначают “газовую” и “водяную” фазы соответственно. В соотношениях (6.36) будем считать, что  $\rho_\alpha$ ,  $\mu_\alpha$  и  $l_\alpha^i$  зависят только от соответствующих давлений. Принимается, что  $m(p) = \exp[\beta(p - p_n)] \approx 1 + \beta(p - p_n)$ . С учетом сказанного систему (6.35) для трехмерного случая можно записать в виде

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \{k(p) [\frac{k_1 \rho_1}{\mu_1} l_1^1 (\operatorname{grad} p_1 - \rho_1 \bar{g}) + \frac{k_2 \rho_2}{\mu_2} l_2^1 (\operatorname{grad} p_2 - \rho_2 \bar{g})]\} = \\ = \beta_1^1 \frac{\partial p_1}{\partial t} + \beta_2^1 \frac{\partial p_2}{\partial t} + \sum_{j=1}^m q_j^1 \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) \delta(z - z_j), \end{aligned} \quad (6.37)$$

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \{k(p) [\frac{k_1 \rho_1}{\mu_1} l_1^2 (\operatorname{grad} p_1 - \rho_1 \bar{g}) + \frac{k_2 \rho_2}{\mu_2} l_2^2 (\operatorname{grad} p_2 - \rho_2 \bar{g})]\} = \\ = \beta_1^2 \frac{\partial p_1}{\partial t} + \beta_2^2 \frac{\partial p_2}{\partial t} + \sum_{j=1}^m q_j^2 \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) \delta(z - z_j) \end{aligned} \quad (6.38)$$

Здесь  $\beta_1^1$ ,  $\beta_2^1$ ,  $\beta_1^2$ , и  $\beta_2^2$  – функции  $m$ ,  $s_\alpha$ ,  $p_\alpha$ ,  $l_\alpha^i$ .

В качестве примера приведем выражение для  $\beta_1^1$  [154]:

$$\begin{aligned} \beta_1^1 = m s_1 \rho_1 \frac{\partial l_1^1}{\partial p_1} + m s_1 l_1^1 \frac{\partial \rho_1}{\partial p_1} + s_1 \rho_1 l_1^1 \frac{\partial m}{\partial p_1} + \\ + m \rho_1 l_1^1 \frac{\partial s_1}{\partial p_k} + m \rho_2 l_2^1 \frac{\partial s_2}{\partial p_k} \end{aligned}$$

Начальное и граничные условия задаются, например, в следующем виде:

$$\begin{aligned} t = 0, \quad p_1 = p_{1n}(x, y, z), \quad (x, y, z) \in G; \\ p_c(x, y, z) = p_{1n}(x, y, z) - p_{2n}(x, y, z), \quad (x, y, z) \in G; \\ \partial p_\alpha / \partial n = 0, \quad \alpha = 1, 2, \quad (x, y, z) \in \Gamma \end{aligned} \quad (6.39)$$

Здесь  $p_c$  и  $p_{1n}$  – начальные распределения капиллярного давления и давления в газовой фазе соответственно;  $G$  – область интегрирования системы (6.37), (6.38);  $\Gamma$  – внешняя граница области интегрирования (области водоносности).

Область  $G$  аппроксимируется системой элементарных объемов. Система (6.37), (6.38), граничные условия записываются в разностной форме с использованием неявной схемы. Получаемая система разностных (алгебраических) уравнений решается тем или иным методом [12, 154]. В результате на разные моменты времени находятся распределения давления и насыщенности, например, водой пласта. Поля равных значений коэффициента водонасыщенности предопределяют очередность и динамику обводнения добывающих скважин, формирование микро- и макрозащелченных объемов газа в обводненных зонах пласта.

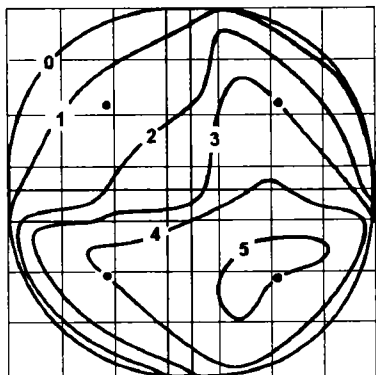
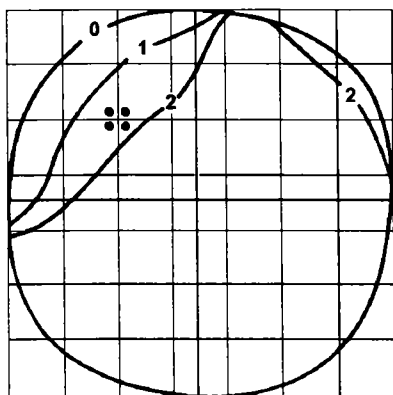
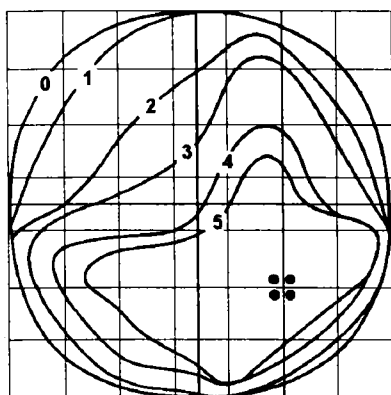
Иная постановка задач теории водонапорного режима состоит в решении системы дифференциальных уравнений для газа и воды, разделенных подвижной граничной поверхностью. На этой границе раздела задаются и учитываются условия неразрывности давления и непрерывности потока [125]. Для такой постановки приведем результаты численного решения одной задачи.

Газовая залежь круговой формы приурочена к бесконечному по протяженности водонапорному бассейну. Начальные запасы газа  $Q_{\text{зап}} = 21$  млрд. м<sup>3</sup>;  $h = 10$  м;  $\tilde{\alpha} = 0,8$ ;  $\alpha_{\text{ост}} = 0,3$ ;  $m = 0,2$ ;

$p_n = 30$  МПа;  $\mu_r = 0,02$  МПа. Залежь представлена четырьмя секторами, каждый из которых характеризуется своим коэффициентом проницаемости. У левого верхнего квадранта  $k = 0,5$  мкм<sup>2</sup>; правого верхнего –  $0,1$  мкм<sup>2</sup>; нижнего левого –  $0,05$  мкм<sup>2</sup>, нижнего правого –  $0,01$  мкм<sup>2</sup>.

Рассматриваются три варианта расположения четырех равнодебитных скважин, эксплуатируемых при постоянных во времени дебитах  $q = 343$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. В варианте *I* в каждом квадранте расположено по одной скважине; во *II* – все скважины размещены в квадранте с наибольшим коэффициентом проницаемости; в *III* – все скважины дренируют квадрант с наименьшим коэффициентом проницаемости. На начало численных экспериментов положение ГВК совпадает с круговым контуром залежи, т.е. имеем случай контурной воды с вертикальной границей раздела. Положения текущей границы раздела газ-вода на разные даты для указанных трех вариантов приведены на рис. 6.13 (согласно расчетам Л.Г. Коршуновой).

Результаты расчетов убедительно свидетельствуют о влиянии системы расположения скважин на особенности обводнения залежи и добывающих скважин.

**a****б****в**

**Рис. 6.13** Положения текущей границы раздела газ-вода на разные даты для вариантов I (а), II (б) и III (в).  
1 - скважина; 2 - положение ГВК на разные моменты (0 - 5)

В варианте I спустя более чем 2940 сут. обводнилась первая скважина. Четвертая скважина обводнилась спустя 10800 сут. эксплуатации. В варианте II после 2220 сут. эксплуатации все четыре скважины оказались обводненными. В варианте III граница раздела не приблизилась к скважинам и после 8240 сут. эксплуатации. Таким образом, в случае зональной неоднородности по площади продуктивного пласта дренирование зон с худшими коллекторскими свойствами продлевает период безводной эксплуатации скважин. Однако в этом случае быстрее падают во времени забойные и устьевые давления.

## 7. УЧЕТ ОТДЕЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

В предыдущем и последующем изложении основное внимание уделяется наиболее характерным аспектам проектирования и теории разработки газовых и газоконденсатных месторождений. В данном параграфе остановимся на некоторых специфических вопросах, которые возникают в практике проектирования разработки месторождений природных газов.

1. Первая группа вопросов связана с прогнозированием изменения во времени среднего пластового давления в месторождении.

При определении показателей разработки газоконденсатного месторождения при газовом режиме зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  может устанавливаться либо по данным экспериментов на бомбе PVT, либо с использованием уравнения материального баланса (2.15). При водонапорном режиме прогнозные расчеты выполняются с использованием уравнения материального баланса, записываемого с учетом поступления воды в залежь. При приближенном учете влияния поступающей воды на среднее давление в залежи текущий газонасыщенный поровый объем в уравнении (2.15) записывается в виде  $\tilde{\alpha}\Omega(t) = \tilde{\alpha}\Omega_n - \Delta\Omega[\tilde{p}(t)] - Q_w(t)$ . Методика расчетов применительно к газоконденсатным залежам излагается в [174].

В случае деформируемого в процессе разработки продуктивного коллектора зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  находится по уравнению (2.17). При этом удобно воспользоваться методом последовательных приближений. Тогда в первом приближении величина  $\tilde{p}(t)$ , например, из (2.17) находится по формуле:

$$\tilde{p}(t) = \frac{z[\tilde{p}(t - \Delta t)]}{\exp\{-a_m[p_n - \tilde{p}(t - \Delta t)]\}} \left( \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right)$$

Порядок дальнейших расчетов очевиден.

Можно воспользоваться также приемом, изложенным в параграфе 1 гл.5. В этом параграфе строился вспомогательный график зависимости  $p/z = \phi(p)$ . В случае деформируемого коллектора аналогично строится вспомогательная зависимость

$$(p/z) \exp[-a_m(p_n - p)] = f(p).$$

Других отличий в определении зависимости  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  нет. При водонапорном режиме, например, используется следующее уравнение:

$$\frac{\tilde{p}(t)}{z(\tilde{p})} \frac{\tilde{\alpha}[\tilde{p}(t)]}{\tilde{\alpha}} \exp \{-a_m [p_n - p(t)]\} [\tilde{\alpha} \Omega_n - Q_s(t)] =$$

$$= \frac{p_n \tilde{\alpha} \Omega_n}{z_n} - p_{ат} Q_{доc}(t) \frac{T_{пл}}{T_{с\tau}}$$

2. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  изменяются во времени. Уменьшение их обычно вызвано самоочисткой призабойной зоны, ее осушкой. Однако численно рассчитать влияние данного фактора на коэффициенты  $A$  и  $B$  затруднительно. Неучет очистки призабойных зон скважин приводит как бы к некоторому увеличению резервного числа скважин.

В результате работ по интенсификации притока газа улучшаются продуктивные характеристики скважин. Поэтому потребное число скважин на разработку месторождения устанавливается не на основе продуктивных характеристик разведочных скважин, а на основе реальной результативности работ по интенсификации притока газа к добывающим скважинам.

Некоторые природные факторы ухудшают продуктивную характеристику скважин. Часть из них можно и необходимо учитывать при составлении проектных документов.

Трещиноватые коллекторы подвержены деформационным изменениям. При этом коэффициент пористости, а особенно коэффициент проницаемости, уменьшаются по мере отбора газа из залежи. Уравнение притока газа к скважине с учетом экспоненциальной зависимости коэффициента проницаемости от давления записывается в виде

$$\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) = A(\mu^* z)_{срt} \exp \{a_k [p_n - p_{ср}(t)]\} q(t) +$$

$$+ z_{срt} B \exp \{a_\beta [p_n - p_{ср}(t)]\} q^2(t) \quad (6.40)$$

Здесь  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определенные по результатам исследования скважины до начала разработки месторождения;  $a_k$ ,  $a_\beta$ , – коэффициенты изменения проницаемости и параметра  $\beta$ ,  $p_{ср}(t) = 1/2(\tilde{p}(t) + p_c(t))$ .

Пусть коэффициенты  $a_k$  и  $a_\beta$  найдены по данным лабораторных исследований кернов. Тогда коэффициенты  $A$  и  $B$  из (6.40)



находятся в результате интерпретации данных исследования скважин при установившихся режимах фильтрации. В противном случае искомые коэффициенты  $A$ ,  $B$ ,  $a_k$  и  $a_p$  отыскиваются по результатам исследования скважины с использованием метода наименьших квадратов.

Проектирование разработки газоконденсатных месторождений (так же, как и газовых) базируется на результатах исследований газоконденсатных скважин при установившихся и неустановившихся режимах фильтрации. Интерпретация результатов исследований скважин при установившихся режимах позволяет идентифицировать уравнения притока газоконденсатной системы к скважинам и использовать их в прогнозных расчетах (М.Т. Абасов, А.М. Кулиев, 1978). В последнее время показатели эксплуатации газоконденсатных скважин находятся на основе решения задач неустановившейся многокомпонентной фильтрации [391].

3. При прогнозировании показателей разработки важно достоверно определить зависимость изменения во времени устьевого давления  $p_y$ . Степень достоверности определения зависимости  $p_y = p_y(t)$  с использованием формулы Г.А. Адамова зависит от многих факторов: реальной шероховатости НКТ, наличия конденсата, пластовой воды в продукции скважины, отложений солей на стенках НКТ.

В связи с этим плодотворна идея создания и использования в расчетах эквивалентных моделей системы пласт – скважина. Так, в случае газовой скважины суммирование формулы Г.А. Адамова

$$p_c^2 - p_y^2 e^{2S} = \theta q^2$$

и уравнения притока газа к скважине

$$p_{пл}^2 - p_c^2 = Aq + Bq^2$$

дает

$$p_{пл}^2 - p_y^2 e^{2S} = Aq + B^* q^2, \quad (6.41)$$

где  $B^* = B + \theta$ .

В уравнении (6.41) коэффициенты  $A$  и  $B^*$  находятся в результате исследования скважины при установившихся режимах фильтрации. При этом интерпретация данных исследования скважины проводится в координатах  $(p_{пл}^2 - p_y^2 e^{2S})/q - q$ .

Уравнение (6.41) устанавливает связь между дебитом сква-

жины, пластовым и устьевым давлениями и эквивалентными для системы пласт — скважина коэффициентами  $A$  и  $B$ ". Приведенное уравнение, как показывают расчеты, позволяет с высокой степенью точности прогнозировать зависимость  $p_y = p_y(t)$ .

4. При проектировании разработки газовых месторождений при водонапорном режиме важна задача учета влияния обводнения добывающих скважин на технико-экономические показатели добычи газа. Для этого можно воспользоваться методикой, предложенной А.И. Пономаревым [136].

Представим, что скважина дренгирует газоносный пласт, состоящий из  $n$  пропластков различной проницаемости  $k_1, k_2, \dots, k_n$  и толщины  $h_1, h_2, \dots, h_n$  соответственно, причем  $k_1 < k_2 < \dots < k_n$  (о построении подобной слоистой модели пласта сказано в параграфе 5 гл.6)

По результатам исследования скважины на стационарных режимах известны начальные коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$ . Для оценки долевого участия каждого пропластка в общем дебите скважины необходимо определить коэффициенты  $a_i$  и  $b_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ), характеризующие фильтрационные сопротивления пропластков. Из структуры коэффициентов фильтрационных сопротивлений следует, что

$$a_i = \frac{k_{cp}}{k_i \alpha_i} A; \quad (6.42)$$

$$b_i = B / \alpha_i^2 \quad (6.43)$$

Здесь  $\alpha_i = h_i / h$  — вероятность, с которой встречается пропласток с проницаемостью  $k_i$ ;  $k_{cp}$  — средний коэффициент проницаемости, соответствующий коэффициенту фильтрационного сопротивления  $A$ ;  $h = \sum_{i=1}^n h_i$  — эффективная толщина пласта.

Коэффициенты  $b_i$  определяются без особых затруднений. Сложность расчета коэффициентов  $a_i$  связана с неопределенностью  $k_{cp}$ . Искомая  $k_{cp}$  для любого  $\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_c^2$  находится при соблюдении условия

$$q = \sum_{i=1}^n q_i \quad (6.44)$$

Здесь дебит скважины  $q$  и дебит  $i$ -го пропластка рассчитываются соответственно по формулам

$$q = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\frac{A^2}{4B^2} + \frac{\Delta p^2}{B}} \quad (6.45)$$

$$q_i = -\frac{a_i}{2b_i} + \sqrt{\frac{a_i^2}{4b_i^2} + \frac{\Delta p^2}{b_i}} \quad (6.46)$$

Система  $(3n + 2)$  уравнений (6.42) ÷ (6.46) с  $(3n + 2)$  неизвестными  $a_i, b_i, q_i, q, k_{cp}$  является замкнутой, и ее решение реализуется на ЭВМ путем подбора  $k_{cp}$  до выполнения условия (6.44) при рассматриваемом  $\Delta p^2$ . В результате по известной зависимости  $\Delta p^2 = f(t)$  устанавливается закономерность изменения во времени  $k_{cp}$ , а следовательно, и  $a_i, b_i, q_i$ . Как показывают расчеты, с убыванием параметра  $\Delta p^2$  коэффициенты  $a_i$  возрастают.

Согласно схеме послойного вытеснения, по мере обводнения скважины число газоотдающих пропластков уменьшается, а водопроявляющих увеличивается. Тогда при обводнении пропластка с коэффициентом проницаемости  $k_l$  ( $1 \leq l \leq n$ ) текущий дебит скважины по газу равняется:

$$q(t) = \sum_{i=1}^{l-1} q_i(t);$$

дебит скважины по воде:

$$q_v(t) = \sum_{i=1}^n q_{vi}(t);$$

Дебит газа  $q(t)$  для известной зависимости  $\Delta p^2 = f(t)$  рассчитывается с использованием предварительно вычисленных коэффициентов  $a_i$  и  $b_i$  ( $i = 1, 2, \dots, l-1$ ). Для определения текущего дебита воды, фильтрация которой в призабойной зоне описывается законом Дарси, воспользуемся соотношением между коэффициентом фильтрационного сопротивления  $a_i$  и коэффициентом продуктивности этого пропластка по воде  $c_{vi}$ . С учетом структуры этих коэффициентов имеем:

$$c_{vi} = 2p_{ат} \frac{k_v}{k} \frac{\mu(p_{пл})z(p_{пл})}{\mu_v a_i}$$

Здесь  $k_v/k$  – отношение коэффициентов проницаемости по воде и газу соответственно; согласно [137], это отношение составляет  $\approx 1/5 + 1/10$ .

При известной депрессии  $\delta$  на пласт дебит воды по  $i$ -му пропластку вычисляется по формуле

$$q_{vi}(t) = c_{vi}(t) \delta.$$

Суммирование дебитов воды из отдельных пропластков дает суммарный дебит скважины по воде в момент  $t$ .

Применение изложенной методики для разных моментов с учетом особенностей работы газожидкостного подъемника позволяет устанавливать зависимости изменения во времени дебитов скважин по газу и воде, отбора газа из месторождения и объемов попутно добываемой воды. На основе этой информации решаются вопросы об объемах изоляционных работ в скважинах, добыче обводненной продукции и утилизации пластовой воды.

При этом необходимая доля обводняющихся скважин и число пропластков, по которым прошла пластовая вода, находятся по методике, изложенной в параграфе 5 гл.6.

Рассмотрение практических аспектов эксплуатации обводняющихся скважин выходит за пределы курса.

## 8. ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ ЗАЩЕМЛЕННОГО ГАЗА В ОБВОДНЕННЫХ ЗОНАХ ПЛАСТА

В данном и последующих параграфах настоящей главы рассматриваются результаты ряда лабораторных исследований. Они представляют интерес при изучении данной главы и в большей мере – для технологий активного воздействия на процессы разработки месторождений природных газов.

Большинство ранее выполненных исследований по вытеснению газа водой из кернов (или моделей пласта) производились, как правило, при неизменном среднем давлении в керне. Получаемые на основе таких опытов данные касаются коэффициента вытеснения. Для суждения о реально протекающих процессах в пласте при водонапорном режиме этих результатов недостаточно.

Выделим мысленно в газоносном пласте элементарный объем длиной  $l$ . Пусть начальное пластовое давление равняется 30 МПа. Допустим, на момент подхода ГВК к выделенному объему давление в нем составило 15 МПа. Значит, половина от запасов газа рассматриваемого элементарного объема уже извлечена. Газ перетек в зоны пласта с меньшими давлениями. В силу элементарности объема, за-

воднение его, можно считать, произойдет при среднем давлении, равном почти 15 МПа. И если даже коэффициент вытеснения при этом составит 50 %, то и тогда коэффициент газоотдачи (извлечения) для рассматриваемого объема будет равен 75 %. Отсюда понятна роль давления в задачах вытеснения газа водой из кернов или моделей пластов.

После заводнения рассматриваемого объема ГВК продвигается дальше, в глубь залежи. При этом пластовая вода транзитом будет протекать через этот элементарный объем. Вследствие отбора газа из залежи, пластовые давления в разных точках, в том числе и в выделенном объеме будут снижаться. Интерес представляют закономерности поведения защемленного газа в рассматриваемом элементарном объеме пласта при снижении в нем давления.

### Исследование подвижности защемленного газа

В работах [137, 302] изложены результаты лабораторных исследований подвижности защемленного газа при снижении давления в обводненной модели пласта. Предполагалось, что модель пласта эквивалентна выделенному элементарному объему пласта длиной  $l$ .

Модель пласта представляла собой толстостенную стальную трубу длиной 2,44 м с внутренним диаметром 0,096 м. В качестве пористой среды использовалась смесь промытого и просушенного клинского кварцевого песка с размерами зерен менее 0,25 мм и маршалита (так в одном из опытов было 92 % песка и 8 % маршалита). Абсолютный коэффициент пористости модели в этом опыте равен 38%, коэффициент проницаемости по воде – 0,34 мкм<sup>2</sup>. Опыты проводились при вертикальном положении модели. В опытах коэффициент начальной водонасыщенности колебался от 21,5 (опыт 7) до 56,2% (опыт 1). Газ вытеснялся дистиллированной водой, направление вытеснения – снизу вверх. Предположим, начальное давление в модели  $p_n = 10$  МПа. При ее заводнении среднее давление в модели остается равным  $p_n$ . При этом давление на входе в модель равняется, например, 10,1 МПа, на выходе – 9,9 МПа. Так как обводнение модели происходит при среднем давлении  $p_n$ , то оно приравнивается к давлению заводнения  $p_{зав}$  модели пласта.

После обводнения модели определяли коэффициенты вытеснения, остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды. Дальнейшая закачка воды в модель сопровождалась синхронным снижением давления на входе и выходе. На каждой ступени снижения давления после прекращения выноса пузырьков газа измеряли фазовую проницаемость для воды. Остаточную газонасыщенность определяли, исходя из значений среднего "пластового" давления в модели и балансовых соотношений.

Эксперименты обрабатывались в функции отношения текущего давления в обводненной модели  $p$  к давлению заводнения  $p_{зав}$ . Анализ полученных данных выявил следующее.

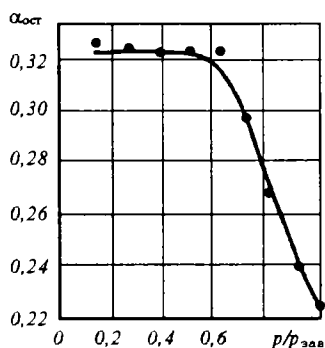


Рис. 6.14. Зависимость изменения коэффициента остаточной газонасыщенности от снижения давления  $p$  в обводненной модели ( модель №1 [137] ).

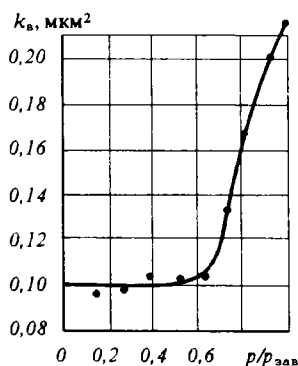


Рис. 6.15. Зависимость коэффициента фазовой проницаемости для воды от снижения давления в обводненной модели пласта ( модель №1 [137] ).

При снижении давления в обводненной модели пласта защемленный газ начинает расширяться (рис. 6.14). Расширение газа приводит к увеличению коэффициента остаточной газонасыщенности, уменьшению сечения поровых каналов (для воды) и соответственно к уменьшению фазовой проницаемости для воды (рис. 6.15).

По мере уменьшения давления в обводненной модели коэффициент остаточной газонасыщенности постепенно возрастает. После достижения некоторого "критического" значения остаточная газонасыщенность при дальнейшем уменьшении давления в обводненной зоне остается практически постоянной. В проведенных опытах остаточная газонасыщенность "стабилизировалась" на уровне 30,5-32,4%.

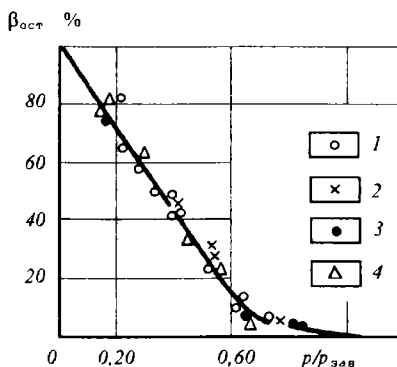
С ростом коэффициента остаточной газонасыщенности фазовая проницаемость для воды уменьшается. После стабилизации коэффициента остаточной газонасыщенности проницаемость для воды практически не изменяется. Характер изменения остаточной газонасыщенности полностью объясняет зависимость коэффициента извлечения защемленного газа от снижающегося давления в модели пласта (рис. 6.16). Резкое увеличение коэффициента извлечения<sup>1</sup> защемленного газа  $\beta_{ост}$  при снижении давления происходит после достижения "критической" газонасыщенности, т.е. после того как защемленный газ становится подвижным. Достижение "критической" газонасыщенности происходило при снижении давления в модели на

<sup>1</sup> Для модели пласта при переменном давлении опыта целесообразно оперировать понятием коэффициент извлечения.

25 - 35 % (в разных опытах по-разному) по отношению к давлению, при котором произошло ее заводнение.

Рис. 6.16. Зависимость изменения коэффициента извлечения по защемленному газу обводненной модели при снижении в ней давления.

Номер опыта [137]: 1 — 10; 2 — 11; 3 — 12; 4 — 14



Таким образом, защемленный в обводненной модели пласта газ приобретает подвижность не сразу. Этим объясняется существование как бы предельного градиента сдвига в коллекторах с высокой водонасыщенностью. При стремлении к нулю среднего давления в модели пласта весь защемленный газ поступает на ее выход.

Физически сказанное объясняется следующим образом.

После заводнения модели газ в пористой среде остается в виде отдельных пузырьков. Поэтому он получил образное название защемленного газа. По мере снижения давления в обводненной модели пласта отдельные пузырьки газа начинают расширяться. Затем, при дальнейшем снижении давления, они начинают объединяться друг с другом. В результате образуется сеть газонасыщенных каналов. Поэтому дополнительное снижение давления уже не приводит к увеличению газонасыщенности обводненной модели, так как газ имеет возможность поступать на выход модели пласта.

## Обобщение результатов на реальные залежи

Результаты рассматриваемых лабораторных экспериментов позволяют понять особенности поведения защемленного газа в обводненной модели пласта и, отчасти, в выделенном элементарном объеме пласта. Отчасти потому, что неясно, произойдет ли снижение давления в элементарном объеме пласта на 25 - 35 % по сравнению с давлением обводнения. Кроме того, в зависимости от местоположения разных элементарных объемов обводнение их произойдет при разных давлениях  $p_{зав}$ . По-разному снизятся затем в них текущие давления. В разной мере приобретет подвижность (а может и

нет) защемленный газ.

В связи с этим были поставлены математические эксперименты на ЭВМ, чтобы оценить влияние выявленных особенностей поведения защемленного газа на показатели разработки при водонапорном режиме [137]. Проводились расчеты поступления контурной воды в различные гипотетические (с наперед заданными параметрами) газовые залежи. При этом в каждом обводняемом элементарном цилиндрическом объеме пласта учитывались выявленные закономерности поведения защемленного газа.

Плодотворность экспериментов в малом и крупномасштабно-го затем математического моделирования выявилась следующим образом. Впервые на основе расчетов была доказана возможность пересечения зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  для газового режима соответствующей зависимостью для водонапорного режима. Это объяснялось тем, что зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  при водонапорном режиме не может стремиться к ординате  $Q_{\text{зап}}$ . Она, вследствие потерь газа в обводненной зоне пласта, стремится к значению  $Q_{\text{доб}} < Q_{\text{зап}}$ .

Основной вывод, вытекающий из результатов расчетов, сводился к следующему. Процесс микрозащемления газа водой не может служить оправданием низких конечных коэффициентов газоотдачи пластов. Для водонапорного режима реальные конечные коэффициенты газоотдачи в 90 % и более (в расчетах конечные пластовые давления составляли 1 и 2 МПа при  $p_n = 22,7$  МПа).

Таким образом, математические эксперименты на ЭВМ позволили на "кончике пера" выявить ряд принципиальных моментов применительно к разработке газовых залежей при водонапорном режиме. Выполненные исследования говорят о важности и необходимости проведения лабораторных экспериментов, ибо они дают возможность установить физические закономерности какого-либо процесса. Однако они дают лишь качественные результаты. Количественные результаты, которые можно ожидать на реальной залежи вследствие реализации изучаемого процесса, получаются только при постановке крупномасштабных (в масштабах залежи или выделенного элемента пласта) математических экспериментов. При этом, например, в каждом элементарном объеме учитываются выявленные в лабораторных опытах закономерности.

### **Причины низких конечных коэффициентов газоотдачи**

В реальных условиях причинами, препятствующими достижению при водонапорном режиме коэффициента газоотдачи около 90%, могут быть следующие.



Преждевременное обводнение всего фонда добывающих скважин при значительном еще пластовом давлении. Из-за пониженного (по отношению к начальному) пластового давления не всегда возможно пробурить новые скважины.

Выход значительного числа скважин из эксплуатации приводит к снижению отбора газа в конечные годы разработки, что вызывает замедление снижения давления за счет поступления воды в залежь. Поэтому не реализуются условия, при которых защемленный ранее газ мог бы приобрести подвижность. В последующем в обводняемых объемах пласта газ защемляется при повышенных давлениях. Это неблагоприятно сказывается на коэффициенте газоотдачи.

Линзовидное строение коллектора, выклинивание отдельных пропластков приводит к тому, что запроектированной сеткой скважин оказываются дренированными не все запасы газа.

Вследствие неоднородности коллекторских свойств пласта и тектонического строения образуются целики газа – макрозащемленные объемы газа. Как пример можно привести опыт разработки Шебелинского месторождения. Здесь при суммарном отборе из месторождения свыше 50% начальных запасов во вновь вводимых в эксплуатацию периферийных скважинах в некоторых случаях пластовые давления близки к начальным ( в условиях проявления газового режима ). Следовательно, периферийные зоны оказались не вовлеченными в разработку. Поэтому целесообразно скважины первой очереди ( необходимые для опытно-промышленной эксплуатации месторождения ) размещать по сетке, близкой к равномерной. При таком размещении создается возможность более детально изучать особенности геологического строения месторождения, а также охватить дренированием практически все запасы газа. В дальнейшем новые скважины бурят, например, в зонах повышенной продуктивности.

Значима неравномерность дренирования продуктивных отложений по площади и особенно по толщине. В результате формируются макрозащемленные объемы газа в отдельных недренируемых пропластках, зонах пласта, обойденных водой. Макрозащемленные объемы газа – основная причина низких конечных коэффициентов газо- и компонентоотдачи пласта. В конечные годы разработки ряда газоконденсатных месторождений Краснодарского края наблюдалось следующее явление. В некоторых обводненных скважинах вдруг возникало значительное устьевое давление, что являлось следствием всплытия к ним соответствующего целика газа. Естественно, что такие скважины пускались в повторную эксплуатацию.

Для повседневной практики можно указать один из наиболее простых, но и наиболее действенных способов повышения эффективности разработки месторождений газа – равномерное дренирование продуктивных отложений по толщине. При таком дренировании предотвращается преждевременное обводнение скважин, обеспечи-

ваются высокие дебиты при высоких давлениях на устьях скважин и, в конечном счете, достигаются значительные коэффициенты газоотдачи. Для приобщения к дренированию всей вскрытой толщины применяют нефтяные, газоконденсатные, кислотные и другие ванны.

Регулирование разработки месторождений природных газов при водонапорном и газовом режиме; активное воздействие на процессы, происходящие в пласте при водонапорном режиме; методы интенсификации добычи газа и притока газа к забоям скважин представляют собой современные средства повышения газоотдачи продуктивных пластов.

## 9. ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ В ЗАЛЕЖАХ ГАЗА С ТРЕЩИНОВАТО - ПОРИСТЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

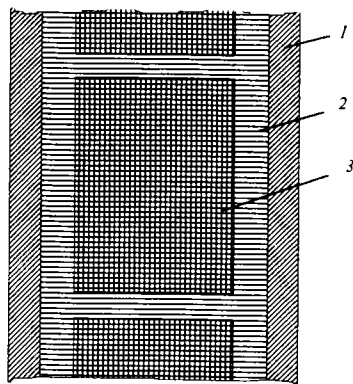
В нашей стране и за рубежом немало месторождений природного газа, которые приурочены к карбонатным коллекторам. Часто такие продуктивные отложения являются трещиновато-пористыми. Фльтрационные процессы в таких коллекторах отличаются от таковых в чисто поровых или трещиноватых средах. Рассмотрим результаты лабораторных экспериментов, которые позволяют понять особенности процесса вытеснения газа водой из трещиновато-пористых пластов [ 93, 157 ].

### Моделирование трещиновато-пористых коллекторов и методика экспериментов

Известно, что при лабораторном моделировании процессов, имеющих место при разработке месторождений природных углеводородов, следует обеспечить ряд условий подобия модели реальному пласту: геометрическое, кинематическое, динамическое, тепловое и химическое [ 62, 137 ]. Данные вопросы выходят за пределы настоящей монографии, так как они являются предметом физики газового пласта. Отметим только, что при обосновании параметров модели пласта и методики экспериментов соответствующие критерии подобия принимались во внимание [157].

Основным элементом экспериментальной установки является модель рассматриваемого типа коллекторов. По своему названию она предполагает одновременное наличие пористой среды и трещинного пространства. Создание адекватных реальным коллекторам моделей пласта является самостоятельной и непростой задачей. В описываемых экспериментах модель трещиновато-пористой среды представляла собой набор цилиндрических пористых блоков из искусственного песчано-цементного камня, которые помещались в металлическую трубу. Стенки трубы покрывались эпоксидной смолой и затем мелкозернистым песком.

Межблочное пространство и пространство между стенкой трубы и отдельными блоками заполнялось мелкозернистым песком (см. рис. 6.17). Соответствующая засыпка мелкозернистым песком призвана была имитировать систему трещин. В опытах модель пласта состояла из блоков диаметром 7,2 - 7,4 см и длиной 10 - 30 см. Коэффициенты проницаемости блоков изменялись в пределах 0,002 - 0,02 мкм<sup>2</sup>. Общая длина модели равнялась 2 м, общая эквивалентная проницаемость модели изменялась от 0,02 до 0,10 мкм<sup>2</sup>. Эксперименты проводились при начальном пластовом давлении равном (4 - 5) МПа и начальной водонасыщенности 0 - 0,6.



**Рис. 6. 17. Схема модели трещиновато-пористого пласта**

- 1 - толстостенная труба,
- 2 - высокопроницаемая насыпка песка - аналог системы трещин,
- 3 - низкопроницаемые пористые блоки.

В качестве вытесняемого газа использовался воздух. Вытеснение его из модели производилось дистиллированной или минерализованной водой в вертикальном направлении снизу вверх. На входе в модель, в зависимости от задач экспериментов, поддерживалось постоянное давление или задавалась определенная динамика его уменьшения, а на выходе из модели поддерживался постоянный темп отбора газа.

Методика экспериментов состояла в исследовании следующих трех основных этапов процесса вытеснения.

1. Безводный период - отбор газа от момента подачи воды в модель до момента ее прорыва к выходу модели.

2. Водный период - отбор газа и воды от момента прорыва воды к выходу модели до прокачки воды в количестве 3 - 4 объемов порового пространства модели.

3. Период снижения давления в модели при продолжающемся отборе флюидов.

### **Особенности безводного и водного периодов вытеснения**

Проведенные эксперименты показывают, что на показатели добычи газа в безводный и водный периоды вытеснения оказывают

совместное влияние гравитационные, гидродинамические и капиллярные силы, а также обменные процессы между системами блоков и трещин. Закачиваемая в модель пласта вода продвигается вначале по системе трещин. Затем она вследствие проявления капиллярных сил впитывается в блоки породы, вытесняя из них газ. При этом интенсивность вытеснения газа из блоков в безводный и водный периоды зависит от темпа отбора газа и интенсивности обменных процессов между системами блоков и трещин.

Зависимость коэффициента извлечения газа  $\beta_r$  в безводный период добычи от безразмерного критерия подобия  $\pi_1$  дается на рис. 6.18. Здесь под коэффициентом извлечения понимается отношение объемов полученного из модели газа к начальным "запасам" газа в модели пласта. Критерий подобия  $\pi_1$  равняется

$$\pi_1 = \frac{\sigma}{\mu_v q}$$

Здесь  $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения на границе фаз (газ – вода),  $\mu_v$  – коэффициент динамической вязкости воды,  $q$  – удельный дебит газа на единицу площади фильтрации, приведенный к атмосферному давлению и стандартной температуре.

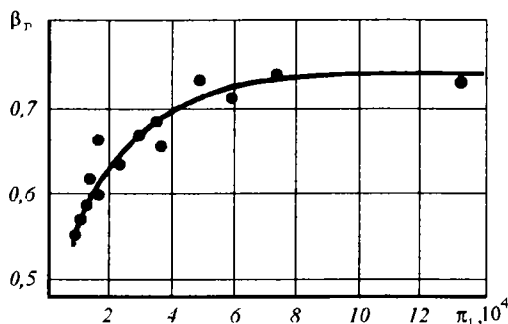


Рис. 6. 18. Зависимость коэффициента извлечения газа от параметра  $\pi_1$

Представленная на рис. 6.18 зависимость говорит о том, что, при прочих равных условиях, увеличение темпов отбора газа в безводный период вытеснения может приводить к снижению коэффициента извлечения газа. Это связано с тем, что с возрастанием темпа отбора вода не успевает впитываться в пористые блоки и в большей мере продвигается по системе трещин. В результате безводный коэффициент извлечения газа снижается.

Зависимость коэффициента  $\beta_r$  непосредственно от размерного темпа отбора газа в безводный период дается на рис.6.19. Здесь же приводится функциональная связь среднего для модели значения коэффициента остаточной газонасыщенности от темпа отбора.

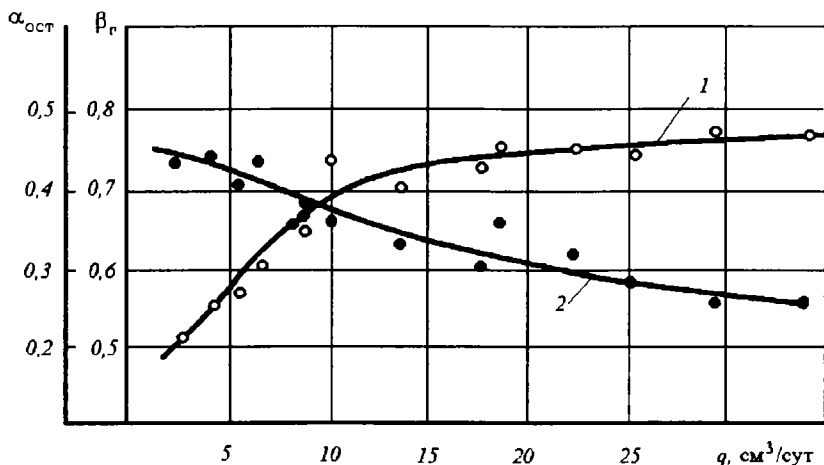


Рис. 6.19. Зависимости коэффициента остаточной газонасыщенности блоков (1) и безводного коэффициента извлечения газа (2) от расхода газа

Приведенные результаты в рамках соответствующих представлений о несмешивающемся вытеснении в трещиновато-пористых средах, как и в случае вытеснения нефти водой [ 35, 53, 157, 387, 403], можно объяснить следующим образом. При вытеснении газа водой из трещиновато-пористого коллектора формируются два фронта: фронт вытеснения газа водой в системе трещин и фронт капиллярной пропитки пористых блоков. В зависимости от величины темпа отбора газа фронт вытеснения может опережать или отставать от фронта пропитки.

Рассматриваемые зависимости достаточно универсальны, о чем свидетельствует, в частности, зависимость коэффициента  $\beta_r$  от критерия подобия  $\pi'_1$ , приведенная на рис. 6.20.

Критерий  $\pi'_1$  равняется

$$\pi'_1 = \frac{l_0 \sigma \cos \theta \sqrt{k_2 / m_2}}{\mu_v q H_0^2}$$

Здесь  $l_0, H_0$  – длина и половина ширины пористого блока;

$\theta$  – краевой угол смачивания;  $k_2$ ,  $m_2$  – коэффициенты проницаемости и пористости блоков.

Критерий  $\pi'$  включает в себя характерные параметры блоков (матрицы) трещиновато-пористого коллектора.

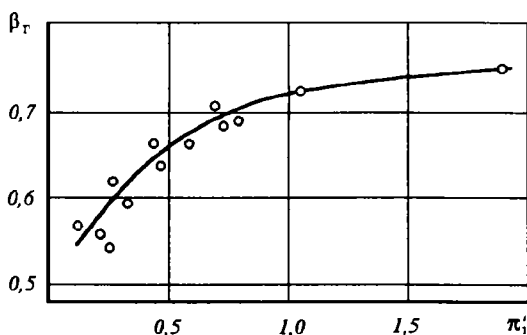


Рис. 6.20. Зависимость безводного коэффициента извлечения от параметра  $\pi'$

Таким образом, к моменту окончания безводного периода вытеснения газа извлечение его из блоков коллектора за счет капиллярной пропитки полностью не завершается, и формирование остаточной газонасыщенности продолжается в водный период вытеснения.

Характерной особенностью вытеснения газа водой из трещиновато-пористых коллекторов является значительность величины дополнительной добычи газа, а следовательно, и прироста коэффициента извлечения газа в водный период вытеснения. Оказывается, что если для однородных пористых или трещинных сред прирост коэффициента извлечения газа в водный период (при неизменном среднем давлении опыта) составляет порядка 1,5 - 2,5 пунктов [ 137, 302 ], то для трещиновато-пористых сред наблюдается соответствующее возрастание коэффициента извлечения газа на 5 - 18 пунктов. Это связано с тем, что в водный период продолжается протекание капиллярных процессов. В результате этого дополнительные пузырьки газа выдавливаются из блоков в систему трещин. Эти "дополнительные пузырьки" газа потоком воды выносятся на выход модели.

### Изменение показателей вытеснения в период понижения давления

Необходимость и целесообразность данного этапа диктуется предшествующими исследованиями применительно к поровым [ 137, 302 ] и чисто трещинным коллекторам [ 176 ]. Эти исследо-

вания показали, что после определенного снижения давления в обводненной модели пласта защемленный газ приобретает подвижность, начинает поступать на выход модели, способствуя повышению конечного коэффициента извлечения газа.

Аналогично, механизм дополнительной добычи газа из обводненной модели трещиновато-пористого пласта при снижении в ней давления выглядит следующим образом. При отборе воды из обводненной модели пласта происходит понижение давления в трещинах коллектора. При этом начинают снижаться давления в отдельных блоках пласта. В результате мелкодисперсные разобщенные пузырьки газа начинают увеличиваться в объеме, объединяться друг с другом, образуя непрерывную газовую фазу. Поэтому защемленный газ в блоках приобретает подвижность, поступает в систему трещин, вызывая рост конечного коэффициента извлечения газа. Изменение соотношения фаз в блоках приводит к проявлению капиллярных процессов и сопровождается ими.

Сказанное подтверждают результаты исследований, приводимые на рис. 6.21 и 6.22. На рис. 6.21 под величиной относительного коэффициента газонасыщенности блоков модели пласта понимается отношение текущей остаточной газонасыщенности к ее значению на момент начала понижения давления. Относительное давление  $\bar{p}$  на рис. 6.21 и 6.22 представляет отношение текущего давления в обводненной модели пласта к давлению на начало его снижения. Коэффициент извлечения остаточного газа равняется отношению объема извлеченного (в результате понижения давления) остаточного газа к объему защемленного остаточного газа в модели пласта на момент окончания водного периода вытеснения (на начало периода понижения давления).

Важным обстоятельством является то, что на рис. 6.21 и 6.22 располагаем серией зависимостей, каждая из которых соответствует определенному значению критерия подобия  $\pi_{11}$ . Данный критерий равняется

$$\pi_{11} = \frac{\sigma}{k_1 \left| \text{grad } p \right|}$$

Здесь  $k_1$  – коэффициент проницаемости системы трещин,  $\text{grad } p$  – градиент давления в модели пласта.

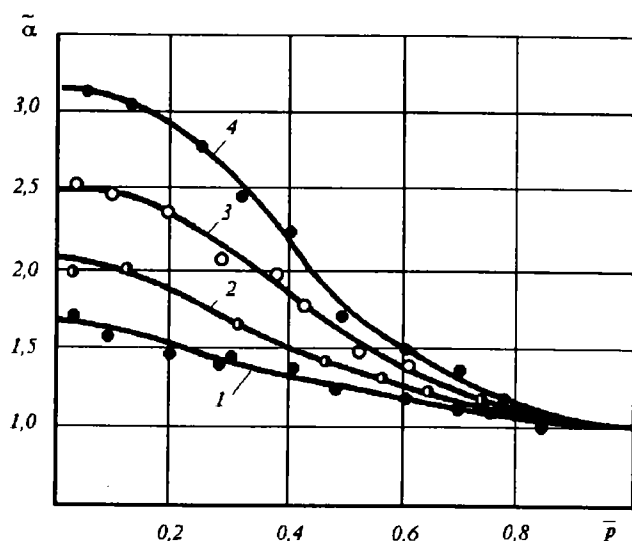


Рис. 6.21. Зависимости относительного коэффициента газонасыщенности блоков от относительного давления:

1 -  $\pi_{11}=2,8 \cdot 10^5$ ; 2 -  $\pi_{11}=3,5 \cdot 10^5$ ; 3 -  $\pi_{11}=5,8 \cdot 10^5$ ; 4 -  $\pi_{11}=11,2 \cdot 10^5$ ;

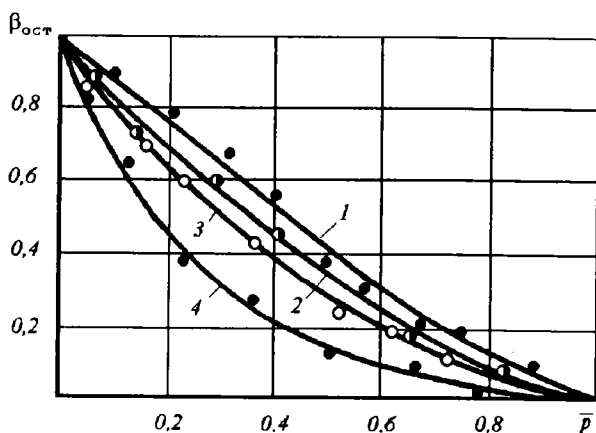


Рис. 6.22. Зависимости коэффициентов извлечения остаточного газа от относительного давления:

1 -  $\pi_{11}=2,8 \cdot 10^5$ ; 2 -  $\pi_{11}=3,5 \cdot 10^5$ ; 3 -  $\pi_{11}=5,8 \cdot 10^5$ ; 4 -  $\pi_{11}=11,2 \cdot 10^5$ ;

Из рис. 6.21 следует, что понижение давления в обводненной модели трещиновато-пористого пласта приводит к росту среднего



коэффициента газонасыщенности. Следствием этого является рост коэффициента извлечения остаточного газа  $\beta_{ост}$ . В отличие от пористых или чисто трещинных сред [137, 176], зависимости  $\beta_{ост}$  от относительного давления  $\bar{p}$  представляют собой семейство зависимостей для разных значений критерия подобия  $\pi_{11}$ . Это связано с тем, что на процесс расширения заземленных пузырьков газа накладываются еще капиллярные явления и обменные процессы между системами блоков и трещин.

### **Теоретические исследования фильтрационных процессов в трещиновато-пористых коллекторах**

Теория фильтрации жидкостей и газов в трещиновато-пористых коллекторах начала развиваться с момента публикаций, ставших уже классическими, работ Баренблатта Г.И., Желтова Ю.П. и Кочиной И.Н. [26, 28]. В этих работах предложены математические модели однофазных и многофазных течений в трещиновато-пористых коллекторах при следующей их схематизации. Считается, что имеют место вложенные друг в друга две среды – пористая и трещинная. Другими словами, имеются система пористых блоков и система трещин. Проницаемость пористых блоков много меньше проницаемости системы трещин. Поэтому приток жидкости или (и) газа к скважинам происходит по системе трещин. Основные запасы пластового флюида приурочены к пористым блокам. Вследствие снижения давления в системе трещин из-за отбора, например, нефти возникают обменные процессы между блоками и трещинами, что замедляет процесс падения давления в системе трещин.

Дальнейшему развитию моделей течения в трещиновато-пористых коллекторах посвящено ряд работ, обзор которых можно найти в монографии Т.Д.Голф-Рахта [403]. Численные алгоритмы решения задач вытеснения газа водой из рассматриваемых коллекторов предложены в работах Назарова А.В. [149, 226, 227].

Однако известные публикации в недостаточной мере отражают физику протекающих в пласте процессов. Они не учитывают немгновенность протекания обменных процессов и процессов капиллярного впитывания.

В учете немгновенности обменных процессов между системами блоков и трещин наметился прогресс, благодаря исследованиям [140]. Интересными являются также численные алгоритмы типа предложенных в работе [266]. Однако эти математические модели еще не позволяют рассматривать, например, процессы вытеснения газа водой из реальных, неоднородных трещиновато-пористых коллекторов при дренировании их системой скважин. Другими словами, поиск адекватных реальности математических

моделей и численных алгоритмов их решения применительно к прогнозированию показателей разработки месторождений природных газов с трещиновато-пористыми коллекторами при водонапорном режиме остается актуальной проблемой.

## **Разработка месторождений с карбонатными коллекторами**

В стране и за рубежом в разработке находится немало числo месторождений с карбонатными коллекторами. Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из тех месторождений, где трещиноватость проявила свою негативную роль при проявлении водонапорного режима. Видимо, вертикальная трещиноватость с тектонической природой формирования способствовала раннему проявлению пластовой воды в отложениях с высокими высотными отметками (относительно начального газо-жидкостного контакта) [265].

Керновые анализы показывали относительно невысокие значения коэффициента проницаемости матрицы пород. Тем не менее, начальные дебиты газа составляли по скважинам 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут и более. Это объясняется, с одной стороны, наличием и положительной ролью системы трещин в пласте, а также проведением соляно-кислотных обработок скважин.

Для Оренбургского месторождения характерна кроме того значительная неоднородность продуктивных отложений по вертикали. Это предопределило сложности его разработки, о которых будет говориться ниже. Там же описывается технология активного воздействия на проявление водонапорного режима с целью увеличения конечных коэффициентов газо- и конденсатоотдачи применительно к данному месторождению.

Эта технология базируется на ранее выполненных лабораторных экспериментах по изучению поведения защемленного (остаточного) газа в обводненных моделях терригенного пласта с поровым и чисто трещинным типом коллектора [137, 176, 302]. Представленные в данном параграфе результаты недавних исследований, предусматривавших учет особенностей процессов вытеснения в трещиновато-пористых коллекторах, подтверждают соответствующие выводы и рекомендации, обоснованные ниже применительно к разработке Оренбургского месторождения.

## **10. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА ИЗ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ**

Из предыдущего изложения следует, что при добыче газа из трещиновато-пористых коллекторов пластовая вода поступает в 318

залежь по системе трещин. Затем она за счет капиллярной пропитки внедряется в пористые блоки, вытесняя оттуда газ. В матрицах породы сосредоточена основная часть запасов газа. Поэтому становится очевидной роль и значение капиллярных процессов при разработке месторождений природного газа с трещиновато-пористыми коллекторами при водонапорном режиме. Отсюда следует, в частности, что интенсификация капиллярных процессов является залогом роста газоотдачи и конденсатоотдачи таких залежей.

### Капиллярная пропитка водой газонасыщенных кернов

Различают капиллярную пропитку двух видов [ 26, 403 ]. Предположим, что имеем гидрофильный цилиндрический образец керна, насыщенный газом, с непроницаемыми боковыми поверхностями, за исключением торцевых поверхностей. Если один торец образца породы привести в соприкосновение с водой, то она начинает впитываться, вытесняя при этом газ из пористой среды. Здесь направления движения газа и воды совпадают. Соответствующий процесс капиллярной пропитки называют прямоточным (см. рис.6.23 ).

Теперь рассмотрим образец с изолированным торцом и боковой поверхностью. В результате контакта неизолированного торца с водой начинается процесс противоточной капиллярной пропитки. Это означает, что газ и вода в образце породы двигаются в противоположных направлениях ( см. рис. 6.24).

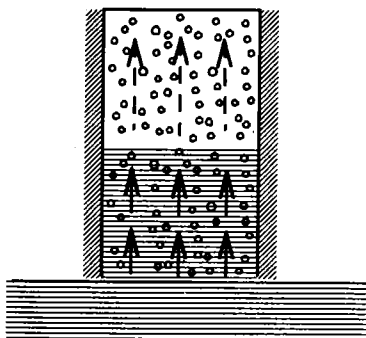


Рис. 6.23. Схема процесса прямоточной капиллярной пропитки

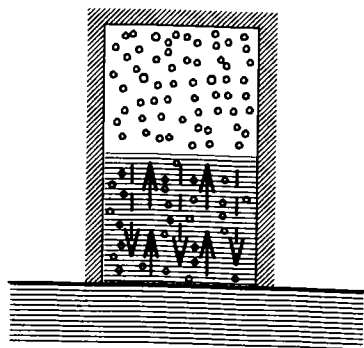


Рис. 6.24. Схема процесса противоточной капиллярной пропитки

Применительно к трещиновато-пористой среде прямоточная капиллярная пропитка идет при неполном охвате блока водой, ког-

да газ вытесняется в необводненные трещины. Противоточная пропитка имеет место в случае, когда пористый блок полностью окружен водой и газ вытесняется в обводненные трещины.

Немалое число лабораторных экспериментов по капиллярной пропитке относится, в основном, к процессам капиллярного вытеснения нефти водой [190, 330]. При этом наиболее значимыми являются экспериментальные исследования С. Маттакса и Д. Кайта [387].

Большинство исследований по капиллярной пропитке водой газонасыщенных образцов проводилось для высокопористых проницаемых сред [46, 109, 174, 364]. Поэтому они в значительной мере имеют отношение к теории водонапорного режима при разработке залежей газа с терригенными коллекторами.

По данным Л.Б. Булавинова [46], начальные скорости капиллярного впитывания воды в газонасыщенные керны изменяются от 4240 м/год до 25600 м/год. Это означает, что капиллярные процессы определяют формируемые величины коэффициента остаточной газонасыщенности, так как реальные скорости продвижения газовой контактной поверхности отличаются гораздо меньшими значениями.

Более подробный обзор соответствующих результатов исследований по капиллярной пропитке можно найти в [176].

Достаточно полное теоретическое обобщение результатов лабораторных экспериментов выполнено в работах В.М. Рыжика [27, 255]. Из этих исследований следует выделить то положение, что вертикальная координата фронта пропитки  $x$  изменяется во времени согласно следующему соотношению

$$x = D\sqrt{t}.$$

Здесь  $D$  – параметр капилляропроводности, имеет следующую структуру

$$D = N s_*^{0,5(n-1)} (\sigma \cos \theta)^{-0,5} k^{0,25} \mu_b^{-0,5} m^{-0,25}$$

Здесь  $N, n$  – структурные параметры;  $s_*$  – водонасыщенность, которая устанавливается на входе в образец.

### Прямоточная капиллярная пропитка плотных коллекторов

Как показывают анализы кернового материала [176], пористые блоки в составе трещиновато-пористых коллекторов часто характеризуются коэффициентами проницаемости менее 1 мД (0,001 мкм<sup>2</sup>) и коэффициентами пористости до 5 + 10 %. Создание ис-

кусственных образцов с такими параметрами довольно трудная задача. Поэтому приводимые ниже результаты основываются на экспериментах с естественными кернами Чиренского месторождения (Болгария) [176]. Коэффициенты открытой пористости исследованных песчаников изменяются от 1 до 5,4%, коэффициенты проницаемости – от 0,01 до 1 мД (миллидарси). Исследованные нами образцы известняка характеризовались пористостью от 0,6 до 2,8% и проницаемостью – от 0,003 до 0,1 мД. Такие низкие коллекторские свойства образцов потребовали соответствующей методики подготовки их к исследованиям и проведения самих исследований [176].

В качестве примера, на рис. 6.25 и 6.26 представлены результаты экспериментов по прямоточной пропитке. На рис. 6.25 для ряда образцов дается динамика текущего значения коэффициента вытеснения, а на рис. 6.26 – зависимости от времени высоты подъема жидкости в исследованных образцах. Из приведенных и других результатов следует, что интенсивность капиллярных процессов зависит от свойств пористой среды. Так, например, время пропитки образцов изменяется от 430 до 5760 мин. Для всех образцов были определены также скорости капиллярного впитывания, согласно тангенса угла наклона касательной к зависимостям  $x = f(t)$ . Для исследованных образцов скорость капиллярного впитывания изменяется от 18 м/год до 196 м/год.

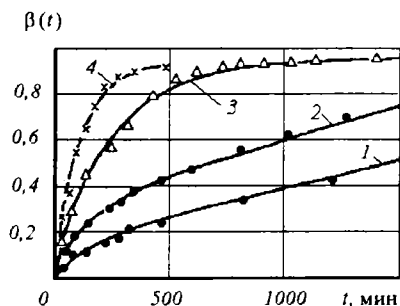


Рис. 6.25. Зависимости текущего значения коэффициента вытеснения от времени для образцов 12 (1), 16 (4), 18 (2), и 24 (3) в случае прямоточной пропитки

- 1 –  $m=0,65\%$ ,  $k=0,008$  мД,
- 2 –  $m=1,44\%$ ,  $k=0,0128$  мД,
- 3 –  $m=2,58\%$ ,  $k=0,389$  мД,
- 4 –  $m=0,60\%$ ,  $k=0,289$  мД,

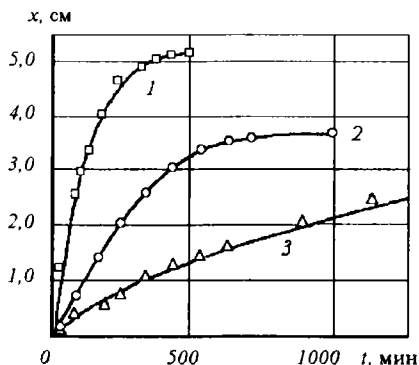


Рис. 6.26. Зависимости высоты подъема жидкости от времени для образцов 7 (1), 1755,3 (3), 1881 (2) при прямоточной пропитке

- 1 –  $m=1,33\%$ ,  $k=0,968$  мД,
- 2 –  $m=1,24\%$ ,  $k=0,067$  мД
- 3 –  $m=3,10\%$ ,  $k=0,017$  мД,

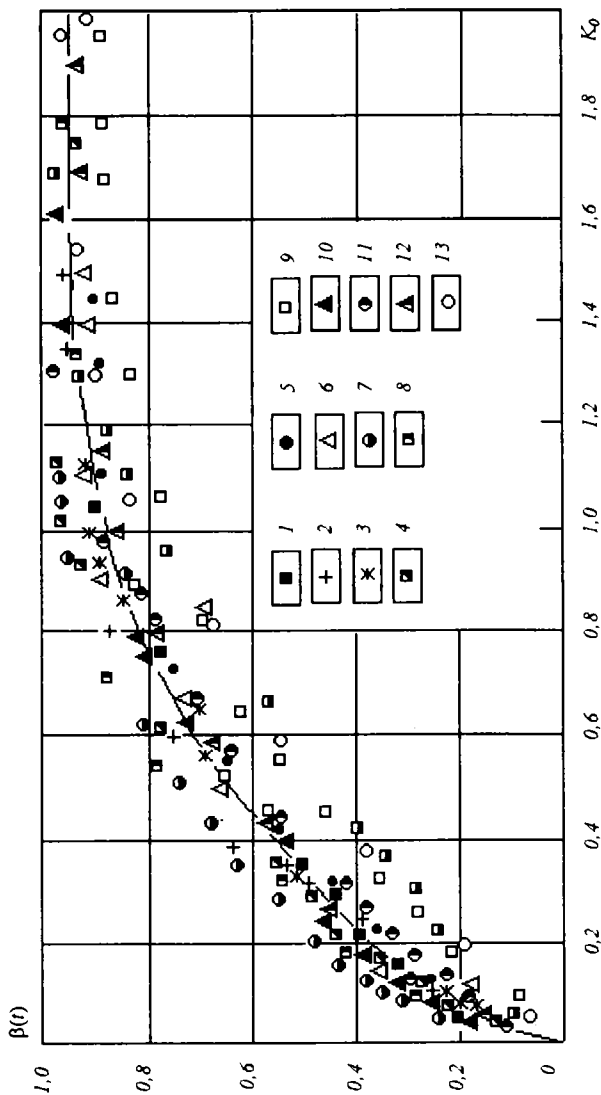


Рис. 6.27. Зависимость текущего коэффициента вытеснения от безразмерного параметра  $K_0$

Образец: 1 – 1; 2 – 7; 3 – 12; 4 – 14; 5 – 16; 6 – 17; 7 – 18; 8 – 19; 9 – 22; 10 – 24; 11 – 1755,3; 12 – 1808; 13 – 1881

Приведенные результаты относятся к пропитке сухих газонасыщенных образцов. Исследования для кернов с остаточной водонасыщенностью показывают следующее. При экспериментах с остаточной водонасыщенностью время пропитки для одних и тех же кернов снижается от 1,2 раза до 6,9 раза.

Из различных подходов к интерпретации результатов лабораторных экспериментов отметим только зависимость текущего коэффициента вытеснения от безразмерного параметра  $K_0$  (см. рис. 6.27). Этот параметр, как и другие, получен из соображений теории размерностей и имеет вид

$$K_0 = \left[ \frac{tD^2}{L^2} \right]_{\text{мод}} = \left[ \frac{tD^2}{L^2} \right]_{\text{бл}}$$

Здесь  $L$  – характерный линейный размер блока матрицы;  $D$  – параметр капилляропроводности.

Если учесть, что в экспериментах использовались естественные образцы породы, то можно предположить, что  $D_{\text{мод}} = D_{\text{бл}}$ .

Тогда с использованием последнего равенства можно определить время пропитки реального блока матрицы Чиренского месторождения.

### Данные по противоточной пропитке

Закономерности противоточной пропитки изучались на тех же образцах породы. Экспериментальные зависимости для динамики текущего коэффициента вытеснения и фронта капиллярной пропитки имеют вид, аналогичный зависимостям для прямоточной капиллярной пропитки. Отличие состоит в том, что процесс противоточной капиллярной пропитки несколько более медленный. Так, время пропитки исследованных образцов изменяется от 480 до 6200 мин.

Качественно и количественно результаты по противоточной капиллярной пропитке при моделировании остаточной водонасыщенности не очень сильно отличаются от соответствующих результатов для прямоточной пропитки.

Кроме того, эксперименты показывают, что время пропитки образца с остаточной нефтенасыщенностью значительно больше, чем в случае моделирования остаточной водонасыщенности. Так, например, для образца 2071 при остаточной водонасыщенности время всесторонней пропитки составляет 214 мин., а при наличии нефтенасыщенности – 2040 мин.

Кроме увеличения времени процесса капиллярного вытеснения имеет место тенденция к снижению коэффициента вытеснения. Для некоторых образцов при наличии остаточной нефтенасыщенности

коэффициент вытеснения газа водой снижается в среднем на 10-15% по сравнению с коэффициентом вытеснения сухих образцов.

Критериальная обработка лабораторных данных приводит к зависимостям, аналогичным с результатами по прямоточной пропитке.

### Интенсификация капиллярных сил

Очевидно, что пассивное отношение к протекающим в пласте капиллярным процессам не может быть оправданным, так как велика их роль при проявлении естественного или реализации искусственного водонапорного режима. Поэтому были выполнены исследования по капиллярной пропитке водой газонасыщенных образцов при циклических изменениях давления в период опытов [109]. В экспериментах использовались керны, изготовленные из песчаника, карбонатного коллектора Котовского нефтяного месторождения, а также искусственные керны из цементного камня. Пористость образцов находилась в пределах 4,9 - 30,6 %, а проницаемость изменялась от 0,005 до 8,9 мкм<sup>2</sup>. В связи с тем, что давление опыта было переменным, то оперируем понятием коэффициента извлечения  $\beta_r$  газа.

На рис. 6.28 в качестве примера приводятся зависимости от времени среднего коэффициента  $\alpha$  газонасыщенности и коэффициента  $\beta_r$  при осуществлении нескольких циклов повышения и понижения давления.

В большинстве опытов по нестационарной прямоточной капиллярной пропитке с воздействием путем понижения давления отмечались конечные коэффициенты извлечения газа на 5 - 12 пунктов выше по сравнению с  $\beta_r$  при стационарной пропитке (при неизменном давлении опыта). Конечный коэффициент извлечения газа при противоточной капиллярной пропитке в условиях периодического понижения давления на 5 - 20 пунктов превышает  $\beta_r$  при неизменном давлении опыта.

Повышение эффективности капиллярной пропитки при циклическом изменении давления можно объяснить двумя причинами. Прежде всего, при понижении давления в начальный период пропитки из образца за счет расширения извлекается определенное количество газа. Последующее обводнение образца и, следовательно, защемление газа происходит уже при меньшей остаточной массе газа. Однако более существенным фактором представляется перераспределение в образце фаз (воды и газа) при циклическом изменении давления, которое и приводит к дополнительному впитыванию воды в образец. Изменения давления в водной фазе оказывают также механическое воздействие на местопо-



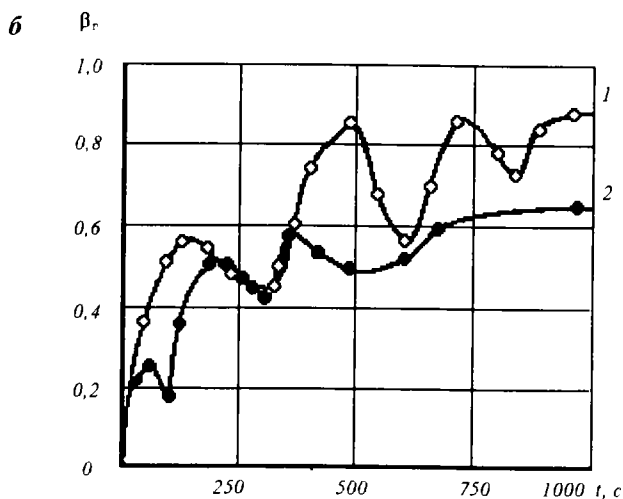
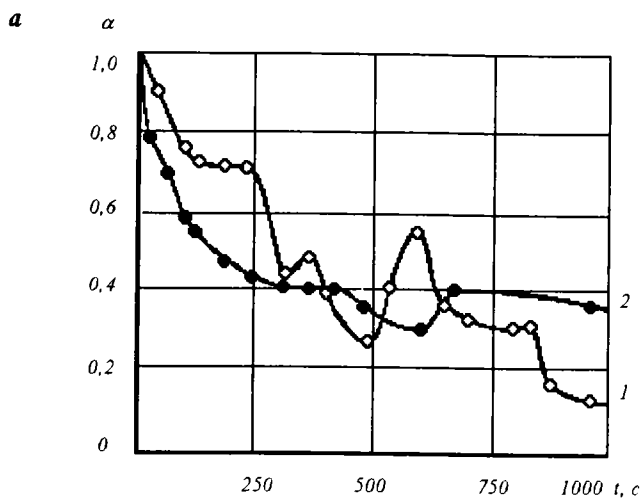


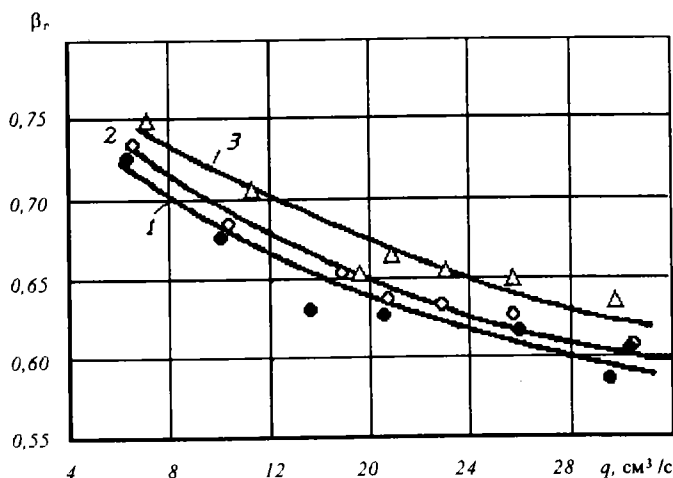
Рис. 6.28. Зависимости изменения во времени коэффициентов остаточной газонасыщенности (а) и извлечения газа (б) по исследованным вариантам 1 и 2

ложение пузырьков защемленного газа в поровом пространстве образца, "вымывая" их, выводя их из положения равновесия.

## Вытеснение газа водой из трещиновато-пористых коллекторов при циклических изменениях давления

Исследования капиллярных процессов – необходимое, но не достаточное условие для суждений о возможности и целесообразности циклических изменений давления при разработке залежи газа с трещиновато-пористыми коллекторами при водонапорном режиме. Поэтому необходимы исследования на модели пласта с воспроизведением соответствующих процессов, которые могут протекать в реальной залежи.

Методика лабораторных экспериментов во многом аналогична описанной в параграфах 8 и 9 настоящей главы. Также исследовались безводный и водный периоды и период снижения давления в модели при продолжающемся отборе флюидов. Изучался механизм формирования остаточной газонасыщенности трещиновато-пористых коллекторов как при циклическом изменении давления в безводный период вытеснения газа водой, так и при циклическом понижении давления в обводненных моделях пластов. Изменение давления в модели в безводный период вытеснения производилось двумя способами: первый – периодическое прекращение отбора флюида из модели при неизменном давлении на входе в модель, равном начальному, и второй – повышение давления на



**Рис 6.29.** Зависимости коэффициента безводного извлечения газа от величины темпа отбора газа:

1 – обычное вытеснение; 2, 3 – вытеснение с циклическим изменением давления по первому и второму вариантам соответственно

входе в модель при сохранении одних и тех же условий на выходе из модели. В первом случае имитировались процессы, протекающие в пластах при распространении возмущений от линий отбора флюидов. При этом среднее давление в модели в фазе восстановления давления не достигало значения начального давления и, как правило, превышало текущее давление всего на 5-10%.

Во втором случае моделировались процессы с возмущением, передающимся в направлении от линии закачки. Среднее давление в модели в период повышения давления превышало начальное и в 1,2 - 1,3 раза было выше текущего.

При воздействии по первому варианту изменения давления прирост коэффициента извлечения составлял 2-4 пункта, а по второму – 5-8 пунктов от начальных запасов газа в модели. Об этом можно судить по зависимостям коэффициентов извлечения от размерной величины отбора газа, представленным на рис. 6.29.

$\beta_r$

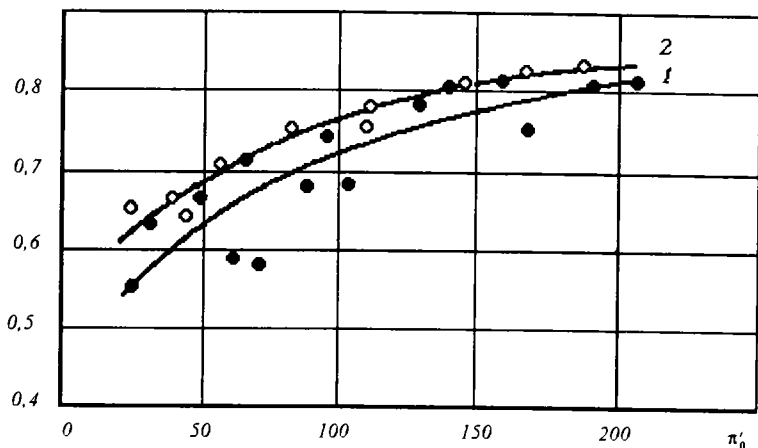


Рис. 6.30. Зависимости коэффициента извлечения газа от параметра  $\pi_0'$

1 – обычное вытеснение; 2 – вытеснение с циклическим изменением давления

Эксперименты показывают, что циклическое воздействие на модель пласта сказывается не только на показатели безводного периода вытеснения, но и на коэффициент извлечения газа в водный период. Об этом говорят результаты критериальной обработки соответствующих опытных данных, которые приводятся на рис. 6.30. Здесь параметр  $\pi_0'$  имеет следующую структуру

$$\pi'_0 = \frac{t \sigma \cos \theta \sqrt{k/m}}{\mu_B L_0 H_0} \frac{p z_n}{p_n z}$$

где  $t$  – время процесса вытеснения;  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границах газ-вода;  $k, m$  – коэффициенты проницаемости и пористости блоков коллектора;  $L_0$  и  $H_0$  – длина и радиус блоков;  $p_n$  и  $p$  – начальное и текущее давление в момент  $t$  в модели.

Эксперименты показывают, что циклические изменения давления также благоприятно сказываются на степени извлечения остаточного в обводненной модели газа.

Таким образом, наряду с дополнительными экспериментами по интенсификации процесса извлечения газа из трещиновато-пористых сред целесообразны и необходимы промышленные эксперименты по циклическим изменениям давления в реальных залежах газа.

## Контрольные вопросы

1. В чем заключаются достоинства приближенной теории укрупненной скважины?
2. В чем состоит условность утверждения: решения Ван Эвердингена и Херста – точные решения для укрупненной скважины?
3. Каков алгоритм расчета поступления в залежь контурной воды при использовании обобщенного уравнения материального баланса для водонапорного режима?
4. На что влияет перераспределение отбора газа между скважинами при проявлении водонапорного режима?
5. Идея расчета динамики обводнения одной скважины и продукции залежи в целом?
6. Влияние поведения заземленного газа на показатели разработки газовой залежи при водонапорном режиме?
7. Принципиальные отличия проявления водонапорного режима в трещиновато-пористых коллекторах?
8. Значимость капиллярных процессов при водонапорном режиме?
9. Физический смысл влияния циклических изменений давления на газоотдачу пласта?

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА

---

Месторождения газа часто представляют собой совокупность залежей газа. В этом случае говорят, что имеют дело с многопластовым месторождением. Группа месторождений (залежей) газоносной провинции бывает приурочена к единой пластовой водонапорной системе. Многопластовые месторождения и месторождения газоносной провинции имеют много общего с разных точек зрения.

1. Для данных месторождений характерно взаимодействие в процессе разработки отдельных залежей газа. В случае многопластовых месторождений два или более продуктивных пласта приходится разрабатывать единой сеткой скважин. Тогда залежи газа газодинамически взаимодействуют через систему скважин. В случае месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе, наблюдается их интерференция. Здесь гидродинамическая взаимосвязь предопределяется данным водонапорным бассейном.

2. Рассматриваемые совокупности залежей газа представляют собой единое целое также с экономической точки зрения. Так, обычно задается отбор газа из многопластового месторождения в целом или газоносной провинции. Возникает задача оптимального распределения планируемого отбора газа по отдельным залежам.

3. Залежи многопластового месторождения и газоносной провинции, как правило, взаимодействуют между собой и в рамках поверхностного обустройства. Для одной газоносной провинции сооружаются межпромысловые газосборные коллекторы, единые головные компрессорные станции, общие межпромысловые сооружения и объекты. Это приводит к тому, что добыча газа с отдельных промыслов контролируется (предопределяется) межпромысловыми системами сбора, обработки и перекачки газа и конденсата.

Для рассматриваемой группы залежей, кроме газа и конденсата, в качестве товарного продукта может выступать какой-либо иной компонент (сероводород, гелий и др.). Тогда при распределении добычи газа между залежами приходится учитывать требования газоперерабатывающего завода на поставку продукции определенной кондиции (в связи с различием компонентных составов газов отдельных залежей).

# 1. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Многие газовые и газоконденсатные месторождения являются многопластовыми. В некоторых случаях продуктивный горизонт целесообразно подразделять на отдельные объекты эксплуатации, объекты разработки, особенно если они разобщены друг от друга достаточно выдержанными по площади пропластками, например глинистыми.

## Некоторые особенности многопластовых месторождений

Для теории и практики разработки многопластовых газовых месторождений важно установить проницаемость, слабую проницаемость или непроницаемость разделяющих перемычек. В некоторых случаях по данным разведочных скважин можно ответить на этот вопрос.

Если одновременно выполняются следующие условия:

- 1) распределение начальных пластовых давлений по горизонтам подчиняется барометрической формуле;
- 2) контакты газ — вода находятся на одной отметке;
- 3) составы газов во всех горизонтах одинаковы<sup>1</sup>, то с достоверностью можно утверждать о наличии газодинамической связи, по крайней мере, проявленной за геологическое время. В таких случаях при проведении прогнозных расчетов следует иметь в виду возможность наличия газодинамической связи в процессе разработки многопластового месторождения.

При невыполнении указанных условий, а также при распределении начального давления в горизонтах по формуле гидростатики можно с уверенностью говорить об изолированности между собой продуктивных горизонтов. При указанной идентификации следует иметь в виду возможность отсутствия газодинамической связи между пластами и наличия гидродинамической связи в области водоносности. Тогда одно из перечисленных условий может выполняться.

Приходится сталкиваться также с так называемыми пластово-массивными месторождениями газа. Одно из характерных и весьма интересных — Шебелинское месторождение, представленное тремя продуктивными горизонтами — НАГ, СМП и АСК. При разбуривании месторождения не была выявлена дифференциация пластовых давлений по горизонтам. Это, как оказалось, объяс-

---

<sup>1</sup> Строго говоря, составы, особенно в случае газоконденсатных залежей, при наличии  $H_2S$  и  $CO_2$  изменяются с глубиной в связи с ростом температуры и давления (см. параграф 12 гл. 2.)

няется значительно развитой тектонической трещиноватостью в сводовой части месторождения.

При разработке месторождения столкнулись с хорошей газодинамической связью между отдельными горизонтами в этой сводовой части. На периферии горизонты оказались разобобщенными между собой. Как отмечалось в параграфе 2 гл.5, это привело к различиям пластовых давлений по горизонтам в процессе разработки. Интересно и то, что при разработке на периферии горизонтов практически отсутствовала газодинамическая связь по напластованию. Поэтому по мере разбуривания, в частности, периферийных зон увеличивались начальные запасы газа в месторождении. При этом даже после значительного периода разработки в периферийных скважинах при их освоении получали пластовые давления, близкие к начальному.

### **Месторождения с разобобщенными залежами газа**

При разработке многопластовых месторождений могут реализовываться совместная, раздельная, комбинированная и совместно-раздельная сетки скважин (рис. 7.1, 7.2). В первом случае каждая скважина одновременно дренирует два пласта и более. Во втором случае на каждую залежь или пачку бурится своя система скважин.

С начала разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края на нижнемеловые отложения бурилась единая сетка добывающих скважин. В связи с преждевременным обводнением газовых скважин в нижнемеловых отложениях стали выделять отдельные продуктивные пачки. Для регулирования выработки отдельных пачек на них добуривали новые скважины. Так сложилась комбинированная сетка скважин.

На Ачакском, Крестищенском и других месторождениях внедрена одновременная раздельная эксплуатация двух пластов одной скважиной.

Для разобобщения потока используется пакер. Продукция нижнего пласта поступает на поверхность по НКТ, верхнего – по затрубному пространству.

Раздельная сетка скважин применяется в следующих случаях.

- Каждый из пластов характеризуется высокой продуктивностью.
- Один из горизонтов, например, чисто газовый, а другой – газоконденсатный.
- Газ одного из горизонтов содержит, а другого не содержит кислые или другие компоненты.

- Начальные пластовые давления в горизонтах существенно различаются.
- Один из горизонтов следует разрабатывать при одном, а другой – при ином технологическом режиме эксплуатации (например, один представлен рыхлым, а другой – устойчивым коллектором).

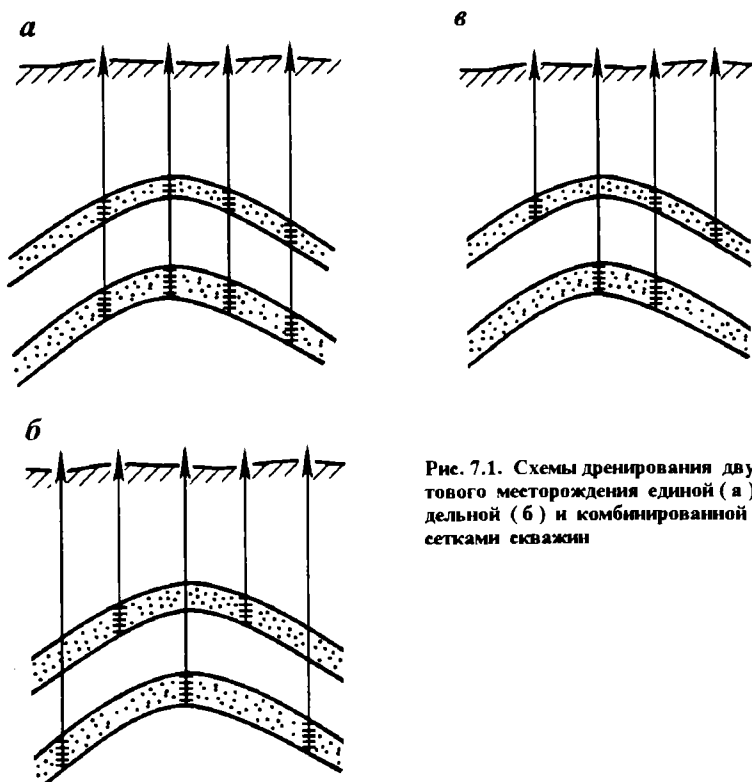
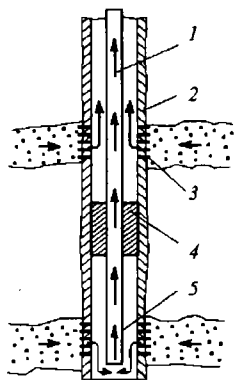


Рис. 7.1. Схемы дренирования двухпластового месторождения единой (а), раздельной (б) и комбинированной (в) сетками скважин

Если нет указанных ограничений, то экономически целесообразной может оказаться совместная сетка скважин. Так, на Газлинском месторождении продуктивные горизонты IX и X разрабатываются раздельными сетками скважин. Выявленная в процессе разведки продуктивность горизонтов IX и X позволила заложить в проект начальные дебиты 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут при депрессиях на пласт соответственно 0,2 и 0,3 МПа. Продуктивность горизонтов XII и XIII позволила предложить для них совместную сетку скважин с суммарным дебитом 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 0,5 МПа.





**Рис. 7.2. Схема одновременной раздельной эксплуатации двухпластового месторождения**

1 – поток газа в НКТ из нижнего пласта; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – перфорационные отверстия; 4 – пакер; 5 – НКТ

Компромиссным между раздельной и совместной разработкой служит вариант одновременной раздельной эксплуатации одной скважиной двух пластов.

При раздельной разработке многопластового месторождения требуемое число скважин для добычи заданного количества газа к концу периода постоянной добычи часто превышает число скважин для совместной разработки одной сеткой скважин нескольких пластов. Однако только число скважин не определяет эффективность системы разработки. Так, при исследовании варианта раздельной эксплуатации обычно рассматриваются скважины меньшего диаметра, чем для варианта совместной разработки. Следовательно, с точки зрения экономики здесь не все сразу очевидно. При этом не только экономические аспекты приходится принимать во внимание.

Так, при реализации раздельной сетки скважин упрощается контроль за разработкой месторождения, анализ и регулирование процессов разработки многопластового месторождения, особенно при водонапорном режиме в одном или всех пластах. При совместной, одновременной раздельной эксплуатации решение этих задач значительно усложняется. Затрудняется также проведение ремонтных и изоляционных работ.

Таким образом, нередко трудно бывает заранее отдать предпочтение тому или иному варианту разработки многопластового месторождения.

Для этого требуется проведение многовариантных технико-экономических расчетов и учет геолого-промысловых особенностей месторождения. Отметим, что показатели разработки для каждой залежи многопластового месторождения при раздельных сетках скважин определяются по одной из приведенных ранее методик.

## Месторождения с газодинамической связью между пластами

Наличие газодинамической связи между пластами может значительно влиять на все технико-экономические показатели разработки многопластовых месторождений. При составлении проекта ОПЭ, к сожалению, трудно бывает оценить влияние слабопроницаемой перемычки между пластами на прогнозные показатели. Однако появляется реальная возможность для учета данного фактора при составлении проекта промышленной разработки, и тем более проекта доразработки месторождения.

Для месторождений рассматриваемого типа могут представить интерес в плане технико-экономической эффективности различные варианты разработки (рис. 7.3, 7.4).

Как и в предыдущем случае, на каждый пласт может буриться своя сетка скважин. Могут использоваться совместная, раздельная и комбинированная сетки скважин.

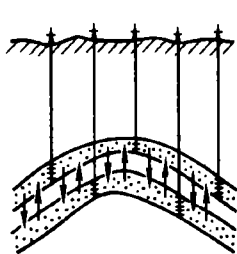


Рис. 7.3. Раздельные сетки скважин при наличии газодинамической связи между пластами

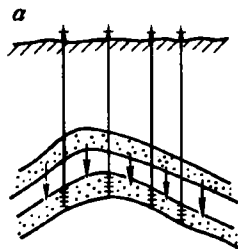
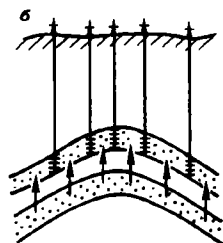


Рис. 7.4. Разработка двухпластового месторождения (при наличии газодинамической связи) за счет дренирования скважинами нижнего (а) и верхнего (б) пластов



В отличие от предыдущего случая, многопластовое месторождение при наличии газодинамической связи может разрабатываться одной сеткой скважин, пробуренных на нижний или только верхний пласт (см. рис. 7.4). Предположим, что верхний продуктивный пласт обладает низкими коллекторскими свойствами или представлен несцементированным песком. В обоих случаях дебиты скважин могут оказаться малыми, а потребное число скважин на разработку верхнего горизонта – значительным. В случае, если продуктивность скважин, пробуренных на нижний пласт, высока, то целесообразно бурить добывающие скважины только на этот горизонт. Тогда верхний пласт будет отрабатываться за счет перетока газа в нижний пласт вследствие значительной площади контакта между горизонтами, даже в случае низких коэффициентов проницаемости слабопроницаемой пере-

мычки. Обменные процессы могут оказаться интенсивными.

Таким образом, при проектировании и реализации проекта разработки многопластового месторождения при наличии газодинамической связи между пластами необходимо считаться с обменными процессами (в основном по газу) между отдельными горизонтами. Направление и интенсивность перетоков газа здесь почти целиком зависит от принятых проектных решений.

Очевидно, что в приведенных схемах дренирования многопластовых месторождений с успехом могут использоваться горизонтальные скважины, а также комбинации вертикальных и горизонтальных скважин.

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЕГО ЕДИНОЙ СЕТКОЙ СКВАЖИН

Прогнозирование показателей разработки многопластового месторождения здесь будем осуществлять с использованием понятия средней скважины. Предполагаем, что скважины размещены достаточно равномерно по площади газоносности. В результате считаем, что изменение во времени среднего давления в каждом из продуктивных пластов определяет интенсивность притоков газа из них и соответственно влияет на показатели разработки месторождения в целом. Расчетная схема задачи приведена на рис. 7.5.

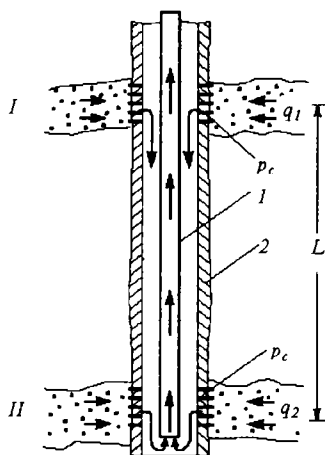


Рис. 7.5. Расчетная схема при дренировании двухпластового месторождения единой сеткой скважин.

Пласт: I — первый; II — второй; 1 — НКТ; 2 — эксплуатационная колонна

Для простоты рассматривается двухпластовое месторождение. По затрубному пространству газ из пласта I движется с дебитом  $q_1$  к башмаку НКТ. Газ поступает на поверхность по НКТ

с суммарным дебитом  $q_1 + q_2$ . В расчетной схеме величины и параметры, относящиеся к верхнему пласту, будем помечать индексом 1, а к нижнему пласту – индексом 2.

Итак, задан суммарный во времени отбор газа из двухпластового месторождения  $Q = Q(t)$ . Известны необходимые для расчетов параметры. В частности, по данным исследований скважин установлена продуктивная характеристика каждого пласта. Начальные пластовые давления в залежах различаются незначительно. Каждый горизонт характеризуется своей допустимой депрессией на пласт. Требуется определить основные показатели разработки многопластового месторождения.

Исходя из уравнения притока реального газа к скважине из первого пласта

$$p_{н1}^2 - p_{с1}^2 = A_1(\mu^* z)_{ср1} q_{н1} + B_1 z_{ср1} q_{н1}^2 \quad (7.1)$$

и уравнения технологического режима эксплуатации скважины применительно к первому пласту

$$p_{н1} - p_{с1} = \delta_1, \quad (7.2)$$

определяем дебит газа  $q_{н1}$  из первого пласта в начальный момент:

$$q_{н1} = -\frac{A_1(\mu^* z)_{ср1}}{2B_1 z_{ср1}} + \sqrt{\left(\frac{A_1(\mu^* z)_{ср1}}{2B_1 z_{ср1}}\right)^2 + \frac{\delta_1(2p_{н1} - \delta_1)}{B_1 z_{ср1}}} \quad (7.3)$$

По уравнению  $p_{с1} = p_{н1} - \delta_1$  вычисляется забойное давление против первого пласта в начальный момент. По найденным  $p_{с1}, q_{н1}$ , известному  $L$  (расстояние между серединой интервала перфорации первого пласта и башмаком НКТ) с использованием формулы Г.А. Адамова (при учете направления потока газа) вычисляется забойное давление против второго пласта  $p_{с2}$ .

Если оказывается, что

$$p_{н2} - p_{с2} \leq \delta_2 \quad (7.4)$$

то определяется дебит газа из второго пласта по формуле

$$q_{н2} = -\frac{A_2(\mu^* z)_{ср2}}{2B_2 z_{ср2}} + \sqrt{\left(\frac{A_2(\mu^* z)_{ср2}}{2B_2 z_{ср2}}\right)^2 + \frac{p_{н2}^2 - p_{с2}^2}{B_2 z_{ср2}}} \quad (7.5)$$

Здесь  $\delta_1, \delta_2$  – допустимые депрессии на I и II пласт соответственно.

Если расстояние между пластами мало и можно пренебречь потерями давления на участке ствола скважины  $L$ , то приток газа из второго пласта можно найти по формуле (7.5), приняв  $p_{c2} = p_{c1}$ .

Если  $p_{n2} - p_{c2} > \delta_2$ , то подбирается такая депрессия на верхний пласт  $\delta'_1$ , чтобы в результате расчетов выполнялось неравенство (7.4). Поэтому в дальнейшем полагаем, что неравенство (7.4) на всех временных слоях выполняется. Зная суммарный объемный дебит газовой скважины  $q_n = q_{n1} + q_{n2}$ , нетрудно вычислить потребное число газовых скважин на начало разработки месторождения  $n_n$ . Найденное решение задачи на начальный момент позволяет перейти к определению показателей разработки многопластового месторождения через  $\Delta t$ . Рассмотрим определение показателей разработки на любой момент  $t$  в предположении, что известно решение задачи на момент  $t - \Delta t$ .

На момент  $t$  для первого пласта имеем следующую систему исходных уравнений:

$$\tilde{p}_1(t) = \left( \frac{p_{n1}}{z_{n1}} - \frac{p_{ат} Q_{доб1}(t)}{\alpha_1 \Omega_{n1}} \frac{T_{пл1}}{T_{ст}} \right) z [\tilde{p}_1(t)] \quad (7.6)$$

$$\tilde{p}_1^2(t) - p_{c1}^2(t) = A_1 (\mu^* z)_{ср1} q_1(t) + B_1 z_{ср1} q_1^2(t) \quad (7.7)$$

$$\tilde{p}_1(t) - p_{c1}(t) = \delta_1 \quad (7.8)$$

Соответственно для второго пласта имеем:

$$\tilde{p}_2(t) = \left( \frac{p_{n2}}{z_{n2}} - \frac{p_{ат} Q_{доб2}(t)}{\alpha_2 \Omega_{n2}} \frac{T_{пл2}}{T_{ст}} \right) z [\tilde{p}_2(t)] \quad (7.9)$$

$$\tilde{p}_2^2(t) - p_{c2}^2(t) = A_2 (\mu^* z)_{ср2} q_2(t) + B_2 z_{ср2} q_2^2(t) \quad (7.10)$$

Непосредственное определение по уравнениям (7.6) - (7.10) (и по формуле Г.А. Адамова) притока из первого и второго пластов в момент  $t$  не представляется возможным, так как неизвестно, как перераспределится суммарный отбор газа между пластами, т.е. неизвестны добытые количества газа из первого и второго пластов на момент  $t$ . Поэтому при расчетах в первом приближении добытые

момент  $t$ . Поэтому при расчетах в первом приближении добытые количества газа из первого и второго пластов оцениваются по формулам

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{доб1}}(t) &\approx Q_{\text{доб1}}(t - \Delta t) + n(t - \Delta t)q_1(t - \Delta t)\Delta t \\ Q_{\text{доб2}}(t) &\approx Q_{\text{доб2}}(t - \Delta t) + n(t - \Delta t)q_2(t - \Delta t)\Delta t \end{aligned} \right\} \quad (7.11)$$

Тогда при решении системы уравнений (7.6)÷(7.8) можно найти  $\tilde{p}_1(t)$ ,  $p_{c1}(t)$ ,  $q_1(t)$ . По формуле Г.А. Адамова определяется забойное давление  $p_{c2}(t)$ . По известному давлению  $p_{c2}(t)$  и приближенному значению  $Q_{\text{доб2}}(t)$  в результате решения системы уравнений (7.9), (7.10) вычисляются  $\tilde{p}_2(t)$ ,  $q_2(t)$ .

Суммарный дебит средней скважины в момент  $t$  равен

$$q(t) = q_1(t) + q_2(t),$$

а потребное число газовых скважин составляет

$$n(t) = Q(t)/q(t).$$

Далее рассчитываются показатели во втором приближении. Порядок расчетов аналогичен рассмотренному. Добытые количества газа из первого и второго пластов на момент  $t$ , необходимые для расчетов во втором и последующих приближениях, вычисляются по формулам

$$Q_{\text{доб1}}(t) \approx Q_{\text{доб1}}(t - \Delta t) + [n(t - \Delta t)q_1(t - \Delta t) + n(t)q_1(t)]\frac{\Delta t}{2}; \quad (7.12)$$

$$Q_{\text{доб2}}(t) \approx Q_{\text{доб2}}(t - \Delta t) + [n(t - \Delta t)q_2(t - \Delta t) + n(t)q_2(t)]\frac{\Delta t}{2}. \quad (7.13)$$

Проведение расчетов в указанной последовательности и для других моментов времени позволяет найти зависимости изменения во времени основных показателей разработки многопластового месторождения для периодов нарастающей и постоянной добычи газа.

На особенностях расчетов для периода падающей добычи, а также при водонапорном режиме не останавливаемся, так как здесь отсутствуют трудности принципиального порядка [143].

### Пример расчетов при $p_{н1} = p_{н2}$

По изложенной методике определены показатели разработки двухпластового месторождения *С* для периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи газа.

Изменение во времени отбора газа из рассматриваемого месторождения в периоды нарастающей и постоянной добычи задано таким же, как из месторождения *А*. Здесь и в некоторых дальнейших примерах предполагается, что два пласта дренируются единой сеткой скважин.

Исходные данные, принятые в расчетах, следующие:  $p_{н1} = p_{н2} = 30$  МПа, состав газа как в месторождении *А*;  $\tilde{\alpha}_1 \Omega_{н1} = 1,1 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ,  $\tilde{\alpha}_2 \Omega_{н2} = 1 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ;  $A_1 = 13,7 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{с/м}^3$ ;  $B_1 = 46,5 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа} \cdot \text{с/м}^3)^2$ ;  $A_2 = 20 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{с/м}^3$ ;  $B_2 = 70 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа} \cdot \text{с/м}^3)^2$ ;  $\delta_1 \leq 3,8$  МПа;  $\delta_2 \leq 3,8$  МПа. Результаты соответствующих расчетов приведены на рис. 7.6.

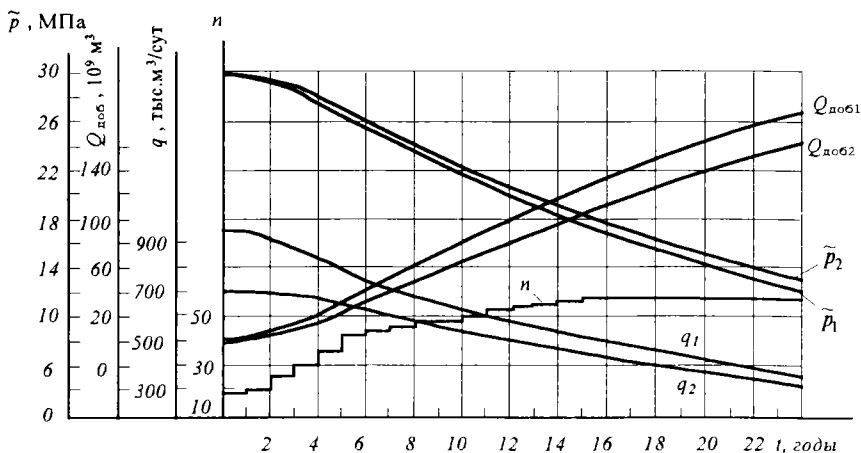


Рис. 7.6. Изменение во времени показателей разработки месторождения *С* в условиях газового режима ( $p_{н1} = p_{н2} = 30$  МПа)

Согласно исходным данным, первый пласт имеет большие запасы, чем второй. Тем не менее среднее пластовое давление в первом пласте уменьшается быстрее, чем во втором, вследствие лучшей продуктивной характеристики. При этом, естественно, допустимая депрессия лишь одного из пластов (второго) определяла суммарный дебит скважины и соответственно иные показатели разработки месторождения *С*.

Когда расстояние между пластами мало и в расчетах можно использовать равенство  $p_{c1}(t) \approx p_{c2}(t)$ , то целесообразно учитывать следующее. В начальный момент, например, для первого пласта при допустимой депрессии  $\delta_1$  определяются искомые показатели разработки. Если оказывается, что  $p_{n2} - p_{c1} > \delta_2$ , то расчеты начинают вновь и теперь уже в качестве базового рассматривается второй пласт. Тогда показатели разработки двухпластового месторождения определяем исходя из допустимой депрессии на второй пласт. Рабочая же депрессия на первый пласт будет в этом случае меньше допустимой. Таким образом, в процессе расчета необходимо постоянно устанавливать, какой из пластов в какой момент лимитирует условия при вычислении суммарного дебита скважины.

### Учет различий начальных пластовых давлений

Изложенный алгоритм пригоден для определения показателей разработки как для случаев, когда  $p_{n1} = p_{n2}$  так и для случаев, когда  $p_{n1} \neq p_{n2}$ . Однако при неодинаковых пластовых давлениях область применимости изложенных алгоритмов распространяется на случаи

$$\tilde{p}_i(t) - p_c(t) \geq 0$$

Если в начальный или текущие моменты времени для  $i$ -го пласта имеем неравенство вида

$$\tilde{p}_i(t) - p_c(t) < 0,$$

то это означает, что  $i$ -й пласт – поглощающий. Тогда для него уравнение притока (оттока) записывается в виде:

$$p_c^2(t) - \tilde{p}_i^2(t) = A_i q_i(t) + B_i q_i^2(t)$$

После вычисления расхода  $q_i(t)$ , поглощаемого  $i$ -м пластом, расходу  $q_i(t)$  присваивается знак минус. В дальнейших расчетах (в выражениях (7.12), (7.13), а следовательно, и в уравнении материального баланса) знак и величина  $q_i(t)$  позволяют учесть поглощение газа пластом. С этим приходится иметь дело, например, при анализе разработки газового месторождения, т.е. при воспроизведении данных истории его разработки. При прогнозных же расчетах предполагается, что вводится в разработку горизонт с наибольшим пластовым давлением. После выравнивания пластовых давлений к дренированию подключается другой горизонт.



### Пример расчетов для случая, когда $p_{н1} \neq p_{н2}$

Результаты расчетов на ЭВМ по только что изложенному алгоритму приведены на рис. 7.7. Показатели разработки определены для месторождения С. Исходные данные – предыдущего примера, кроме того:  $p_{н1} = 30$  МПа и  $p_{н2} = 25$  МПа (верхний пласт).

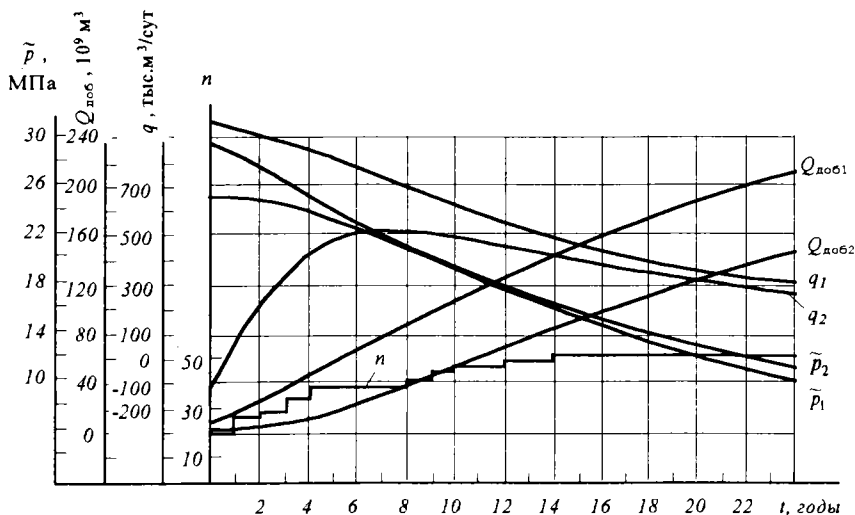


Рис. 7.7. Изменение во времени показателей разработки месторождения С ( $p_{н1} = 30$  МПа,  $p_{н2} = 25$  МПа)

В начальные моменты второй пласт поглощал газ. Так, при  $t = 0$ ,  $p_c = p_{н1} - \delta_1 = 26,2$  МПа и  $p_{н2} - p_c = -1,2$  МПа. В связи с этим, пока давления в пластах не сравнялись, первый пласт определял дебит скважины. В этот период рабочая депрессия на второй пласт все время возрастала, что объясняет увеличение притока газа из этого пласта. С момента достижения равенства  $\tilde{p}_1(t) = \tilde{p}_2(t)$  показатели разработки стал контролировать второй пласт. Приведенный вариант расчетов показывает, в частности, что второй пласт нецелесообразно вводить в разработку с самого начала, если ориентироваться на единую сетку скважин.

### 3. ОСОБЕННОСТИ ФОРМУЛИРОВАНИЯ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ ПРИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ПЛАСТАМИ

В теории и практике разработки нефтяных и газовых месторождений приходится сталкиваться с необходимостью учитывать

при проектировании и анализе процессов разработки многопластовых месторождений наличие гидро- или газодинамической связи между пластами.

Сообщение между пластами может возникнуть вследствие непосредственного их контакта (рис. 7.8). Решение задач разработки при наличии подобной связи между пластами требует значительной (и трудно определяемой) информации об изменении параметров пластов в направлении осей  $x$ ,  $y$  и  $z$ .

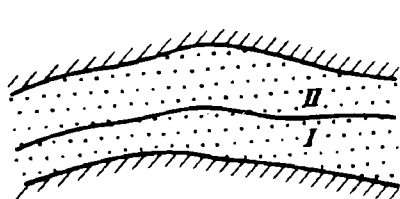


Рис. 7.8. Схема непосредственного контакта продуктивных пластов I и II

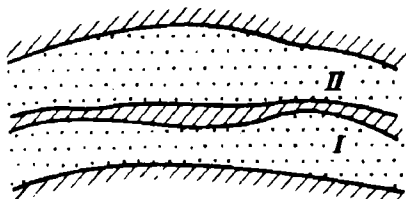


Рис. 7.9. Схема продуктивных пластов I и II, разделенных слабопроницаемой перемычкой

На границе между пластами должны соблюдаться условия непрерывности потока

$$\frac{k_1}{\mu} \frac{\partial p_1}{\partial n} = \frac{k_2}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial n} \quad (7.14)$$

и неразрывности давления

$$p_1(x, y, t) = p_2(x, y, t). \quad (7.15)$$

Здесь  $k$  — коэффициент проницаемости в направлении нормали  $n$ ; величины с индексом 1 относятся к нижнему пласту, с индексом 2 к верхнему. В настоящее время численные методы "сквозного" счета позволяют эффективно решать фильтрационные задачи подобного рода без специального выделения условий сопряжения на границах пластов или зон неоднородности [225].

Часто пласты разделяются слабопроницаемой перемычкой (рис. 7.9). В этом случае задачи теории фильтрации могут рассматриваться как двумерные. Следовательно, задача упрощается и даже возможно построение аналитических решений для определенных схематизированных фильтрационных течений. Кроме того, облегчается получение необходимой для данного класса задач информации о коллекторских свойствах пластов. Наличие газодинамической связи между пластами учитывается соответствующей

записью дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации газа (нефти).

Допустим, два пласта, однородные по коллекторским свойствам, разделены слабопроницаемой перемычкой. Параметры перемычки будем отмечать индексом "п". Выделим в пласте элементарный объем, как показано на рис. 7.10.

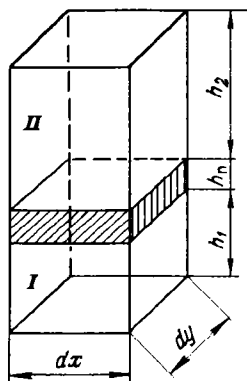


Рис. 7.10. Элементарный объем при наличии между пластами слабопроницаемой перемычки

Вывод дифференциальных уравнений дадим по схеме Л.Д. Воронковой. Изменение массы газа в нижнем пласте за счет фильтрационных потоков вдоль осей  $x$  и  $y$  составляет:

$$-\frac{\partial \rho_1 u_1}{\partial x} h_1 dx dy dt - \frac{\partial \rho_1 v_1}{\partial y} h_1 dx dy dt \quad (7.16)$$

Предполагаем, что газ из верхнего пласта перетекает в нижний (в пределах рассматриваемого элементарного объема). Тогда масса притекающего газа (с плотностью  $\rho$ ) за время  $dt$  равняется:

$$\rho \frac{k_n}{\mu} \frac{p_2 - p_1}{h_n} dx dy dt \quad (7.17)$$

Накопление газа в элементе нижнего пласта с учетом перетока из верхнего пласта равно сумме (7.16) и (7.17):

$$\left[ -h_1 \frac{\partial \rho_1 u_1}{\partial x} - h_1 \frac{\partial \rho_1 v_1}{\partial y} + \rho \frac{k_n}{\mu} \frac{p_2 - p_1}{h_n} \right] dx dy dt \quad (7.18)$$

Вместе с тем изменение массы в рассматриваемом элементе пласта за время  $dt$  составляет:

$$\alpha_1 m_1 h_1 \frac{\partial \rho_1}{\partial t} dx dy dt \quad (7.19)$$

Приравняв (7.18) и (7.19), получаем уравнение неразрывности для нижнего пласта:

$$-h_1 \frac{\partial \rho_1 u_1}{\partial x} - h_1 \frac{\partial \rho_1 v_1}{\partial y} = \alpha_1 m_1 h_1 \frac{\partial \rho_1}{\partial t} - \rho \frac{k_n}{\mu} \frac{p_2 - p_1}{h_n} \quad (7.20)$$

Соответственно для верхнего пласта с учетом перетока газа из него в нижний пласт имеем:

$$-h_2 \frac{\partial \rho_2 u_2}{\partial x} - h_2 \frac{\partial \rho_2 v_2}{\partial y} = \alpha_2 m_2 h_2 \frac{\partial \rho_2}{\partial t} + \rho \frac{k_n}{\mu} \frac{p_2 - p_1}{h_n} \quad (7.21)$$

Подстановка в (7.20) и (7.21) выражений для компонент вектора скорости фильтрации и уравнения состояния для идеального газа дает:

$$\frac{\partial^2 p_1^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p_1^2}{\partial y^2} = \frac{2\alpha_1 m_1 \mu}{k_1} \frac{\partial p_1}{\partial t} - \frac{2k_n}{k_1} \frac{p}{h_1 h_n} (p_2 - p_1); \quad (7.22)$$

$$\frac{\partial^2 p_2^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p_2^2}{\partial y^2} = \frac{2\alpha_2 m_2 \mu}{k_2} \frac{\partial p_2}{\partial t} + \frac{2k_n}{k_2} \frac{p}{h_2 h_n} (p_2 - p_1) \quad (7.23)$$

Понимая под  $p$  полусумму давлений в верхнем и нижнем пластах (в точке с координатами  $x$  и  $y$ ), т.е.  $p = (p_2 + p_1)/2$ , имеем:

$$\frac{\partial^2 p_1^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p_1^2}{\partial y^2} = \frac{2\alpha_1 m_1 \mu}{k_1} \frac{\partial p_1}{\partial t} - \frac{k_n}{k_1 h_1 h_n} (p_2^2 - p_1^2); \quad (7.24)$$

$$\frac{\partial^2 p_2^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p_2^2}{\partial y^2} = \frac{2\alpha_2 m_2 \mu}{k_2} \frac{\partial p_2}{\partial t} + \frac{k_n}{k_2 h_2 h_n} (p_2^2 - p_1^2) \quad (7.25)$$

Уравнения (7.24) - (7.25) – искомые дифференциальные уравне-

нения, описывающие фильтрационные процессы в пластах, разделенных слабопроницаемой перемычкой. Не представляет больших сложностей обобщение этих уравнений на случай учета неоднородности продуктивных отложений по коллекторским свойствам [143].

Таким образом, при наличии газодинамической связи между пластами, разделенными слабопроницаемой перемычкой, определение показателей разработки месторождения в условиях газового режима сводится к совместному решению системы уравнений типа (7.24), (7.25) при соответствующих начальном и граничных условиях. В качестве граничных задаются условия непроницаемости внешних границ пласта и условия по добывающим скважинам. Обменные процессы, проходящие при разработке многопластового месторождения, учитываются вводом добавочных членов в правые части уравнений (7.24) и (7.25).

Решению задач стационарной и нестационарной фильтрации жидкости и газа в пластах, разделенных слабопроницаемой перемычкой, посвящено множество исследований М.Т. Абасова, Ф.Б. Абуталиева А.А. Арсланова, М.А. Гусейзаде, Г.П. Гусейнова, К.Н. Джалилова, А.М. Кулиева, В.И. Мотякова, Н.Р. Мухидинова, П.Г. Шмыгли, В.Н. Щелкачева и др. [ 5, 7, 20, 78, 80, 89, 225, 333, 336].

Известные точные и приближенные решения нестационарных задач фильтрации жидкости и газа в пластах со слабопроницаемой перемычкой получены при допущении целого ряда упрощений, необходимость которых объясняется сложностью соответствующих краевых задач. Сложность возрастает при рассмотрении задач с подвижной границей раздела газ - вода (или даже двух жидкостей). Ниже дается приближенная методика определения показателей разработки многопластовых месторождений природных газов в условиях газового режима при наличии газодинамической связи между пластами

#### 4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ПРИ НАЛИЧИИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ПЛАСТАМИ

Расчеты по перспективе разработки месторождения при наличии газодинамической связи между пластами существенно упрощаются, если принять, что переток газа из пласта в пласт определяется изменениями соответствующих средних пластовых давлений. В некоторых случаях это допущение приемлемо.

Пусть первый пласт будет нижним, второй пласт – верхним и газ перетекает из второго пласта в первый. Пласты разрабатываются отдельными сетками скважин. Для каждого пласта заданы отборы газа в функции времени. При определении показателей разработки необходимо учитывать обменные процессы между пластами.

## Исходные уравнения

Уравнения материального баланса для первого и второго пластов с учетом перетока газа записываются в виде (в случае газового режима)

$$\frac{p_n \tilde{\alpha}_1 \Omega_{n1}}{z_n} = \frac{\tilde{p}_1(t) \tilde{\alpha}_1 \Omega_{n1}}{z[p_1(t)]} + p_{ат} Q_{доб1}(t) \frac{T_{пл1}}{T_{ст}} - p_{ат} Q_{пер}^*(t), \quad (7.26)$$

$$\frac{p_n \tilde{\alpha}_2 \Omega_{n2}}{z_n} = \frac{\tilde{p}_2(t) \tilde{\alpha}_2 \Omega_{n2}}{z[p_2(t)]} + p_{ат} Q_{доб2}(t) \frac{T_{пл2}}{T_{ст}} + p_{ат} Q_{пер}^*(t). \quad (7.27)$$

Использование уравнений (7.26) и (7.27) означает, что известны запасы газа, начальные пластовые давления и температуры по пластам, заданы отборы газа из каждого пласта. В уравнениях (7.26) и (7.27)  $Q_{пер}^*(t)$  – суммарное количество перетекшего газа из второго пласта в первый, приведенное к  $p_{ат}$  и  $T_{пл}$ . Очевидна связь между  $Q_{пер}^*(t)$  и дебитом перетока  $q_{пер}^*(t)$

$$Q_{пер}^*(t) = \int_0^t q_{пер}^* dt \quad (7.28)$$

Пусть площадь перемычки, через которую перетекает газ, равна  $F$ . Тогда дебит перетока через перемычку в момент  $t$  составит

$$q_{пер}^*(t) = F \frac{k_n}{\mu(\tilde{p})} \frac{\tilde{p}}{z(\tilde{p}) p_{ат}} \frac{\tilde{p}_2(t) - \tilde{p}_1(t)}{h_n} \quad (7.29)$$

Здесь  $\tilde{p}$  – среднее между средними давлениями в первом и втором пластах в момент  $t$ , т. е.  $\tilde{p}(t) = 0,5 \cdot [\tilde{p}_1(t) + \tilde{p}_2(t)]$ . Тогда уравнение (7.29) переписывается в виде

$$q_{пер}^*(t) = \gamma \frac{\tilde{p}_2^2(t) - \tilde{p}_1^2(t)}{\mu(\tilde{p}) z(\tilde{p})} \quad (7.30)$$

Здесь  $\gamma = k_n F / (2h_n p_{ат})$  – интегральный фильтрационный параметр слабопроницаемой перемычки. Параметр  $\gamma$  – трудно определяемая величина из геологической информации о месторождении.

Поэтому применение рассматриваемой ниже методики расчетов рекомендуется при составлении проектов доработки. Параметр  $\gamma$  при этом определяется (или уточняется) по данным предыдущей разработки месторождения.

### Алгоритм прогнозных расчетов

Совместное решение системы уравнений (7.26), (7.27), (7.28) и (7.30) позволяет найти зависимости изменения во времени средних давлений в пластах  $\tilde{p}_1 = \tilde{p}_1(t)$  и  $\tilde{p}_2 = \tilde{p}_2(t)$ . Тогда иные показатели разработки вычисляются так же, как для отдельной залежи газа.

Пусть на момент  $t - \Delta t$  периода нарастающей или постоянной добычи газа искомые показатели разработки известны. Рассмотрим порядок расчетов для момента  $t$ .

Нетрудно видеть, что выражение (7.28) для суммарного количества перетекшего газа из одного пласта в другой ко времени  $t$  можно записать в виде

$$Q_{\text{пер}}^*(t) = Q_{\text{пер}}^*(t - \Delta t) + \left[ q_{\text{пер}}^*(t - \Delta t) + q_{\text{пер}}^*(t) \right] \frac{\Delta t}{2}. \quad (7.31)$$

Здесь дебит перетока относится к соответствующему моменту (а не интервалу, как при использовании метода суперпозиции в случае водонапорного режима).

Тогда уравнения материального баланса (7.26) и (7.27) с учетом (7.30) и (7.31) представляются следующим образом:

$$\frac{p_n \tilde{\alpha}_1 \Omega_{n1}}{z_n} = \frac{\tilde{p}_1(t) \tilde{\alpha}_1 \Omega_{n1}}{z[p_1(t)]} + p_{\text{ат}} Q_{\text{дооб1}}(t) \frac{T_{\text{пл1}}}{T_{\text{ст}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{пер}}^*(t - \Delta t) - \quad (7.32)$$

$$- p_{\text{ат}} \frac{\Delta t}{2} q_{\text{пер}}^*(t - \Delta t) - p_{\text{ат}} \frac{\Delta t}{2} \gamma \frac{\tilde{p}_2^2(t) - \tilde{p}_1^2(t)}{\mu(\tilde{p})z(\tilde{p})};$$

$$\frac{p_n \tilde{\alpha}_2 \Omega_{n2}}{z_n} = \frac{\tilde{p}_2(t) \tilde{\alpha}_2 \Omega_{n2}}{z[p_2(t)]} + p_{\text{ат}} Q_{\text{дооб2}}(t) \frac{T_{\text{пл2}}}{T_{\text{ст}}} + p_{\text{ат}} Q_{\text{пер}}^*(t - \Delta t) + \quad (7.33)$$

$$+ p_{\text{ат}} \frac{\Delta t}{2} q_{\text{пер}}^*(t - \Delta t) + p_{\text{ат}} \frac{\Delta t}{2} \gamma \frac{\tilde{p}_2^2(t) - \tilde{p}_1^2(t)}{\mu(\tilde{p})z(\tilde{p})}.$$

Система уравнений (7.32) и (7.33) содержит два неизвестных средних давления  $\tilde{p}_1(t)$  и  $\tilde{p}_2(t)$  в пластах I и II в момент  $t$  и зависящие от них параметры газа. Поэтому при нахождении этих давлений по уравнениям (7.32) и (7.33) приходится прибегать к методу последовательных приближений. В первом приближении принимаем, что

$$\begin{aligned} z[\tilde{p}_1(t)] &\approx z[\tilde{p}_1(t - \Delta t)] ; & z[\tilde{p}_2(t)] &\approx z[\tilde{p}_2(t - \Delta t)] ; \\ z[\tilde{p}(t)] &\approx z[\tilde{p}(t - \Delta t)] ; & \mu[\tilde{p}(t)] &\approx \mu[\tilde{p}(t - \Delta t)] . \end{aligned} \quad (7.34)$$

Дальнейший порядок расчетов очевиден и не нуждается в пояснениях. Последовательное применение уравнений (7.32) и (7.33) для других моментов позволяет вычислить зависимости изменения во времени средних давлений в отдельных пластах, а значит, и другие показатели разработки.

Небольшими деталями отличаются расчеты для периода падающей добычи газа, при учете проявления водонапорного режима [143].

### Пример расчета

В приводимом здесь примере двухпластовое месторождение  $E$  разрабатывалось восемь лет.

Подстановка фактических данных разработки в уравнение (7.26) позволила найти зависимость количества перетекающего газа от времени  $Q_{\text{пер}}^* = Q_{\text{пер}}^*(t)$ . Последовательное применение рекуррентного соотношения (7.31) дало возможность вычислить дебит перетока на разные моменты времени.

При известных зависимостях  $\tilde{p}_1 = \tilde{p}_1(t)$ ,  $\tilde{p}_2 = \tilde{p}_2(t)$ ,  $q_{\text{пер}}^* = q_{\text{пер}}^*(t)$  на основе метода наименьших квадратов по формуле (7.38) вычислен параметр слабопроницаемой перемычки  $\gamma$ . Оказалось, что  $\gamma = 1,98 \cdot 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/МПа. С этим значением  $\gamma$  выполнены прогнозные расчеты. Найденные средние пластовые давления в горизонтах приведены на рис. 7.11. Здесь через  $\tilde{p}'_1$  обозначено среднее пластовое давление в залежи  $A$  при отсутствии перетоков газа. Из рис. 7.11 наглядно видно влияние перетока газа на среднее пластовое давление. На 15-й год разработки при отсутствии перетока  $\tilde{p}'_1 = 9,8$  МПа, а при наличии перетока  $\tilde{p}_1 = 14$  МПа.



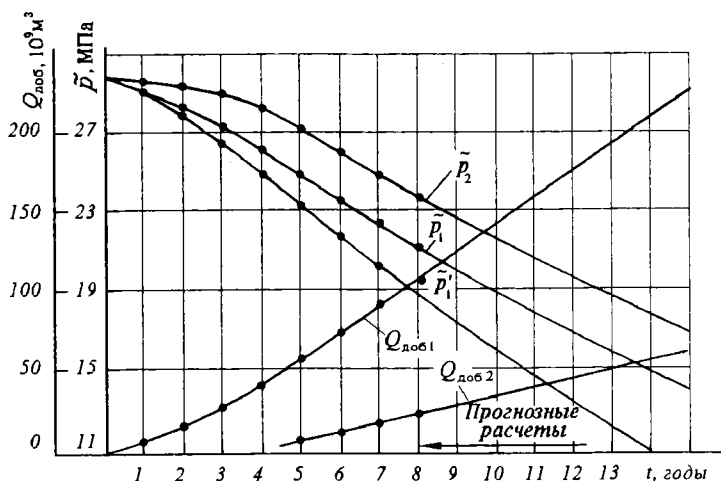


Рис. 7.11. Показатели разработки месторождения Е в условиях газового режима и наличия слабопроницаемой перемычки между пластами

## 5. ПРИМЕНЕНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В ГРУППУ ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА

Формулы теории упругого режима и метод суперпозиции для расчета продвижения воды во взаимодействующие газовые залежи могут использоваться при оценочных расчетах [ 16, 137, 194, 333, 351 ]. Если имеется достаточная и достоверная информация о водоносном пласте, то расчеты продвижения воды в группу взаимодействующих месторождений можно выполнить в наиболее общей математической постановке. Использование ЭВМ позволяет учесть произвольность конфигураций месторождений и границ водоносного пласта, неоднородность водоносного пласта по тектоническому строению и коллекторским свойствам, наличие естественного фильтрационного потока воды и другие факторы [ 25, 145, 192 ].

Пусть имеем водоносный пласт с приуроченной к нему группой газовых месторождений. В общем случае водоносный пласт характеризуется существенным изменением гипсометрических отметок залегания. Это может, в частности, привести к значительным изменениям, например, коэффициента динамической вязкости воды в пластовых условиях в связи с изменением температуры с глубиной залегания. До разработки месторождений в пласте существует естественный фильтрационный

поток воды от области питания к области разгрузки, имеется ряд фильтрационных экранов тектонического или иного происхождения.

Параметры водоносного пласта известны. Заданы отборы газа из каждого месторождения. Требуется определить зависимости изменения во времени давлений в газовых залежах при поступлении воды в условиях их интерференции и при учете отмеченных особенностей водоносного пласта. Решение задач интерференции группы месторождений в указанной формулировке осуществляется в результате численного решения на ЭВМ соответствующей краевой задачи.

На рис. 7.12 в качестве примера представлена сеточная область, аппроксимировавшая группу газоконденсатных месторождений Краснодарского края в водонапорной системе нижнемеловых отложений Западного Предкавказья [145, 192]. Внутри области интегрирования пунктирными линиями отмечены тектонические нарушения. В такой постановке для группы газоконденсатных месторождений Краснодарского края выполнены прогнозные расчеты [145]. В качестве примера на рис. 7.13 даются профили приведенных давлений на начальную и конечную даты в сечении  $A - A$  (см. рис. 7.12), полученные в результате расчетов на ЭВМ применительно к указанной группе месторождений. Горизонтальные линии в пределах месторождений представляют приведенные пластовые давления на 1-й, 2-й, 3-й, ... год разработки. Из рис. 7.13 наглядно видно влияние естественного фильтрационного потока воды, неоднородности пласта по коллекторским свойствам, фильтрационных экранов и интерференции месторождений на гидродинамическое поле давлений.

Рассмотрим одну идею, продуктивную при исследовании фильтрационных процессов в региональных масштабах. Она заключается в разукрупнении области интегрирования. Например, при решении рассматриваемой задачи на ЭВМ получаются поля давлений на разные моменты времени. Это позволяет вокруг каждого месторождения выделять некие прямоугольные (или криволинейные) зоны. Давления в разные моменты на границах выделенных зон определяются по полученным картам давлений.

Теперь в пределах выделенной прямоугольной зоны решается двумерная или трехмерная задача с подвижной границей раздела газ - вода. При этом граничные условия на внешних узловых точках прямоугольной зоны задаются согласно решению задачи о притоке воды к системе укрупненных скважин. В результате удастся детализировать особенности проявления водонапорного режима в каждой из залежей при учете их взаимодействия.

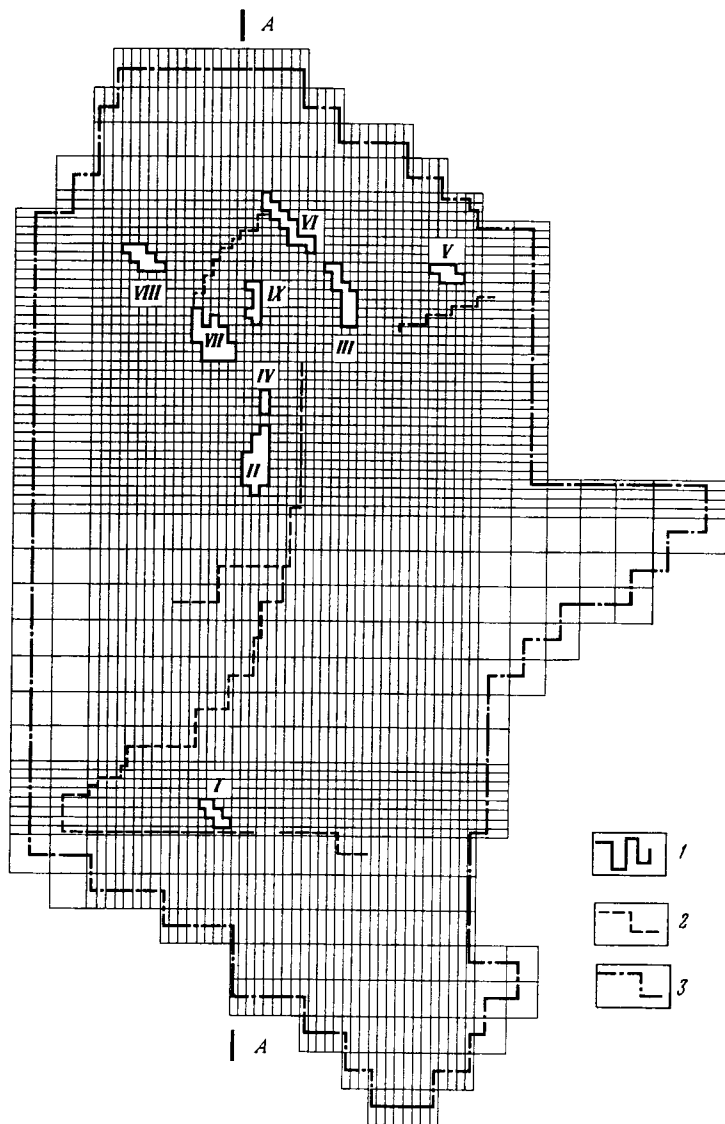


Рис. 7.12. Аппроксимация водонапорной системы нижнемеловых отложений Западного Предкавказья сеточной областью

$I \div IX$  – месторождения; 1 – сеточная граница газоконденсатных месторождений; 2 – аппроксимация фильтрационного экрана сеточной границей; 3 – сеточная граница областей питания и разгрузки и внешних непроницаемых контуров водоносного пласта

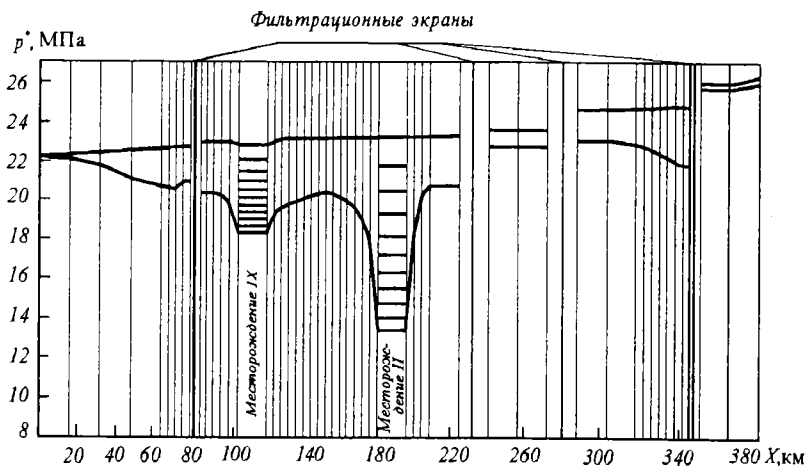


Рис. 7.13. Расчетные профили приведенного пластового давления по сечению А – А (см. рис. 7.12) на разные даты

Следовательно, идея разукрупнения области интегрирования оказывается эффективной. И не только по отношению к задаче о группе взаимодействующих месторождений. Разукрупнение может применяться при исследовании закономерностей проявления газового или водонапорного режима в отдельном месторождении. Здесь разукрупнение области интегрирования дает возможность детальнее рассмотреть формирование депрессионной воронки давления от эксплуатации группы скважин или оценить динамику обводнения скважин.

### Контрольные вопросы

1. Какие дополнительные особенности возникают при освоении многопластового месторождения или группы месторождений газоносной провинции?
2. Назовите преимущества и недостатки комбинированной системы разработки многопластового месторождения.
3. Перечислите допущения методики определения показателей разработки многопластового месторождения системой "средних" скважин.
4. Степень приближенности изложенной методики расчетов при наличии слабопроницаемой перемычки?
5. Как учитывается наличие естественного фильтрационного потока воды при прогнозировании показателей разработки группы залежей, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе?

## ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

---

### 1. ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Процесс разработки газового месторождения подразделяют на два этапа – опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) и промышленной разработки месторождения. Необходимость ОПЭ месторождения вызвана темпами развития газодобывающей промышленности страны. Назначение ОПЭ заключается в следующем:

- введение в разработку месторождения до полного окончания его разведки с целью подачи газа потребителю;
- осуществление дальнейшего изучения месторождения;
- определение запасов газа по результатам ОПЭ месторождения и подготовка исходных данных для проектирования промышленной разработки.

В соответствии с названными этапами разработки выделяют две стадии в проектировании разработки газового месторождения – составление проекта ОПЭ и составление проекта разработки<sup>1</sup>.

Проект ОПЭ месторождения составляется на основе небольшого объема геолого-промысловой информации при утвержденных по категориям  $C_1 + C_2$  запасах газа. При этом месторождение, расположенное вблизи трассы магистрального газопровода или потребителя, может вводиться в ОПЭ и без утверждения по нему запасов газа. При отсутствии же газопровода или близко расположенного потребителя для ввода месторождения в ОПЭ требуется подготовка запасов газа и утверждение их по категории  $C_1$ . Из них 20 % должны удовлетворять требованиям подсчета запасов газа по категории В.

Проектом ОПЭ месторождения предусматривается проведение комплекса геолого-геофизических, газогидродинамических и специальных (например, термодинамических, акустических и т.д.) исследований скважин и пластов. В результате этих исследований уточняется тектоническое строение месторождения и водоносного пласта, конфигурация месторождения и характеристика газоводяного контакта, коллекторские свойства газоносного и водоносного пластов, допустимые технологические режимы эксплуатации скважин и т.д.

---

<sup>1</sup> Далее отражается доперестроечная практика. Соответствующие положения применительно к рыночной экономике еще не сформулированы четко и не узаконены.

Для решения названных задач проектом предусматривается бурение добывающих и наблюдательных скважин, обосновывается их размещение в области газоносности, водоносности и на структуре. Исходя из характеристики коллекторов рекомендуются для апробации те или иные методы интенсификации добычи газа, обосновывается технологическая схема сбора и обработки газа в период ОПЭ месторождения.

По данным ОПЭ уточняются начальные запасы газа по месторождению в целом, а при возможности – и по отдельным пластам. Для ОПЭ месторождения предусматривается срок в 3 года. После окончания ОПЭ переходят к промышленной разработке месторождения, осуществляемой в соответствии с проектом. ОПЭ не выясняет всех вопросов, относящихся к последующей рациональной разработке месторождения, но она должна обеспечить получение минимума необходимой информации для составления проекта разработки.

В процессе промышленной разработки месторождения требуется бурение значительного числа скважин. Каждая новая скважина уточняет, а иногда и меняет наши представления о месторождении и водоносном бассейне. Строго говоря, изучение месторождения и процессов, протекающих при его разработке, не заканчивается бурением последней скважины. На каждом этапе разработки представление о месторождении все более уточняется. Естественно, что в проекте разработки нельзя предусмотреть изменений всей последующей информации о пласте.

При реализации проекта разработки ведется контроль за процессами, проходящими в пласте. Обобщаются новые геолого-геофизические и промысловые данные. На основе накапливающегося материала анализируется процесс разработки месторождения. Если анализ разработки показывает и объясняет причины и характер отклонения фактических показателей от проектных, то составляют проект доработки месторождения. Необходимость внесения корректив в первоначальный проект разработки часто в значительной мере определяется характером обводнения скважин и пластов.

Вряд ли можно предположить, что один проект доработки в состоянии дать достоверный прогноз до окончания процесса разработки месторождения. Поэтому проектирование разработки месторождения можно рассматривать как непрерывный во времени процесс обобщения, уточнения представлений о месторождении и корректирования показателей разработки на тот или иной период.

Осуществление непрерывного во времени процесса проектирования становится реальным при широком внедрении ЭВМ в практику разработки. В ЭВМ геологической службы газодобывающего объединения поступает вся информация, характери-

зующая текущее состояние разработки месторождения. На ЭВМ обрабатывается поступающая информация и с учетом ее результатов определяются перспективы разработки месторождения на ближайший период и т.д.

В зависимости от объема исходной информации и степени ее достоверности на различных этапах проектирования используются те или иные расчетные методы. Простые, но приближенные методы используются в основном на начальных этапах проектирования. Затем, по мере накопления данных, задачи разработки формулируются и решаются в наиболее строгой математической постановке. ЭВМ используются с начальных этапов проектирования, однако решение задач разработки в строгой математической постановке возможно лишь при наличии необходимого объема информации.

Проекты разработки месторождений природных газов составляются проектными или исследовательскими институтами РАО Газпрома. Предварительно проекты разработки экспертируются рабочей комиссией, а окончательно их рассматривает Центральная комиссия по разработке месторождений природных газов РАО Газпрома.

## 2. ОБОСНОВАНИЕ ИСХОДНОЙ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

От полноты и степени достоверности исходной геолого-промысловой информации о месторождении, отдельных залежах газа и пластовой водонапорной системе зависит точность прогнозных расчетов показателей разработки месторождения и обустройства промысла. На разных этапах проектирования и разработки месторождения прогнозные расчеты приходится выполнять исходя из различного объема информации о пласте и протекающих в нем процессах. В предыдущих главах уже сообщалось о характере и объеме необходимой информации.

Показатели разработки в проекте ОПЭ месторождения обычно находятся по расчетным соотношениям для газового режима. Осуществляется лишь оценка возможного проявления водонапорного режима. Поэтому при составлении проекта ОПЭ месторождения определяются и обосновываются следующие показатели:

- пластовые давление и температура;
- параметры газа, воды и пористой среды (зависимости  $z = z(p)$ ,  $\mu_g = \mu_g(p)$ , величины  $\mu_v$ ,  $\beta_c$ ,  $\beta_x$  и др.);
- допустимые технологические режимы эксплуатации скважин;
- коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  (в уравнении притока газа к отдельным скважинам);
- объекты совместной и раздельной разработки (для многопластовых месторождений).

На основе имеющейся информации строятся структурная карта и профили, карты равных значений коэффициентов пористости, проницаемости и эффективной толщины пласта. Определяется возможность связи между пластами. Дается характеристика водоносного пласта.

Для установления и обоснования перечисленных и других данных используются результаты анализов керна, газа и воды, результаты геофизических, газогидродинамических, термодинамических и специальных исследований скважин и пластов. На основе имеющихся данных полученные результаты усредняются. Например, определяются параметры средней скважины, средняя допустимая депрессия на пласт, средние параметры газо- и водоносного пластов.

Современные программные комплексы интегрируют в единое целое имеющиеся данные по трехмерной сейсмике, каротажные, керновые данные, а также результаты газогидродинамических исследований скважин и их отдельных интервалов. Следствием этого является построение трехмерной геолого-математической модели рассматриваемой залежи и водоносного пласта. Такие модели залежей дают возможность осуществлять прогнозные расчеты без схематизации реальной неоднородности пласта по коллекторским свойствам, что, безусловно, повышает степень достоверности всех проектных решений.

Исходя из объема утвержденных запасов газа, расстояния до потребителя и его потребностей или пропускной способности действующего газопровода и других факторов, обосновывается отбор газа из месторождения и отдельных эксплуатационных объектов. Чаще, по сложившейся практике, проект ОПЭ или разработки месторождения составляется на основании задания, утвержденного РАО Газпром. В этом задании рекомендуются темпы нарастания уровней добычи газа, годовой отбор газа в период постоянной добычи.

При составлении проектов разработки или доработки месторождения, помимо обоснования отмеченных данных, необходимо:

- определить (уточнить) начальные запасы газа;
- уточнить коэффициенты  $A$  и  $B$  по скважинам, допустимые технологические режимы и т.д.;
- установить степень неоднородности пластов по коллекторским свойствам как в области газоносности, так и в области водоносности;
- установить характер дренирования продуктивных отложений как по толщине пласта, так и по площади газоносности;
- уточнить тектоническое строение продуктивных пластов, степень непроницаемости тектонических нарушений (если они имеются);



- выявить области питания и разгрузки, наличие и характеристику естественного фильтрационного потока воды в пределах водоносного бассейна;
- определить наличие и характеристику межпластовых перетоков и параметров зон перетока;
- обосновать выбор диаметров скважин, параметров системы устройства, коэффициента резерва скважин и т.д.

Для обоснования исходных данных к проектам разработки или доработки помимо отмеченных исследований широко используются результаты ОПЭ или промышленной разработки месторождения (об этом будет сказано в гл. 10). Более подробно вопросы подготовки и обоснования необходимых для проектирования исходных данных изложены в работах [244, 249]. Здесь мы рассмотрим вопросы уточнения параметров водоносного пласта и его тектонического строения [144].

Если до начала разработки месторождений в пластовой водонапорной системе, к которой они приурочены, имеется естественный фильтрационный поток воды, то он характеризуется потерями давления при движении воды от области питания к области разгрузки. Естественно, что распределение давлений (напоров) по площади такой водонапорной системы целиком определяется фильтрационными параметрами коллекторов, тектоническим строением водоносного бассейна и наличием нефтяных или газовых месторождений.

Распределение приведенного давления  $p^*$  (напора) в естественном (стационарном) фильтрационном потоке воды описывается дифференциальным уравнением эллиптического типа:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k(x, y)h(x, y)}{\mu(x, y)} \frac{\partial p^*}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{k(x, y)h(x, y)}{\mu(x, y)} \frac{\partial p^*}{\partial y} \right] = 0 \quad (8.1)$$

При наличии системы водяных (пьезометрических) скважин на площади водоносного пласта и нескольких уже открытых залежей природного газа удастся по результатам замеров давлений (уровней) установить распределение давления по площади водонапорной системы. Если помимо карты гидроизопьез имеются данные о границах водоносного пласта, о местоположении известных месторождений, областей питания и разгрузки, то можно уточнить параметры водоносного пласта по известным данным о замерах давлений (уровней) в пьезометрических скважинах (или карты гидроизопьез), о месторождениях, областях питания, разгрузки и конфигурации водонапорной системы.

Согласно исследованиям М.И.Швидлера, для единственности решения задачи об определении параметра  $kh/\mu$  вдоль некоторой

линии тока необходимо, чтобы в одной из точек этой линии было известно его значение. Поэтому для решения рассматриваемой задачи требуется по результатам исследования пьезометрических скважин при неустановившихся режимах определить параметры  $kh/\mu$ , задать приближенную карту равных значений проводимости пласта.

Решение отмеченной задачи получается в результате последовательных приближений. Первое приближение заключается в нахождении решения уравнения (8.1) при следующих условиях. На контурах областей питания и разгрузки задаются соответствующие напоры воды. Вдоль границ выклинивания коллекторов водоносного пласта должно выполняться условие непроницаемости  $\partial p^* / \partial n = 0$ . Если известны тектонические (непроницаемые) нарушения, местоположение и конфигурация газовых (нефтяных) месторождений, то вдоль их контуров также необходимо задавать условие  $\partial p^* / \partial n = 0$ .

Решение уравнения (8.1) при описанных граничных условиях сводится к нахождению напоров (давлений) по пьезометрическим скважинам. Несовпадение расчетных и фактических напоров в пьезометрических скважинах указывает на несоответствие принятых фильтрационных сопротивлений и строения водонапорной системы действительным значениям. В этом случае на основе общегеологических представлений о регионе в отдельных зонах, районах уточняются фильтрационные сопротивления и строение водонапорной системы. После этого выполняется второе приближение - находится новое решение уравнения (8.1). Процесс последовательных приближений продолжается до совпадения расчетных и фактических напоров по всей системе пьезометрических скважин и месторождений.

В процессе уточнения параметров и строения водонапорной системы возникает необходимость задания ряда фильтрационных экранов. Анализ геологического материала может показать, являются ли выявленные фильтрационные экраны тектоническими нарушениями или же новыми газовыми (нефтяными) месторождениями. Степень достоверности полученных результатов на основе использования карты гидроизопьез в значительной степени зависит от числа месторождений, пьезометрических скважин и тщательности их исследования.

Изложенная идея использована для уточнения параметров и строения водонапорной системы нижнемеловых отложений Западного Предкавказья [144, 192]. В результате этих исследований уточнены фильтрационные сопротивления водоносного пласта в отдельных районах и выявлен ряд фильтрационных экранов. Отметим, что проведенные во ВНИИГазе В.И. Соломахиным,

Н.Г. Степановым и Ю.М. Фриманом с применением электроинтегратора УСМ-1 исследования в связи с детальным анализом разработки Березанского и Сердюковского месторождений подтвердили наличие наиболее крупного (из полученных нами ранее [ 144 ] ) фильтрационного экрана восточнее указанных месторождений.

Говорить о подтверждении других корректив строения водонапорной системы нижнемеловых отложений Западного Предкавказья труднее. Следует в связи с этим упомянуть об исследованиях Г.И. Пикало. В результате детальной региональной корреляции установлено неповсеместное распространение продуктивных пачек (I - V) в пределах разрабатываемых газоконденсатных месторождений Краснодарского края и обширной по размерам водонапорной системы. Это, в частности, предопределило своеобразие проявления водонапорного режима в Березанском месторождении. В проводившихся же автором в 1961-1963 гг. исследованиях нижнемеловые отложения рассматривались как единый продуктивный комплекс. И лишь в результате последующих геологопромысловых исследований было выделено до пяти продуктивных пачек, получены новые данные об особенностях строения и коллекторских свойствах нижнемелового горизонта.

### 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЯ. ОТБОР ГАЗА ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЯ<sup>1</sup>

Потребность в газе и требования, предъявляемые к его кондиции потребителем, отражаются на всех показателях разработки месторождения и обустройства промысла. Поэтому на любых этапах проектирования разработки месторождения и обустройства промысла должны иметься сведения о потребителе. Характеристика потребителя определяет степень и способ очистки газа от механических и вредных примесей, влаги, жидких углеводородов. В настоящее время кондиция газа регламентируется ОСТ 51.40 - 74 "Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы".

От потребителя в известной мере зависит продолжительность периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи газа. Заданное потребителем давление может определять периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации месторождения, мощность дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода. Требования потребителя влияют на изменение во времени необходимого числа скважин, на систему сбора, обработки и распределения потоков газа.

Требования надежности газоснабжения потребителей определяют различный резерв скважин. Число групповых пунктов сбора

---

<sup>1</sup> В настоящее время положения данного параграфа находятся в состоянии приспособления к рыночной экономике.

и обработки газа также отчасти определяется требованиями надежности газоснабжения. Возможный аварийный выход из строя одного из групповых пунктов не должен отражаться на бесперебойной подаче газа потребителю.

Число групповых пунктов определяет протяженность и диаметры шлейфов и газосборных коллекторов. Газлинское месторождение, снабжавшее газом практически только индустриальный Урал, имел один комплекс головных сооружений. На Шебелинском же месторождении имеются четыре промысловые газораспределительные станции в связи с необходимостью подачи газа по четырем направлениям.

Таким образом, характеристика потребителя, влияя на систему разработки месторождения и обустройства промысла, определяет многие технико-экономические показатели добычи газа на месторождении и у потребителя. При рассмотрении вопроса о потребителе необходимо иметь в виду его удаленность от месторождения и климатические условия по трассе газопровода.

Существенные вопросы при проектировании разработки месторождения на различных этапах – выбор, обоснование или уточнение отбора газа из месторождения. На отбор газа из месторождения значительно влияют начальные запасы его в пласте. Например, для Северо-Ставропольского месторождения в 1954 г. по результатам еще не закончившейся разведки проектом разработки рекомендовался годовой отбор газа 6,7 млрд. м<sup>3</sup>. В связи с уточнившимися запасами газа в проекте разработки 1960 г. обосновывался годовой отбор газа 12,2 млрд. м<sup>3</sup> с возможностью последующего увеличения его в отдельные годы до 15,2 млрд. м<sup>3</sup>. Фактический отбор газа достиг 15 млрд. м<sup>3</sup> в год.

В начальные периоды разработки месторождения отбор газа предопределяется пропускной способностью ближайшего магистрального газопровода. Пропускная способность одного и того же газопровода изменяется во времени по мере ввода в эксплуатацию линейных и головной компрессорных станций.

Наиболее общий алгоритм обоснования отбора газа из месторождения следующий.

На основе топливно-энергетического баланса страны определяется потребность в газе на ту или иную перспективу (этот вопрос решается Минэкономики России и его институтами в масштабе всего народного хозяйства). РАО Газпром годовые объемы добычи газа по стране распределяет между отдельными газonosными провинциями. При этом учитываются имеющиеся и перспективные запасы газа, сложившиеся и перспективные потоки газа. Распределение добычи газа по газonosным провинциям осуществляется головными исследовательскими институтами РАО Газпром. Оптимальное распределение отборов газа из отдельных газonosных

провинций между отдельными газовыми и газоконденсатными месторождениями возлагается на соответствующие региональные исследовательские институты. Решение рассматриваемой задачи в целом находится в результате нескольких последовательных приближений.

Распределение отборов газа по месторождениям провинции позволяет уточнить первоначальные представления об экономических закономерностях рассматриваемой газоносной провинции. Уточнение экономических показателей добычи и транспортировки газа из отдельных провинций приводит к корректированию потребных капитальных вложений и эксплуатационных затрат на реализацию первоначальных наметок по добыче газа и конденсата для страны в целом. Получение подобной информации по топливным и другим взаимосвязанным отраслям народного хозяйства дает возможность перейти ко второму приближению. Второе приближение характеризуется новыми уровнями добычи газа, конденсата и других компонентов и новым набором потребителей продукции газодобывающей промышленности страны.

Рассмотрение смежных отраслей промышленности необходимо по следующей причине. В зависимости от намечаемых объемов добычи газа и других продуктов требуются соответствующие объемы производства труб, арматуры, газоперекачивающих агрегатов, цемента, газопромыслового оборудования. Увеличение выпуска труб, цемента и т.д. приводит к росту потребности в газе для металлургической, цементной, машиностроительной отраслей народного хозяйства. Другая альтернатива состоит в закупках за рубежом требуемого оборудования. Это менее желательно, так как не способствует развитию отечественных предприятий.

Вследствие сложности этой работы и по некоторым другим причинам при составлении проектов разработки некоторых газовых и газоконденсатных месторождений еще не приходится использовать цифры, обоснованные указанным образом, в качестве плановых заданий по добыче газа. Чаще, если обоснованием отбора газа из месторождения занимается проектная или исследовательская организация, к рассмотрению привлекается топливно-энергетический баланс одного или нескольких районов возможного потребления газа. Результат подобных технико-экономических исследований – технико-экономический доклад (ТЭД). Однако в ТЭД, например, для Тюменской газоносной провинции, обосновываются направления и объемы потоков газа исходя из рассмотрения топливно-энергетического баланса значительной части страны.

В результате анализа топливно-энергетического баланса индустриального Урала, выполненного экономическим отделом ВНИИГаза под руководством В.М. Гальперина, был обоснован годовой отбор газа из Газлинского месторождения (1960 г.).

В последнее время была распространена практика обоснования отборов газа из отдельных месторождений газоносной провинции. Методика распределения заданного отбора газа из провинции по отдельным месторождениям рассмотрена в [192].

Отбор газа, обоснованный на том или ином этапе разработки месторождения, в дальнейшем корректируется. Уточнение объема отбора газа вызывается изменением представлений о запасах данного месторождения и газоносной провинции в целом. Открытие новых месторождений по трассе газопровода или вблизи потребителя приводит к корректированию отбора газа из рассматриваемого месторождения. Так, открытие Вуктыльского газоконденсатного месторождения по трассе будущей северной нитки газопровода Тюмень - Центр значительно скорректировало очередность строительства данного газопровода и отборы газа как из тюменских, так и из Вуктыльского месторождения. Это позволило раньше намеченных сроков дать газ в европейскую часть СССР и отсрочить капиталовложения в строительство газопровода Тюмень - Центр.

Изменение представлений о запасах газа Северо-Ставропольского месторождения и о потребности в газе европейской части СССР привело к отмеченным уже коррективам годового отбора газа. Подобное же положение с отборами газа складывалось и для Шебелинского месторождения.

Темпы отбора газа в период падающей добычи определяются наличным числом добывающих скважин и в некоторой степени местным потребителем. Местные потребители становятся главным фактором на заключительных этапах разработки месторождения.

Имеются особенности и в подходе к определению объемов отбора газа из небольших по запасам или малопродуктивных месторождений и к установлению очередности ввода их в разработку. Так, В.А. Козлов, Б.В. Панасов и В.И. Старосельский при рассмотрении перспектив разработки небольших по запасам газовых месторождений Клетско-Почтовской группы (Волгоградская область) обосновывают необходимость разновременного ввода их в разработку. Тогда при эжектировании низконапорного газа истощенных месторождений Арчединской группы создается возможность продолжать их разработку без строительства дожимной компрессорной станции и новой сети газопроводов для подачи газа из Клетско-Почтовской группы месторождений. Этому благоприятствует единый потребитель газа.

На основе опыта проектирования разработки Тахта-Кугультинского, Петровско-Благодарненского и Безопасненского месторождений (Ставропольский край) С.С. Гацулаев, В.Ф. Канашук и О.А. Славичкая пришли к выводу о целесообразности разработки малодобитых месторождений с подачей газа местным потребителям. Авторы считают, что оптимальные годовые отборы газа в

период постоянной добычи не должны превышать 4 - 5 % первоначальных запасов, а продолжительность этого периода должна составлять не более 7 лет. Окончание разработки таких месторождений рекомендуют устанавливать исходя из условия, пока приведенные затраты на добычу и транспортировку газа не сравняются с затратами на замыкающее топливо – каменный уголь. Для малодебитных скважин на этих месторождениях целесообразно применять конструкции скважин с 102-мм эксплуатационными колоннами.

Исходя из продуктивных характеристик скважин на Тахтакутультинском месторождении (около 5 тыс. м<sup>3</sup>/сут), Г.С. Уринсон в 1962 г. обосновал отбор газа 100 млн. м<sup>3</sup>/год. Увеличение отборов до 1,5 – 2 млрд. м<sup>3</sup>/год автор считал возможным при повышении дебитов скважин в несколько раз. Поэтому рекомендовалось направить капиталовложения в первую очередь в разработку высокопродуктивных месторождений Северного Кавказа.

Данный параграф практически без изменений воспроизводит соответствующий раздел [117]. Он отражает примеры из истории освоения некоторых месторождений страны. Сегодняшняя практика определения, задания, планирования темпов разработки еще не устоялась, так как промышленность страны в целом находится в “расстроенном” состоянии. Однако уже очевидно, что законы рынка будут весьма серьезно сказываться на динамике развития всей газодобывающей отрасли страны, отдельных газonosных провинций и месторождений. В частности, большое значение имеют сегодняшние и планируемые поставки в Европу, страны СНГ, Дальнего Востока и т.д. От перспектив экспорта зависят объемы иностранных инвестиций в освоение месторождений, строительство газопроводов, газоперерабатывающих заводов и др. На динамику развития газодобывающей отрасли окажут влияние даже такие, казалось бы отвлеченные, факторы, как необходимость замены труб, компрессорных агрегатов на ряде давно эксплуатируемых магистральных газопроводов.

Уже много лет откладывается освоение уникальных месторождений полуострова Ямал. Тут немало причин. Одна из главных состоит в том, что здесь требуются значительные капиталовложения. Именно они определяют очередность освоения месторождений, темпы отбора газа из них и из провинции в целом. При этом динамика темпов отбора должна быть строго увязана с готовностью рынка Европы принять газ Ямала на взаимовыгодных условиях.

Несмотря на неопределенность потребностей внешнего и внутреннего рынка, а значит и темпов добычи газа в стране, роль и значение теории разработки месторождений природных газов, развития и применения методов оптимизации показателей разработки, потоков газа и т.д. не уменьшаются, а возрастают. Именно только научные подходы способны дать экономию затрат, повысить эффектив-

ность их использования, увеличить компонентоотдачу продуктивных пластов.

#### 4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – ЗАДАЧА МАТЕМАТИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

В последнее время решению оптимизационных технико - экономических задач уделяется исключительное внимание. Для этого создаются методы поиска оптимальных решений, применяется электронная вычислительная техника. Все технико - экономические задачи имеют много общего в своей математической формулировке. Так, требуется найти минимум (или максимум) некоторой функции многих переменных. При этом должны соблюдаться определенные ограничивающие условия относительно искомых переменных.

Подобные задачи решаются специальными методами математического программирования. Методами линейного программирования решаются оптимизационные задачи, когда минимизируемый функционал линейно зависит от искомых переменных. Если минимизируемый функционал нелинеен, то применяются методы нелинейного программирования. Методами динамического программирования решаются оптимизационные задачи управления и др. Ряд решений оптимизационных задач применительно к газовому режиму и средней скважине получено с использованием принципа максимума Понтрягина [ 125 ].

В практике проектирования широкое распространение получает составление комплексных проектов разработки месторождения и обустройства промысла. При этом система пласт – скважины – газосборные сети – газоперерабатывающий завод – магистральный газопровод рассматривается как единое целое. Следовательно, требуется одновременная оптимизация показателей разработки месторождения и обустройства промысла.

В принципе проектирование рациональных систем разработки месторождения и обустройства промысла относится к классу задач, решаемых методами математического программирования. Однако здесь еще встречаются трудности. Затруднительна запись минимизируемого функционала с учетом температурного режима системы пласт - скважины - газосборные сети - УКПГ и т.д., с учетом неравномерного размещения скважин на площади газоносности, особенностей проявления водонапорного режима. Возможность применения методов математического программирования при проектировании – предмет дальнейших специальных исследований. Эти методы и в настоящее время могут использоваться для решения некоторых задач в приближенной математической постановке. Для этих целей, в частности, применяется метод Лагранжа



– метод нахождения условного минимума (максимума) функции многих переменных. Метод Лагранжа использовался при расчете оптимального распределения заданного отбора газа по отдельным месторождениям газоносной провинции [192]. Перспективным является применение современных методов оптимального управления [47, 209, 397, 407] для решения задач рациональной разработки месторождений природных углеводородов.

В связи с изложенными трудностями проектирования рациональной системы разработки месторождения и обустройства промысла часто необходимо рассматривать различные расчетные варианты. При обосновании отбора газа из месторождения иногда приходится рассматривать несколько возможных вариантов темпа разработки. Для намечаемого отбора газа необходимо из возможных вариантов систем разработки и обустройства выбрать оптимальный. Поэтому исследуются варианты:

- размещения скважин на площади газоносности;
- совместной, раздельной и одновременной раздельной разработки отдельных продуктивных пластов и эксплуатационных объектов;
- допустимых, например, депрессий на пласт;
- отборов газа из отдельных эксплуатационных объектов и групп скважин;
- конструкций и диаметров добывающих скважин;
- периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи газа;
- систем сбора газа;
- методов обработки газа с целью максимального извлечения ценных компонентов;
- типов компрессорных машин для дожимной компрессорной станции.

При составлении проектов доработки число рассматриваемых вариантов определяется необходимостью учета новых сведений о месторождении, новых требований потребителя, изменения ресурсов газа. Рассматриваемые варианты основываются на сложившихся системах разработки месторождения и обустройства промысла. Это означает, что варианты выбираются из условия оптимизации тех или иных звеньев реально сложившихся системах разработки и обустройства. Специальными газогидродинамическими и технико-экономическими расчетами обосновывается комплекс мероприятий по увеличению коэффициента газоотдачи пласта.

Вследствие многовариантности задач, возникающих при проектировании, в проекте специально обосновываются расчетные варианты и подварианты, отбраковываются заведомо неприемлемые. При этом исходят из современного состояния и перспектив развития техники и технологии бурения скважин, добычи и обработки газа,

методов интенсификации добычи газа. Учитывается выпускаемый сортамент труб и арматуры, компрессоров и холодильных машин. Определенную помощь оказывает накопленный опыт проектирования и разработки, особенно близких по характеристикам месторождений.

Следовательно, оптимальные проектные решения в настоящее время чаще всего получаются в результате выбора наилучших (из рассмотренных) по экономическим показателям систем разработки месторождения и обустройства промысла. Эффективность поиска оптимальных вариантов увеличивается при использовании современной вычислительной техники, позволяющей рассматривать большее число вариантов и подвариантов, применять более точные (но и более сложные) расчетные методы, выполнять множество логических действий.

Для иллюстрации некоторых положений на рис. 8.1 и 8.2 приведены прогнозные показатели разработки месторождения Медвежье в основном для периода падающей добычи<sup>1</sup>. Из приведенных рисунков видно, что технологический режим эксплуатации скважин, продолжительности периодов нарастающей и постоянной добычи газа  $T_{нпд}$  влияют на мощность дожимных компрессорных станций  $N_{КС}$ , изменение во времени отбора газа и продолжительность периода разработки месторождения. Если при расчетах ограничивать величину мощности  $N_{КС}$ , то на рис. 8.1 ее изменение во времени характеризуется штрих-пунктирной линией, а на рис. 8.2 – сплошной. Изменение зависимости  $N_{КС} = f(t)$  на рис. 8.1 объясняется следующими причинами. В условный период  $A$  на зависимость  $N_{КС} = f(t)$  в основном влияет уменьшение отбора газа из месторождения. В период  $B$  сказываются снижение пластового давления, увеличение потерь давления на пути движения газа до приема КС. В период  $C$  вновь преобладает фактор падения добычи газа из месторождения.

Как будет показано в следующем параграфе, экономически целесообразно ограничение мощности КС на уровне, достигнутом к концу периода постоянной добычи газа.

Для месторождения Медвежье заслуживает внимания рис. 8.3. Из него следует, что увеличение депрессии на пласт приводит к увеличению дебитов скважин, уменьшению потребного их числа на разработку месторождения и росту потребной мощности ДКС.

Таким образом, даже из приведенных результатов расчетов с очевидностью вытекает важность и сложность проблемы оптимизации показателей разработки, в том числе в период падающей добычи газа.

<sup>1</sup> Согласно расчетам С.В. Колбикова

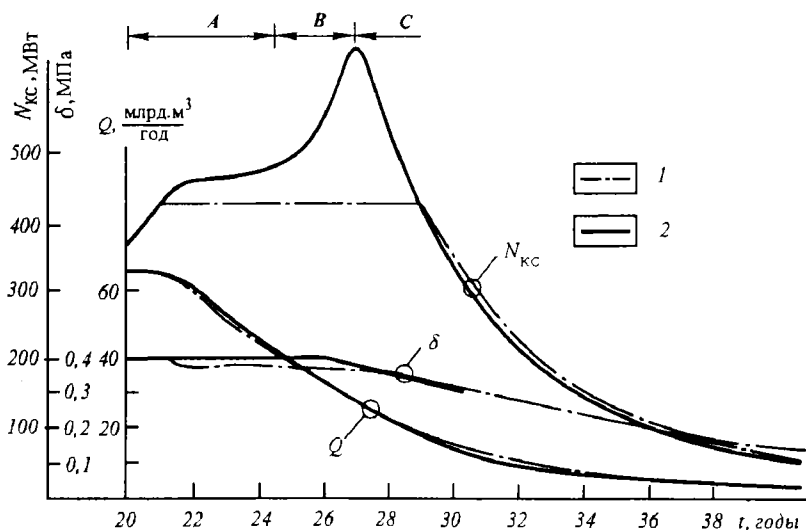


Рис. 8.1. Показатели разработки месторождения Медвежье ( $T_{\text{нпд}} = 21$  год, скважины в период постоянной добычи эксплуатируются при заданной депрессии на пласт)

Ограничение мощности КС: 1 — существует; 2 — отсутствует;

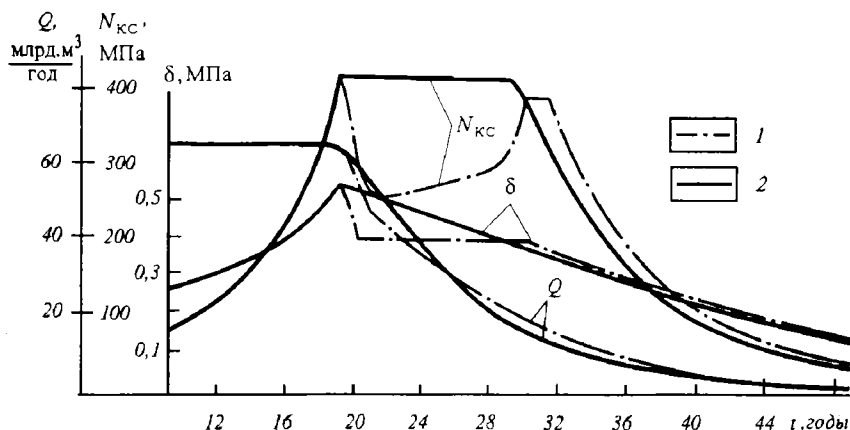
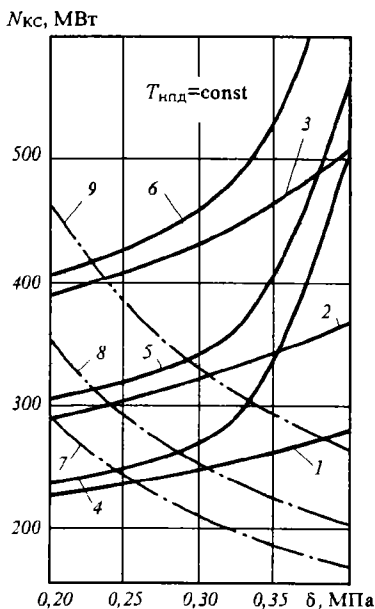


Рис. 8.2. Показатели разработки месторождения Медвежье ( $T_{\text{нпд}} = 19$  лет, скважины в период постоянной добычи эксплуатируются с дебитом 1,4 млн. м³/сут)

Ограничение мощности КС: 1 — отсутствует; 2 — существует

Рис. 8.3. Зависимости от депрессии мощности ДКС на конец периода постоянной добычи (1–3), максимальных мощностей ДКС при отсутствии ограничения на их мощности в период падающей добычи (4–6), числа скважин, потребного на разработку месторождения (7–9).

$T_{\text{нпд}}$ , лет: 1, 4, 7–18; 2, 5, 8–20; 3, 6, 9–22



## 5. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОБУСТРОЙСТВА ПРОМЫСЛА. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА

В предыдущем параграфе показана многовариантность задач, возникающих при проектировании систем разработки месторождения и обустройства промысла.

После обоснования расчетных вариантов определяется изменение во времени показателей разработки месторождения и обустройства промысла по каждому из рассматриваемых вариантов. К основным показателям систем разработки и обустройства относятся следующие.

- Изменение во времени пластовых, забойных, устьевых давлений и температур на пути движения газа от забоя до приема магистрального газопровода; скорость газа на забое и устье скважин.
- Изменение во времени средних дебитов скважин (по газу и воде) или дебитов отдельных скважин, депрессий на пласт.
- Изменение во времени необходимого числа добывающих, резервных и наблюдательных скважин. Очередность ввода скважин в эксплуатацию.
- Темпы продвижения пластовых вод по площади и толщине га-

зоносного пласта<sup>1</sup>.

- Число и местоположение групповых пунктов сбора и обработки газа.
- Диаметры и протяженность газосборных шлейфов и коллекторов.
- Ступени сепарации, тип сепарационных аппаратов, параметры теплообменных аппаратов (для условий Севера), расходы ДЭГа или иного ингибитора гидратообразования.
- Параметры системы осушки газа.
- Периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации, сроки ввода в эксплуатацию и мощности ступеней ДСК.
- Экономические показатели разработки и обустройства промысла.

Для приближенного определения показателей разработки (при ограниченном объеме информации) используются расчетные методы, изложенные в п.1 гл. 5, пп. 3, 4 и 5 гл. 6, пп. 2, 4, 5 гл. 7.

Более точный прогноз показателей разработки можно получить при применении методов решения многомерных задач с учетом неоднородности пластов по коллекторским свойствам, произвольности конфигурации месторождения, водонапорного бассейна и расположения разноразмерных скважин. Соответствующие методы расчета, основанные на использовании ЭВМ, описаны в пп. 4, 5 гл. 5, пп. 6, 7 гл. 6, п. 5 гл. 7.

Составлению проекта доработки предшествует анализ состояния разработки месторождения и отдельных залежей. В результате анализа разработки уточняются коллекторские свойства пластов в областях газо- и водоносности, начальные запасы газа. О соответствующих расчетных методах сказано в гл. 10.

Расчеты изменения во времени отмеченных показателей системы обустройства выполняются на основе идей, методов и формул, изложенных в работах по технике и технологии добычи природного газа.

В последнее время достигнуты успехи в создании, например, расчетных методов проектирования оптимальных систем сбора газа, в определении местоположения газосборных пунктов. Данные задачи формулируются и решаются как оптимизационные (З.Т. Галиуллин, А.И. Гарляускас, Б.Л. Кривошеин, В.Р. Хачатуров). Использование подобных решений позволяет не просто определять те или иные параметры системы обустройства, а находить их оптимальные значения с учетом особенностей разработки месторождения.

После определения показателей разработки месторождения и обустройства промысла рассчитываются экономические показатели каждого из рассмотренных вариантов и выбирается наиболее

---

<sup>1</sup> Перечисленные показатели разработки определяются для рассматриваемого варианта отбора газа из месторождения, но для различных вариантов конструкций и диаметров скважин, допустимых депрессий на пласт, размещения скважин, числа эксплуатационных объектов.

рациональный. При расчете капиталовложений и эксплуатационных затрат применяются укрупненные нормативные показатели.

В объем капиталовложений включаются затраты на бурение скважин, их обвязку, сооружение выкидных линий от скважин до сборных пунктов, сооружение сборных пунктов с установками очистки, осушки газа, газосборных коллекторов и прочих промышленных объектов (дороги, автохозяйство, ремонтные мастерские, административные здания и др.) В эксплуатационных затратах учитываются расходы на заработную плату, вспомогательные материалы (метанол, диэтиленгликоль и т.д.), энергию (пар, вода, электричество), топливо, текущий и капитальный ремонт газопромышленного оборудования, амортизацию основных фондов и общепромышленные затраты.

Выбор рационального варианта разработки с использованием естественной энергии пласта, как правило, сводится к отысканию такого варианта, который обеспечивал бы наибольший дисконтированный доход от реализации добываемой продукции за рассматриваемый период времени [249].

## 6. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотренные вопросы представляют собой составные части проекта ОПЭ или проекта разработки газового месторождения. Таким образом, к основным разделам проекта разработки газового месторождения относятся следующие.

1. Геологическое строение месторождения и водонапорного бассейна. Этот раздел включает:

- а) общие сведения о районе, орогидрографию;
- б) историю разведки месторождения;
- в) стратиграфию;
- г) тектонику;
- д) газонефтеносность, запасы газа, характеристику газов;
- е) гидрогеологическую характеристику пластовой водонапорной системы, результаты анализов проб воды;
- ж) характеристику продуктивных отложений по коллекторским свойствам.

2. Характеристика потребителя. Отбор газа из месторождения (об этом разделе проекта разработки сказано в п. 3 гл. 8).

3. Обоснование исходных геолого-промысловых данных. Уточнение параметров водоносного пласта. В этом разделе приводятся:

- а) обработка и анализ результатов геофизических, газогидродинамических и специальных исследований скважин и пластов;
- б) обоснование допустимых технологических режимов эксплуатации скважин, определение параметров средней скважины;

в) определение емкостных, фильтрационных параметров газоносных и водоносных пластов и т.д.;

г) уточнение параметров водоносного пласта с использованием карты гидроизопьез и фактических данных разработки;

д) обоснование объектов эксплуатации;

е) многомерная геолого-математическая модель каждого объекта разработки.

4. Обоснование расчетных вариантов:

а) по отборам газа из месторождения, из отдельных эксплуатационных объектов (в случае многопластового месторождения);

б) по системе разработки месторождения (по размещению скважин, их конструкциям, рабочим депрессиям на пласт и т.д.);

в) по системе обустройства промысла (по числу и размещению групповых пунктов, по системам и методам сбора, обработки газа).

5. Определение показателей систем разработки месторождения и обустройства промысла. В данном разделе освещаются использованные расчетные методы и формулы. Приводятся результаты расчетов показателей разработки и обустройства для всех рассматриваемых вариантов и подвариантов. Для каждого из вариантов оценивается ожидаемый коэффициент газоотдачи.

6. Определение экономических показателей. Выбор рационального варианта разработки месторождения и обустройства промысла (см. п. 5 гл. 8).

7. Обоснование системы размещения добывающих и наблюдательных скважин (с учетом результатов технико-экономических расчетов, наличия болот, населенных пунктов и т.д.).

8. Мероприятия по интенсификации притока газа к скважинам.

9. Рекомендации по контролю за разработкой месторождения и его доразведке.

10. Обоснование мероприятий по охране окружающей среды.

При установлении необходимого числа добывающих, резервных и наблюдательных скважин обосновываются:

а) число разведочных скважин, переводимых в разряд добывающих или наблюдательных;

б) местоположение проектных скважин на площади газоносности и на структуре;

в) порядок ввода их в эксплуатацию (с учетом, например, особенностей разработки и разбуривания многопластового месторождения).

Данные вопросы решаются с учетом разведанности отдельных участков или отдельных пластов, параметров пласта, конфигурации месторождения. На систему размещения добывающих и наблюдательных скважин влияет сетка размещения разведочных скважин, наличие населенных пунктов или естественных препятствий.

Исходя из особенностей геологического строения месторождения и степени его разведанности, рекомендуются соответствующие методы контроля за разработкой месторождения. Конкретно указываются номера скважин, виды исследовательских работ и очередность их выполнения.

Особое внимание в проекте разработки уделяется методам интенсификации притока газа к скважинам. При этом исходят из полученных продуктивных характеристик скважин, типа коллекторов.

Применение методов интенсификации притока газа к скважинам позволяет предотвращать преждевременное обводнение скважин, уменьшать число скважин для разработки месторождения, увеличивать конечный коэффициент газоотдачи пласта. Поэтому в настоящее время исключительное внимание уделяется рациональному применению методов интенсификации добычи газа.

При составлении проекта доразработки газового месторождения добавляется несколько разделов. Один из них посвящается анализу и современному состоянию процесса разработки месторождения (вопросам анализа разработки посвящена гл. 10). Дополнительными служат разделы, связанные с обоснованием методов регулирования разработки месторождения, интенсификации добычи газа из месторождения и технико-экономическим обоснованием мероприятий по увеличению степени извлечения газа из недр.

Проект разработки газоконденсатного месторождения включает несколько дополнительных разделов, посвященных учету особенностей разработки этих месторождений. В результате газогидродинамических и технико-экономических расчетов обосновывается система разработки газоконденсатного месторождения на истощение или с поддержанием пластового давления обратной полной или частичной закачкой сухого газа или заводнением. При этом основное внимание уделяется обоснованию достигаемых коэффициентов конденсатоотдачи пласта и технико-экономических показателей добычи газа и конденсата.

## Контрольные вопросы

1. Какие факторы влияют на динамику добычи газа из мелких, средних и крупных по запасам газа месторождений?
2. Назовите пути преодоления трудностей при оптимизации показателей разработки и эксплуатации газовых месторождений?
3. Направления повышения эффективности добычи газа?



### ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

---

#### 1. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основные особенности поведения газоконденсатных систем связаны с соответствующими фазовой диаграмме явлениями обратной конденсации и испарения. Эти особенности приводят к тому, что при снижении давления в газоконденсатной системе ниже давления насыщения начинается выпадение тяжелых углеводородов (конденсата).

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте сопровождаются фазовыми переходами. Считается, что эти переходы происходят в условиях локального термодинамического равновесия.

Если давление в газоконденсатном пласте в процессе разработки поддерживается на уровне начального (или давления начала конденсации), то фазовые переходы возникают лишь в зонах пласта, примыкающих к скважинам. Это приводит к необходимости учета изменения во времени, например, фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах скважин.

Если газоконденсатное месторождение разрабатывается на истощение, то конденсат в пласте выпадает повсеместно. Однако выпадающий конденсат зачастую мало изменяет коэффициент газонасыщенности всего пласта. Следовательно, при разработке газоконденсатного месторождения на истощение (при малом удельном содержании конденсата в газе) фильтрационные течения могут рассматриваться в рамках однофазных течений, так как выпадающий конденсат неподвижен. Малая конденсатонасыщенность пласта приводит к небольшим изменениям его емкостных и фильтрационных параметров. Двухфазная фильтрация имеет место в призабойной зоне пласта.

Фильтрационные течения газоконденсатных систем в пласте аналогичны течениям газированной жидкости. Эта аналогия позволила некоторым исследователям предложить модели фильтрации газоконденсатных систем и вывести соответствующие дифференциальные уравнения. При этом они исходили из рассмотрения фильтрации бинарной системы, оправдавшей себя при исследовании газированной жидкости. Интегрирование полученных дифференциальных уравнений позволило найти решение некоторых задач установившегося притока газоконденсатных систем к скважине. На основе

этих решений предложены методы интерпретации результатов исследований скважин (А.Х. Мирзаджанзаде, З.М. Ахмедов, М.Т. Абасов, В. Князев, С. Невилл, Ф.Г. Оруджалиев и др.). Подробно результаты исследований названных авторов здесь не рассматриваются, так как они изложены в специальных монографиях [ 113, 219 ] .

Строгое решение задач обратной закачки сухого газа в пласт (сайклинг-процесс), определения изменения состава продукции скважин и общей добычи из месторождения не может основываться на замене реальной газоконденсатной системы бинарной системой. Поэтому в работах Ю.П. Желтова, А.К. Курбанова, В.Н. Николаевского, М.Д. Розенберга, Г.Ю.Шовкринского [106, 154, 231, 251, 252 ] задачи фильтрации газоконденсатных систем рассматриваются в рамках теории фильтрации многокомпонентных систем. Для этого газоконденсатная система заменяется тройной или исследуется как многокомпонентная. В подобной постановке задачи фильтрации газоконденсатных систем оказываются весьма сложными. Имеются отдельные точные решения (С.Н. Бузинов, Б.Е. Сомов) . При определении показателей, например, обратной закачки газа пользуются расчетными схемами и методами М. Маскета [211] .

Методы теории многокомпонентной фильтрации необходимы при прогнозировании динамики продукции из месторождения, когда содержание отдельных компонентов изменяется по площади газоносности или толщине продуктивного пласта. Как отмечалось, содержание сероводорода и других компонентов по площади Оренбургского месторождения изменяется в 2 раза [29]. Карачаганакское месторождение характеризуется этажом продуктивности около 1500 м. В результате с глубиной изменяются пластовые давление и температура, почти в 3 раза возрастает удельное содержание в газе конденсата от кровли к ГНК. Поэтому в таких случаях целесообразно исследовать задачи многокомпонентной фильтрации в трехмерной неизотермической постановке.

При решении проблемы максимизации добычи конденсата из пласта возникает необходимость поддержания пластового давления в процессе разработки газоконденсатного месторождения. Эффективность и целесообразность поддержания пластового давления зависят от содержания конденсата в газе, общих запасов газа и конденсата, глубины залегания пласта, географического местоположения промысла, стоимости проходки скважин и сооружения объектов по поддержанию давления, извлечению и переработке конденсата и других факторов.

Поддержание пластового давления может осуществляться закачкой сухого (отбензиненного) газа или воды. Закачка сухого газа применяется в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение определенного времени. Возможность закачки воды зависит от наличия дешевых ис-

точников воды, приемистости нагнетательных скважин и степени неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

Каждый из методов поддержания пластового давления имеет свои преимущества и недостатки.

Наибольшее извлечение конденсата достигается при обратной закачке сухого газа в пласт (сайклинг-процесс). При этом процессе имеются системы добывающих и нагнетательных скважин. Из добывающих скважин извлекается жирный газ. Через нагнетательные скважины в пласт закачивается сухой газ. При этом преследуется следующее. Во-первых, закачка сухого газа позволяет поддерживать пластовое давление на уровне начального (или давления начала конденсации). В результате ретроградные процессы не происходят до тех пор, пока поддерживается пластовое давление. Во-вторых, сухой газ вытесняет к скважинам жирный газ. Данный положительный фактор превращается затем в свою противоположность. Сухой газ по наиболее дренируемым участкам и пропласткам избирательно прорывается к добывающим скважинам. Наступает момент, когда рециркуляция газа становится нерентабельной. Тогда разработка газоконденсатного месторождения продолжается на режиме истощения пластовой энергии.

Основной недостаток этого процесса – относительно длительная (несколько лет) консервация запасов газа. Определенные преимущества в этом отношении имеет частичная закачка сухого газа, когда добывается конденсат с одновременной подачей некоторой доли добытого газа потребителю и закачкой остального сухого газа обратно в пласт. При частичной закачке сухого газа только его часть (40 - 80 % общей добычи) закачивается обратно в пласт. Поэтому при частичном поддержании давления оно уменьшается в процессе разработки с самого начала. Здесь выигрыш заключается в том, что запасы газа не консервируются, проигрыш – в достижении меньшего конечного коэффициента конденсатоотдачи пласта (по сравнению с поддержанием давления на уровне начального).

Для закачки сухого газа требуются компрессоры высокого давления, что в некоторых случаях может быть ограничивающим фактором. При закачке сухого газа образуются целики жирного газа, происходит прорыв в добывающие скважины сухого газа по отдельным высокопроницаемым и дренируемым пропласткам. Это, естественно, снижает эффективность процесса закачки сухого газа. Добыча конденсата после прорыва в скважины сухого газа падает во времени (при постоянном отборе газа из месторождения).

При разработке нефтяных месторождений с применением площадного заводнения для уменьшения обводнения и увеличения нефтеотдачи изменяют направление вытеснения в результате изменения режимов закачки и отбора, избирательного отключения скважин и т.д. Использование такого метода регулирования разработки

при обратной закачке газа также может дать большой эффект в случае, если добывающие и нагнетательные скважины располагать, как в вариантах площадного заводнения нефтяных месторождений.

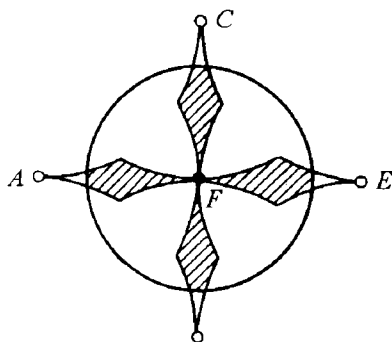
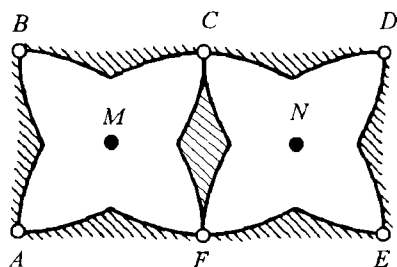


Рис. 9.1. Границы раздела жирного и сухого газов при использовании в качестве нагнетательных скважин  $M$  и  $N$

Рис. 9.2. Граница раздела жирного и сухого газов (окружность) после перевода добывающей скважины  $F$  в нагнетательную

Пусть имеем два элемента пятиточечной системы поддержания пластового давления в газоконденсатной залежи (рис. 9.1). Добывающими служат скважины  $A, B, C, D, E, F$ , нагнетательными –  $M$  и  $N$ . На рис. 9.1 показаны положения границы раздела между жирным и сухим газами на момент прорыва сухого газа в добывающие скважины. Образующиеся при этом целики жирного газа заштрихованы. Для их вымывания требуется длительная прокачка сухого газа через пласт. Предположим, что добывающую скважину  $F$  превратили в нагнетательную. На рис. 9.2 она приведена вместе с соседними добывающими скважинами и примыкающими к ней целиками газа. Границу закачанного сухого газа в скважину  $F$  изобразили в виде окружности (без учета языкообразования). Тогда заштрихованные участки на рис. 9.2 характеризуют дополнительную добычу жирного газа из ранее сформировавшихся целиков газа.

Данным примером регулирования мы ограничимся, хотя можно было бы привести и другие аналогичные варианты воздействия на процесс обратной закачки сухого газа в пласт. Противоположения процессу обратной закачки сухого газа в пласт – специфические особенности геологического строения залежи. Так, при резкой литологической изменчивости коллектора, неравномерной трещиноватости не обеспечивается высокий коэффициент охвата вытеснением жирного газа сухим. Сухой газ быстро прорывается в добывающие скважины, и эффективность процесса резко снижается.

Проблеме заводнения газоконденсатных месторождений в отечественной литературе посвящено немало исследований [66, 118, 124, 174, 175, 208, 332, 333]. Однако данный способ разработки не получил еще практического воплощения.

При заводнении газоконденсатного пласта могут реализоваться законтурное или внутриконтурное заводнение (рис. 9.3, 9.4). В первом случае нагнетательные скважины располагаются за внешним контуром газ - вода; во втором – в пределах площади газонасыщенности. В последнем случае целесообразно нагнетание воды вблизи контакта газ - вода.

Рис. 9.3 Размещение скважин при законтурном заводнении газоконденсатной залежи.

Скважины: 1 — нагнетательные; 2 — добывающие

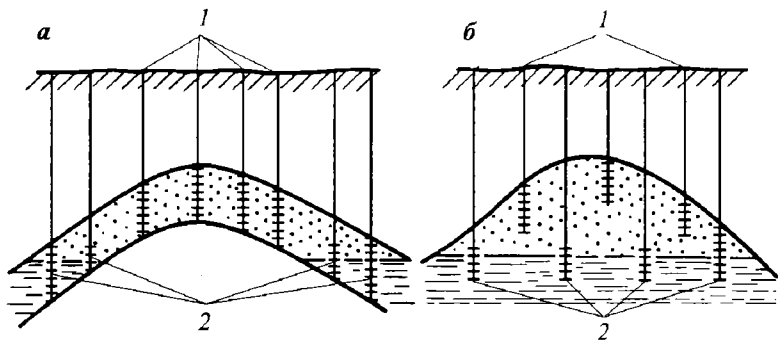
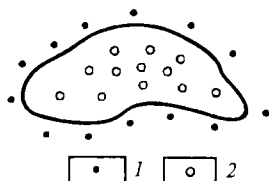


Рис. 9.4. Схемы внутриконтурного заводнения газоконденсатной залежи при наличии контурной (а) или подошвенной (б) воды.

Скважины: 1 — добывающие; 2 — нагнетательные

При закачке воды возможно преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности параметров пласта по площади и толщине, а также неравномерного дренирования отдельных пачек, пропластков. Процесс неравномерного дренирования залежи в добывающих скважинах осложняется неравномерной закачкой воды по вскрытой толщине пласта в нагнетательных скважинах. Кроме того, при закачке воды за фронтом вытеснения остается газ при высоком пластовом давлении, что способствует снижению коэффициентов газо- и конденсатоотдачи пласта.

Закачка воды имеет и положительные стороны. При закачке воды с самого начала разработки месторождения газ подается потребителю. Так как давление поддерживается на определенном уровне (оптимальное поддерживаемое давление как при закачке

газа, так и при закачке воды определяется технико-экономическими расчетами), то оттягивается срок сооружения дожимной компрессорной станции<sup>1</sup>. Постоянство поддерживаемого пластового давления также обеспечивает стабильную добычу конденсата.

Особенности газоконденсатных систем необходимо учитывать при проектировании систем сбора, транспортировки, извлечения конденсата и обработки газа. Эти особенности отражаются в расчетах движения двухфазных систем в стволе скважин и газосборных сетях, в установлении оптимальных технологических параметров, характеризующих работу установок обработки газа.

## 2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Большинство исходных геолого-физических данных, необходимых для проектирования разработки газоконденсатного месторождения на истощение, аналогично исходным данным, используемым при проектировании разработки газовых месторождений. При рассмотрении вариантов разработки газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа или воды требуется большая степень достоверности информации о геологическом строении залежи, изменении коллекторских свойств по площади залежи и по толщине пласта, характеристика водонапорной системы и данные о параметрах водоносного пласта. К числу дополнительных исходных параметров относятся данные о приемистости нагнетательных скважин по газу или воде. Необходима также статистическая обработка ядерного материала. В результате определяется функция распределения проницаемости, позволяющая рассчитывать, например, эффективность процесса обратной закачки газа.

Основные отличия в исходной информации, необходимой для проектирования разработки газоконденсатных месторождений, определяются особенностями поведения газоконденсатной системы при изменении давления и температуры. Эти особенности учитываются построением изотерм конденсации. При проектировании системы разработки месторождения и обустройства промысла наибольшее значение имеют пластовая изотерма конденсации и изотермы конденсации для различных возможных температур сепарации газа.

Пластовая изотерма конденсации определяет количество выпадающего в пласте конденсата в кубических сантиметрах из 1 м<sup>3</sup> газа при изменении среднего пластового давления в процессе разработки месторождения. Пластовая изотерма конденсации характери-

---

<sup>1</sup> После прекращения закачки воды

зует потери конденсата в пласте при разработке месторождения на истощение.

В результате экспериментов на бомбе PVT устанавливают зависимости от давления потерь и выхода конденсата. Определяют динамику выхода каждого компонента в отдельности. Находят конечный коэффициент извлечения конденсата при моделировании процесса разработки газоконденсатного месторождения в режиме истощения пластовой энергии.

При помощи изотерм конденсации в условиях различных температур сепарации газа определяется соответствующий каждой температуре выход конденсата. Технико-экономическими расчетами, основанными на учете добычи конденсата при различных температурах сепарации, затрат на поддержание различных температур сепарации газа, а также температурного режима магистрального газопровода устанавливается оптимальная температура сепарации газа.

Различают изотермы стабильного и нестабильного конденсата. В зависимости от решаемых задач используется изотерма контактной или дифференциальной конденсации. Процессы, проходящие в пласте при разработке газоконденсатного месторождения на истощение, в наибольшей мере соответствуют дифференциальной конденсации.

### 3. ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ИСТОЩЕНИЕ

Газоконденсатные месторождения разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии при небольшом содержании конденсата в газе, когда для дополнительного извлечения конденсата поддерживать давление в месторождении нецелесообразно, т.е. не рентабельно.

Определение показателей разработки газоконденсатного месторождения на истощение мало отличается от соответствующих расчетов для газовых месторождений. Для определения зависимости изменения во времени давления в залежи можно воспользоваться результатами дифференциальной конденсации на бомбе PVT или уравнением материального баланса для газоконденсатной залежи (см. п. 6 гл. 2).

Выпадение конденсата влияет на фильтрационные процессы в призабойной зоне скважин, на коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  в уравнении притока. Это учитывается в прогнозных газогидродинамических расчетах [39].

Следует чуть подробнее остановиться на уравнении притока газоконденсатной системы к скважине. Здесь отсутствует какой-либо устоявшийся подход к исследованию газоконденсатных скважин, к прогнозированию изменения в процессе разработки продуктивной

характеристики скважины, в частности, изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Сложность задачи связана с постоянным выпадением конденсата в пласте и призабойной зоне. Выпадающий в призабойной зоне конденсат при определенной конденсатонасыщенности начинает протекать к скважине. Поэтому коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  в уравнении притока постоянно изменяются. При этом эти изменения необходимо согласовать с динамикой притекающей в призабойную зону газоконденсатной системы переменного во времени состава. В такой постановке задача притока газоконденсатной системы к скважине не имеет замкнутого аналитического решения. Поэтому наиболее строгий подход состоит, во-первых, в экспериментальном определении фазовых проницаемостей для газа и конденсата при пластовых давлениях и, во-вторых, в численном решении задачи нестационарного, неизометрического притока газоконденсатной смеси к системе эксплуатационных скважин в многокомпонентной постановке. При этом для газовой фазы учитывается отклонение от закона Дарси, а для конденсата принимается справедливость этого закона [154]. Чаще поступали следующим образом. По данным исследований газоконденсатных скважин при установившихся режимах фильтрации находили уравнения притока к отдельным скважинам в начальные моменты освоения месторождения. Затем эти уравнения использовались в прогнозных расчетах, например, на среднюю скважину. Газоконденсатные характеристики введенных в разработку месторождений оказывались такими, что указанный приближенный подход, в определенной мере, оправдывал себя.

Основное отличие в проектировании разработки газоконденсатного месторождения на истощение от разработки чисто газового месторождения заключается в том, что определяются следующие дополнительные показатели разработки газоконденсатного месторождения.

- Возможные потери конденсата в пласте.
- Данные об изменении во времени добываемого количества и состава конденсата и газообразной фазы в продукции залежи.

Ответ на первый вопрос позволяет установить целесообразность поддержания пластового давления или разработки месторождения на истощение пластовой энергии. Решение второй задачи необходимо при выборе метода переработки газа и конденсата и определении направлений использования продуктов переработки.

Наиболее достоверные результаты применительно к указанным задачам получаются на основе исследований рекомбинированной пробы пластового газа в бомбе PVT. Необходимая для расчетов исходная информация, полученная в результате экспериментов на бомбе PVT для одной из газоконденсатных систем, приведена в качестве примера на рис. 9.5 - 9.7 [290].



$q_v, \text{см}^3/\text{м}^3$

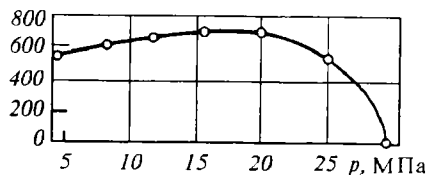


Рис. 9.5. Пластовая изотерма конденсации

$M_k, \%$

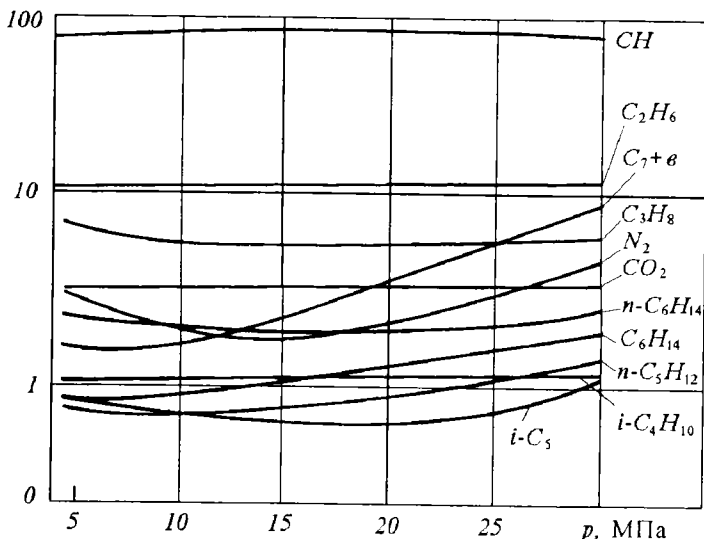


Рис. 9.6. Изменение молярного содержания  $M_k$  добываемой продукции в процессе разработки газоконденсатного месторождения

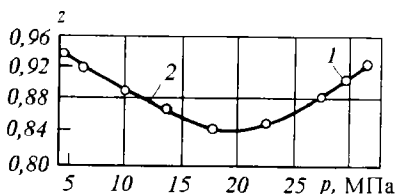


Рис. 9.7. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления  
Данные: 1 – экспериментальные; 2 – расчетные

При этом данные, характеризующие залежь и газоконденсатную систему, следующие: начальное пластовое давление 31,4 МПа, давление начала конденсации 30 МПа, пластовая темпера-

тура 394 К, содержание конденсата (бутан плюс высшие) в газе в начальный момент времени при стандартных условиях  $904 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .

## Особенности прогнозных расчетов

По результатам лабораторных экспериментов на бомбе PVT строится изотерма конденсации по стабильному конденсату при пластовой температуре, аналогичная приводимой на рис. 9.5.

### 1. Расчет добычи конденсата.

Процессы, имеющие место в бомбе PVT, отождествляются с процессами, проходящими в газоконденсатной залежи при разработке ее на истощение. Это означает, что давление на оси абсцисс (см. рис. 9.5) отождествляется со средними давлениями в залежи или средними давлениями в зоне дренирования в разные моменты времени. Тогда количество извлекаемого из залежи стабильного конденсата за любой  $i$ -й достаточно малый период разработки залежи, приведенное к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ , находится по следующей очевидной формуле:

$$\Delta Q_{\kappa i} = q_{\kappa i}(\tilde{p}_i) \Delta Q_i \quad (9.1)$$

Здесь  $\Delta Q_{\kappa i}$  и  $\Delta Q_i$  – соответственно добытые количества стабильного конденсата и газа за  $i$ -й интервал разработки (приведенные к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ ),  $q_{\kappa i}$  – среднее содержание стабильного конденсата в добываемом газе за рассматриваемый период;  $\tilde{p}_i$  – среднее давление в залежи или дренируемой зоне пласта на середину  $i$ -го интервала.

Содержание стабильного конденсата в добываемом газе при некотором среднем пластовом давлении  $\tilde{p}$  равняется:

$$q_{\kappa}(\tilde{p}) = q_{\kappa}(p_n) - q_{\kappaп}(\tilde{p}) \quad (9.2)$$

Здесь  $q_{\kappa}(p_n)$  – начальное потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (при начальном давлении  $p_n$ ), в рассматриваемом примере  $q_{\kappa}(p_n) = 904 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;  $q_{\kappaп}(\tilde{p})$  – потери стабильного конденсата в пласте при давлении  $\tilde{p}$ , определяются по изотерме дифференциальной конденсации, приведенной на рис. 9.5 (в рассматриваемом случае).

Суммарное извлеченное из залежи количество стабильного конденсата  $Q_{\kappa}$  к  $n$ -му моменту определяется по формуле

$$Q_{\kappa}(t) = \sum_{i=1}^n \Delta Q_{\kappa i} = \sum_{i=1}^n q_{\kappa i}(\bar{p}) \Delta Q_i \quad (9.3)$$

### 2. Расчет добычи отдельных компонентов.

На рис. 9.6 приведены данные об изменении фракционного состава получаемой из бомбы PVT продукции. При заданном во времени отборе газа из месторождения определяется зависимость изменения в процессе разработки среднего пластового давления. Знание средних давлений на интересующие моменты времени и молярного состава отдельных компонентов (см. рис. 9.6) в продукции залежи позволяет рассчитать добычу каждого искомого компонента во времени.

Динамика добычи конденсата и отдельных компонентов может определяться также с использованием расчетных методов, изложенных в [31, 40].

Данные по дифференциальной конденсации позволяют определить необходимую для расчетов с использованием уравнения материального баланса зависимость коэффициента сверхсжимаемости газоконденсатной системы от давления (при пластовой температуре) с учетом изменяющегося состава (см. рис. 9.7). В данном случае расчеты коэффициента сверхсжимаемости газа дали приемлемые результаты по отношению к экспериментальным данным.

### 3. Определение потерь конденсата.

Очевидно, что суммарная добыча конденсата существенным образом определяется суммарной добычей газа. Другими словами, коэффициент конденсатоотдачи зависит от коэффициента газоотдачи. Согласно Ю.Г. Чашкину, выполним несложные преобразования выражения (9.3). Обе части соотношения (9.3) разделим на начальные запасы конденсата  $q_{\kappa}(p_n) Q_{\text{зап}}$ . Кроме того, правую часть умножим и разделим на суммарное добытое количество газа

$$Q_{\text{доб}}(t) = \sum_{i=1}^n \Delta Q_i.$$

Тогда имеем

$$\frac{Q_{\kappa}(t)}{q_{\kappa}(p_n) Q_{\text{зап}}} = \frac{\sum_{i=1}^n q_{\kappa i}(\bar{p}_i) \Delta Q_i}{q_{\kappa}(p_n) Q_{\text{доб}}(t) Q_{\text{зап}}} \quad (9.4)$$

или

$$\eta_{\kappa} = \frac{\tilde{q}_{\kappa}}{q_{\kappa}(p_n)} \beta$$

Здесь  $\beta$  – коэффициент газоотдачи;  $\eta_k$  – коэффициент конденсатоотдачи пласта;

$$\tilde{q}_k = \frac{1}{Q_{\text{доб}}(t)} \sum_{i=1}^n q_{ki}(\tilde{p}_i) \Delta Q_i.$$

Физический смысл  $\tilde{q}_k$  – среднее содержание конденсата в добытом с начала разработки газе.

В последнее время появились различные корреляционные зависимости для оценки изменения коэффициента конденсатоотдачи от некоторых геолого-промысловых факторов. Пока их нельзя признать удовлетворительными. Поэтому расчет текущего и конечного коэффициентов конденсатоотдачи целесообразно проводить по формуле (9.4) с использованием необходимых для этого экспериментальных данных исследований на бомбе PVT. Тогда в первом случае в формуле (9.4)  $n$  относится к текущему моменту времени, во втором – к конечному.

В формулу (9.4) входит коэффициент газоотдачи пласта. Он определяется системой разработки месторождения, режимом разработки и находится в результате технико-экономических расчетов. Именно это (а не совокупность некоторых геолого-промысловых факторов) является определяющим, и поэтому формула (9.4) рекомендуется к использованию.

### Некоторые обобщения

Приведенный алгоритм нахождения специфических показателей разработки газоконденсатного месторождения базируется на следующих допущениях.

Предполагается, что давление во всем пласте снижается равномерно, без формирования значительной общей депрессионной воронки.

Начальный состав газа не претерпевает каких-либо существенных изменений как по площади, так и по толщине продуктивного пласта.

Эти допущения не всегда выполняются. Например, на Оренбургском газоконденсатном месторождении начальное содержание сероводорода в газе изменяется по площади газоносности и толщине пласта. Разновременный ввод в эксплуатацию скважин и отдельных УКПГ предопределил формирование в процессе разработки этого месторождения зон пониженных давлений.

Для учета отмеченных особенностей может использоваться следующий порядок расчетов.

В основу методики расчетов кладется алгоритм численного интегрирования на ЭВМ двумерного уравнения неустановившейся фильтрации газа (см. п.4, гл. 5). При этом используются зависимости от давления коэффициентов пористости, проницаемости, динамической вязкости и сверхсжимаемости газа для определенного по месторождению состава газа<sup>1</sup>. На особенности протекания фильтрационных процессов в пласте подобное допущение не оказывает значительного влияния.

В результате решения задачи о неустановившемся притоке газа к системе добывающих скважин получаются поля давлений на разные моменты времени с учетом разновременности ввода в эксплуатацию УКПГ, различий по ним отборов газа, взаимодействия скважин и неоднородности пласта по коллекторским свойствам.

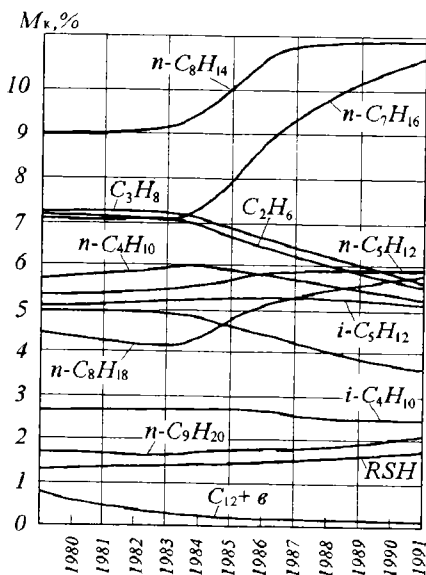
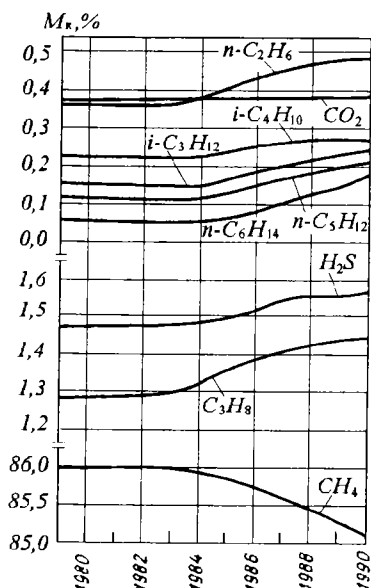


Рис. 9.8. Динамика молярного содержания  $M_k$  компонентов в газовой смеси, поступающей с УКПГ-6 на Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ)

Рис. 9.9. Динамика молярного содержания  $M_k$  компонентов в нестабильном конденсате, подаваемом с УКПГ-6 на ОГПЗ

<sup>1</sup> Очевидно, что нет принципиальных трудностей в определении таких зависимостей для отдельных точек пласта с соответствующими составами газа, однако для этого требуется непомерно большой объем экспериментальной (или вычислительной) работы.

Получаемые зависимости средних давлений в зоне скважин каждого УКПГ от времени определяют уровни добычи конденсата из них в соответствии с формулой (9.3). Для учета различия составов газа для скважин каждого УКПГ необходимо иметь свою изотерму пластовых потерь конденсата в зависимости от давления, молярного содержания отдельных компонентов в продукции УКПГ (по данным исследования в бомбе РVT газоконденсатной системы с соответствующим средним составом).

Суммирование добычи конденсата по отдельным УКПГ и индивидуальных компонентов позволяет для месторождения в целом (при принятой системе разработки и заданной добыче газа) прогнозировать добычу конденсата, сероводорода, гелия, пропан-бутановых фракций.

Изложенный подход использован автором совместно с А. И. Брусиловским и Г.Р. Гуревичем при прогнозировании компонентоотдачи Оренбургского месторождения. Газодинамические расчеты совместно с расчетами по фазовым превращениям в стволах скважин, шлейфах и отдельных УКПГ дали возможность выполнить прогноз добычи отдельных компонентов. В качестве примера на рис. 9.8 и 9.9 приведены некоторые из результатов указанных расчетов. Важность таких прогнозных расчетов связана с необходимостью их учета при внесении корректив в технологию системы обустройства промысла и технологию переработки продукции месторождения на газоперерабатывающем заводе.

#### 4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ПОЛНОМ ИЛИ ЧАСТИЧНОМ ПОДДЕРЖАНИИ ДАВЛЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКОЙ СУХОГО ГАЗА В ПЛАСТ

При значительном начальном содержании конденсата в газе рассматриваются варианты разработки с поддержанием пластового давления обратной закачкой (рециркуляцией) сухого газа в пласт. Понятие "значительное" – относительно. Оно зависит от потребностей в газе и конденсате, от современных и перспективных цен на газ и конденсат и других факторов. В настоящее время для газоконденсатных залежей при содержании в газе более 150 г /м<sup>3</sup> конденсата необходимо исследовать целесообразность разработки с поддержанием пластового давления.

Эффективность закачки сухого газа зависит от запасов газа, конденсата, удельного его содержания в газе, вида фазовой диаграммы, числа добывающих и нагнетательных скважин и их размещения на структуре и площади газоносности. Один из решающих факторов – неоднородность пласта по коллекторским свойствам как по площади, так и по толщине продуктивных отложений. Кроме того, важ-

ное значение имеют технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин.

### Влияние сетки добывающих и нагнетательных скважин на эффективность процесса рециркуляции

Влияние расположения добывающих и нагнетательных скважин на эффективность процесса рециркуляции при простейших схемах их размещения в однородном по коллекторским свойствам пласте изучалось М. Маскетом, В. Херстом, Ван Эвердинген и др. [137, 211].

При процессе рециркуляции важный параметр – коэффициент охвата вытеснением по площади  $E$ , под которым понимается отношение суммарного количества закачанного сухого газа к моменту его прорыва в добывающие скважины (приведенное к среднему давлению в элементе пласта) к суммарному газонасыщенному поровому объему залежи или элемента пласта.

М. Маскет получил важный практический вывод, что эффективность вытеснения газа по площади (следовательно, и по объему) возрастает при увеличении расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин.

В.Херст и Ван Эвердинген [211] провели исследование эффективности вытеснения при размещении добывающих и нагнетательных скважин по схеме, приведенной на рис. 9.10. Здесь нагнетательные скважины заложены вдоль центральной оси складки, а добывающие – по обе стороны от ряда нагнетательных скважин, или же наоборот. Линии  $AA$  и  $BB$  изображают границы пласта. Вследствие симметрии геометрия рассматриваемой схемы размещения скважин характеризуется отношениями  $L/W$  и  $D/W$ .

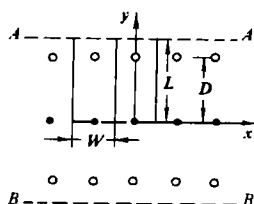


Рис. 9.10. Схема расположения цепочки нагнетательных и двух цепочек добывающих скважин

Результаты расчетов В. Херста и Ван Эвердингена приведены на рис. 9.11 и 9.12 для  $D/W = 1,25$  и  $1,75$  соответственно, причем в каждом случае  $L/W = 1,75$ . На рис. 9.11 и 9.12 даются карты изобар  $p$  и линии тока  $\psi$ , а также показаны положения границы раздела жирный газ-сухой газ. Приводятся также доля жирного газа в отбираемой продукции, общее добытое количество жирного газа и от-

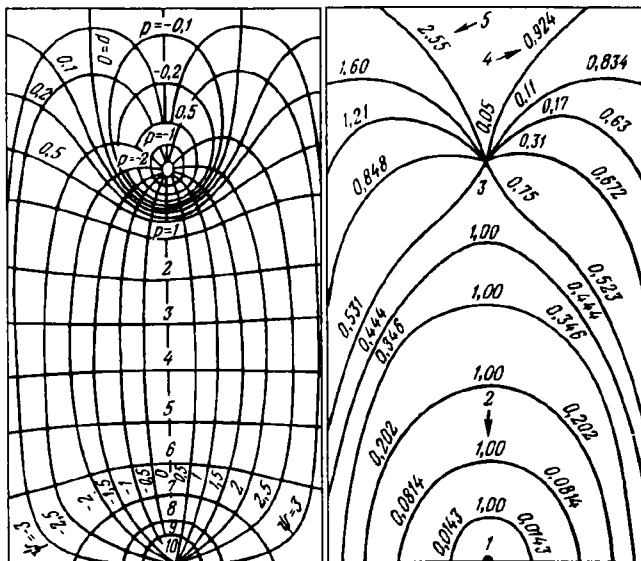


Рис. 9.11. Расчетные кривые распределения давления  $p$  и линий тока  $\psi$ , а также фронта нагнетаемого газа при  $L/W = 1,75$  и  $D/W = 1,25$   
 1, 3 – нагнетательная и добывающая скважины соответственно; 2 – доля жирного газа в дебите скважины; 4 – текущая конденсатоотдача пласта; 5 – отношение количества закачанного сухого газа к начальным запасам газа в пласте

ношение закачанного количества газа к начальным запасам газа в пласте.

Положение границы раздела определялось в соответствии с картой изобар. Доля жирного газа в продукции скважин в каждый момент времени после прорыва сухого газа определяется долей площади вблизи добывающей скважины, занятой жирным газом.

До прорыва сухого газа в добывающие скважины добыча жирного газа равняется объему закачки сухого газа в пласт. Рассматриваемые результаты расчетов подтверждают вывод об увеличении эффективности охвата вытеснением по площади при увеличении расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин. Так, для схемы размещения скважин, приведенной на рис. 9.11,  $E = 0,492$ , а для схемы, изображенной на рис. 9.12 –  $E = 0,741$ . Если  $D/W = 1$  и  $L/W = 1,75$ , то  $E$  уменьшается до 0,369 или составляет около половины  $E$ , когда  $D/W = 1,75$ .

Зависимости доли жирного газа в продукции от объема прокачки сухого газа для систем с различными параметрами размещения скважин (см. рис. 9.11, 9.12) приведены на рис. 9.13. Из рис. 9.13 следует, что после прохождения через пласт сухого газа в объеме,



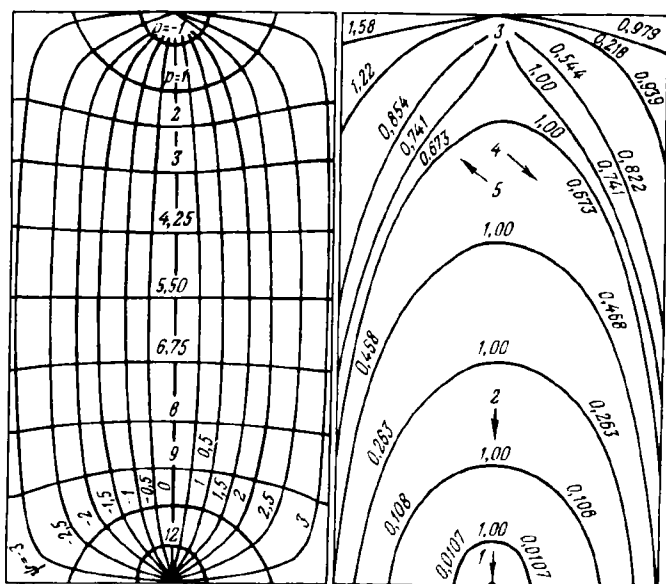


Рис. 9.12. Параметры процесса обратной закачки газа для случая, когда  $L/W = D/W = 1,75$  [211]; обозначения см. рис. 9.11.

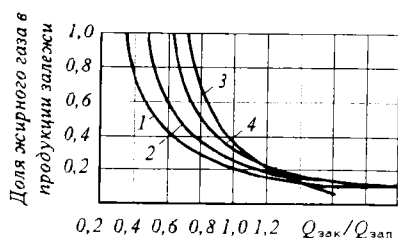


Рис. 9.13. Зависимости доли жирного газа в продукции от отношения количества закачанного сухого газа  $Q_{зак}$  к начальным запасам газа в пласте  $Q_{зап}$  [211] ( $L/W = 1,75$ ).  
 $D/W$ : 1 – 1; 2 – 1,25; 3 – 1,5; 4 – 1,7

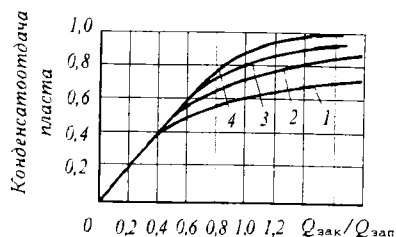


Рис. 9.14. Зависимости конденсатоотдачи пласта от отношения количества закачанного сухого газа к начальным запасам газа в пласте [211]  
1 – 4 см. обозначения рис. 9.13

равном первоначальным запасам, в продукции остается от 19 до 36% жирного газа для различных параметров рассматриваемой системы размещения скважин.

На момент времени, когда в продукции остается 15% жирного газа, через пласт будет прокачано сухого газа 1,26; 1,33; 1,46; 1,35

от первоначальных запасов газа в пласте для четырех случаев размещения добывающих и нагнетательных скважин (см. рис. 9.13).

Зависимости суммарной доли добытого жирного газа от прокачанного объема сухого газа для рассматриваемых четырех вариантов размещения скважин даны на рис. 9.14. Анализ этих зависимостей показывает увеличение эффективности охвата вытеснением по площади при больших расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами для схемы размещения добывающих скважин в виде двух цепочек (см. рис. 9.14).

### **Влияние режимов работы скважин на эффективность процесса рециркуляции**

В 4-й главе была показана значимость принятия во внимание слоистой неоднородности пласта по коллекторским свойствам при реализации сайклинг-процесса. Сейчас же рассмотрим иной фактор – зональную (по площади) неоднородность по проницаемости и ее влияние на режимы эксплуатации скважин.

Для газовой залежи элемент системы разработки – одна добывающая скважина в удельном объеме дренирования. Для системы разработки газоконденсатной залежи с реализацией процесса рециркуляции интерес для исследования представляет элемент пласта с парой скважин – одной добывающей и одной нагнетательной. Однако такие элементы пласта пригодны для залежи, однородной по коллекторским свойствам или со слоистым строением коллектора.

Для учета неоднородности пласта по коллекторским свойствам, влияния технологических режимов работы добывающих и нагнетательных скважин на эффективность процесса рециркуляции целесообразны исследования фильтрационных процессов при наличии пары добывающих и пары нагнетательных скважин. При этом элемент пласта состоит из двух зон, в каждой из которых находится по одной добывающей и одной нагнетательной скважине (рис. 9.15). Параметры пласта в пределах каждой зоны неизменны по площади, но различаются между собой. Между зонами могут протекать обменные процессы. Исследования закономерностей вытеснения жирного газа сухим в таком элементе системы разработки выполнены в [137].

Параметры пласта, запасы жирного газа, темпы отбора жирного и закачки сухого газа в исследованных вариантах оставались неизменными. Варьировались лишь дебиты добывающих и расходы сухого газа по нагнетательным скважинам. Некоторые результаты расчетов приведены на рис. 9.16, 9.17.

Рис. 9.15 Элемент кусочно-неоднородного по коллекторским свойствам пласта с двумя добывающими (1) и двумя нагнетательными (2) скважинами

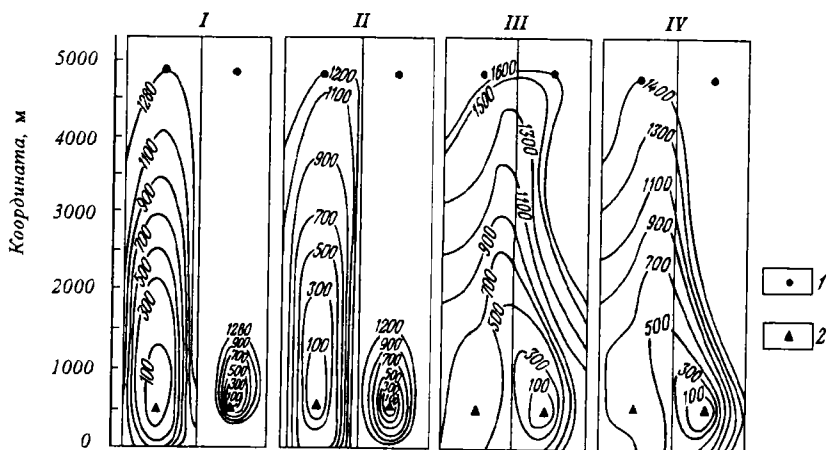
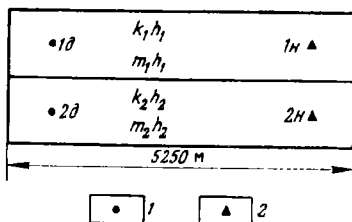


Рис. 9.16. Положения границы раздела жирного и сухого газов на разные моменты ( варианты I – IV ) [ 137 ].

1,2 – добывающая и нагнетательная скважина соответственно

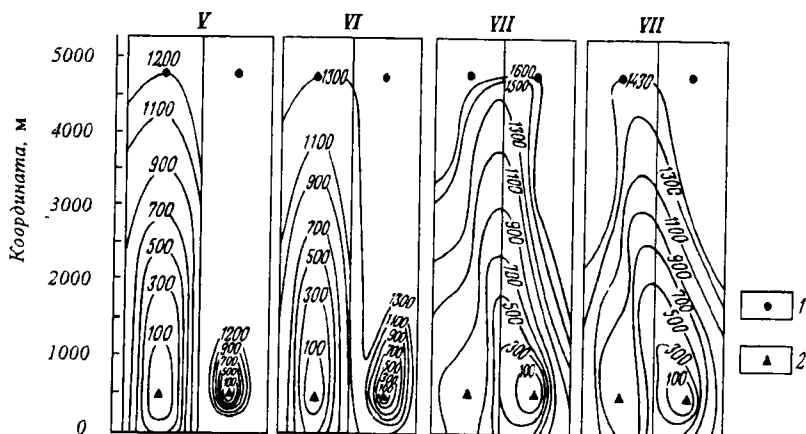


Рис. 9.17. Положения границы раздела жирного и сухого газов на разные моменты ( варианты V – VIII ) [ 137 ].

1,2 – см. обозначения рис. 9.16

На рис. 9.16, 9.17 показаны положения фронта между жирным и сухим газами. Из рисунков следует, что эффективность вытеснения по площади жирного газа сухим существенно зависит от дебитов добывающих и расходов по нагнетательным скважинам. Согласно расчетам, для рассмотренных вариантов по технологическим режимам работы добывающих и нагнетательных скважин коэффициент охвата вытеснением по площади изменяется значительно – от 0,59 до 0,79. Следовательно, правильный учет неоднородности пласта по коллекторским свойствам может обернуться ее немалой эффективностью и наоборот.

### **Определение показателей разработки при малом объеме исходной информации**

Описанные результаты носят качественный характер, так как полученные решения предполагают пласт однородным или кусочно-неоднородным по коллекторским свойствам, симметричное, упорядоченное размещение скважин. С другой стороны, они, видимо, убеждают в том, что увлечение схематизацией фильтрационных потоков чревато значительным снижением степени достоверности прогнозных расчетов.

Нет препятствий для детального изучения продуктивного пласта в результате бурения необходимого числа скважин и комплексного применения разных методов исследования. К сожалению, это требует больших затрат средств. Поэтому проектировщики, как правило, испытывают недостаток исходных данных, и вопрос о схематизации газоконденсатной залежи всегда актуален. На современном этапе развития наших знаний целесообразными представляются следующие модель продуктивного пласта и алгоритм прогнозных расчетов.

Выполняется статистический анализ кернового материала. Это позволяет выявить функции распределения коэффициентов пористости и проницаемости.

Строится слоистая модель пласта. Бесконечно большое число пропластков в такой модели увеличивает точность прогнозных расчетов, но увеличивает и потребное время для расчетов и анализа результатов расчетов. Поэтому достаточно бывает аппроксимировать залежь 10 – 20-ю пропластками. В плане они имеют конфигурацию прямоугольника. Параметры пропластка по площади неизменны, но различаются от пропластка к пропластку. Толщина и коэффициент проницаемости каждого пропластка устанавливается так, как показано в параграфе 5 гл. 6. Принимается, что газодинамическая связь между пропластками отсутствует.

Решается задача о вытеснении жирного газа сухим из такой слоистой модели пласта. На нагнетательной галерее задается сум-

марный объем закачки, а на эксплуатационной – суммарный объем отбора жирного газа. При этом учитывается условие равенства давлений в пропластках на забоях нагнетательной и эксплуатационной галерей.

Темпы подхода границ раздела жирного и сухого газов к эксплуатационной галерее предопределяют динамику "разжижения" добываемой продукции. Изменяющееся во времени давление на эксплуатационной галерее совместно с зависимостью выхода конденсата в функции давления позволяет устанавливать уровни отбора конденсата из пропластков, по которым сухой газ еще не поступил на забой эксплуатационной галереи.

По методу Ю.П. Борисова [ 30, 183 ] осуществляется переход от давлений на забоях нагнетательной и эксплуатационной галерей к реальным давлениям на забоях нагнетательных и добывающих скважин.

Для вариантно заданной последовательности ввода в эксплуатацию таких элементов разработки определяется путем суммирования динамика добычи конденсата, дебиты эксплуатационных и расходы по нагнетательным скважинам, мощности ДКС и другие показатели разработки месторождения в целом.

### **Детерминированная расчетная модель**

В основе рассмотренной модели лежат результаты статистического анализа кернового материала. По своей сути эта слоистая модель пласта приводит к вероятностным результатам. Такая модель не может претендовать на предсказание изменения во времени, например, продукции реальных скважин, однако она обеспечивает приемлемый прогноз динамики "разжижения" продукции всей залежи и рациональной продолжительности процесса рециркуляции газа. Как отмечалось, подобные недостатки модели и расчетной схемы объясняются недостаточностью данных.

Предположим теперь, что с достоверностью известны закономерности изменения параметров пласта по объему залежи и особенности ее геологического строения. Тогда решается трехмерная задача (или серия двумерных задач) многокомпонентной фильтрации с фазовыми превращениями.

На базе детерминированной модели повышается значимость прогнозных расчетов по отдельным скважинам, удастся рассматривать и решать задачи по оптимизации показателей систем разработки месторождения и обустройства промысла, формулировать и исследовать задачи регулирования и движения границы раздела жирного и сухого газов, потому что оперируем с реальными скважинами.

Сказанное полностью справедливо в том случае, если с достоверностью известны и могут быть учтены в расчетах граничные условия вдоль забоев добывающих и нагнетательных скважин. Поэтому для полной достоверности расчетной модели требуется проведение газодинамических исследований скважин в комплексе с забойной термометрией и дебитометрией.

В общем случае при исследовании задач разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения пластовой энергии, полного или частичного поддержания пластового давления необходимо рассматривать двухфазные фильтрационные течения. Это объясняется тем, что повсеместно или в отдельных зонах продуктивного пласта происходят ретроградные процессы. В результате возможна фильтрация двух фаз – газообразной и жидкой (выпавшего конденсата). При этом учитывается, что исходная газоконденсатная система представлена  $N$  углеводородными и неуглеводородными компонентами.

Неустановившаяся трехмерная двухфазная фильтрация  $N$ -компонентной смеси описывается следующей системой дифференциальных уравнений:

$$\operatorname{div}\left[\left(\frac{f_L \rho_L}{\mu_L} x_j + \frac{f_V \rho_V}{\mu_V} y_j\right) k \operatorname{grad} p\right] = m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_L s_L x_j + \rho_V s_V y_j) \pm \sum_{v=1}^n q_j^v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \delta(z - z_v), \quad j = 1, 2, \dots, N.$$

Здесь  $f$  – относительная фазовая проницаемость;  $s$  – коэффициент насыщенности пористой среды;  $p$  – давление;  $t$  – время;  $x_j, y_j$  – молярные содержания  $j$ -го компонента в жидкой и газообразной фазах соответственно;  $\rho$  – молярная плотность; индексы  $L$  и  $V$  соответствуют жидкой и газообразной фазам;  $q_j^v(t)$  – плотность  $v$ -го источника (стока) по  $j$ -му компоненту в момент времени  $t$ ;  $x_v, y_v, z_v$  – координаты  $v$ -го элементарного источника (стока);  $n$  – число элементарных источников (стоков).

При прогнозировании показателей разработки газоконденсатной залежи приходится учитывать следующие начальные и граничные условия:

$$t = 0, \quad p = p(x, y, z), \quad (x, y, z) \in G; \quad (9.6)$$

$$t = 0, \quad z_j = z_j(x, y, z), \quad j = 1, 2, \dots, N, \quad (x, y, z) \in G; \quad (9.7)$$

$$\partial p / \partial l = 0, \quad (x, y) \in \Gamma. \quad (9.8)$$

Начальные условия учитывают распределения давления и составов фаз по площади газоносности и вертикали. Условие (9.8) характеризует условие непроницаемости внешней границы  $\Gamma$  продуктивной зоны  $G$  залежи.

При решении задачи (9.5) - (9.8) должны выполняться следующие очевидные соотношения:

$$\sum_{j=1}^N x_j = \sum_{j=1}^N y_j = 1; \quad \sum_{j=1}^N z_j = 1; \quad (9.9)$$

Здесь  $z_j$  - суммарное молярное содержание  $j$ -го компонента в смеси.

При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система уравнений (9.5) замыкается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} \rho_L &= \rho_L(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}) ; \\ \rho_V &= \rho_V(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}) ; \\ \mu_L &= \mu_L(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}) ; \\ \mu_V &= \mu_V(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}) ; \\ s_V &= 1 - s_L ; \\ j &= 1, 2, \dots, N. \end{aligned} \quad (9.11)$$

Кроме того, при решении системы уравнений (9.5) требуется знание функций относительных проницаемостей для жидкой и газообразных фаз.

Свойства газообразной и жидкой фаз (9.11), необходимые при решении системы уравнений (9.5), определяются по известным методикам расчета [31, 75, 292].

Решение задачи (9.5) - (9.8) с учетом указанных замыкающих соотношений осуществляется на ЭВМ одним из методов вычислительной математики [261]. Это означает, что решение исходной задачи проводится по шагам. За независимые переменные принимаются давление и суммарные молярные содержания компонентов в смеси. На каждом временном шаге решается система алгебраических уравнений, являющаяся разностным аналогом соответствующим образом преобразованных уравнений (9.5). При этом в каждой итерации на рассматриваемом временном слое для каждой узловой точки выполняются расчеты фазового равновесия. Они позволяют установить составы жидкой и газообразной фаз.

На основе этих данных уточняются свойства жидкой и газообразной фаз в каждой точке пласта (при соответствующих давлениях и температуре).

В результате решения рассматриваемой задачи на разные моменты времени определяются:

- давления в разных точках пласта;
- коэффициент насыщенности пор жидкой фазой;
- компонентные составы добываемой из скважин продукции, а значит и состав всей добываемой из залежи продукции.

Излагаемый подход, в отличие от предыдущего, не требует какой-либо схематизации продуктивного пласта, специальных, промежуточных расчетов по установлению динамики движения границы раздела жирного и сухого газов, продукции добывающих скважин. Постановка и алгоритм решения задачи учитывают начальное различие по площади и разрезу в составах исходной газоконденсатной системы (как это имеет место на Оренбургском, Карачаганакском и Астраханском месторождениях).

Здесь изложена одна из возможных постановок задачи о трехмерной, двухфазной неустановившейся фильтрации  $N$ -компонентной смеси. Рассмотренный алгоритм решения задачи является схематичным. Так, мы не касались вопросов перехода от фиктивных к реальным скважинам, особенностей учета граничных условий на добывающих и нагнетательных скважинах.

### Дальнейшие расчеты

Изложенные алгоритмы позволяют найти прогнозные показатели разработки газоконденсатной залежи, включая забойные давления в скважинах. Определение иных показателей разработки месторождения и обустройства промысла уже не встречает принципиальных трудностей. Доведение расчетов до экономических показателей означает, что выполнено исследование лишь одного варианта разработки месторождения и обустройства промысла. Поэтому для отыскания рационального варианта разработки газоконденсатной залежи требуется найти газодинамические и технико-экономические показатели систем разработки и обустройства, различающихся:

- степенью поддержания пластового давления (соотношениями отбираемого и закачиваемого объемов газа);
- числом и размещением добывающих и нагнетательных скважин;
- технологическими режимами работы групп или отдельных добывающих и нагнетательных скважин (см. параграф 3, гл. 11);
- методами обработки продукции залежи (и другими показателями, перечисленными применительно к газовой залежи).



Последующий технико-экономический анализ дает возможность из исследуемых вариантов выбрать наилучший.

В заключение остановимся на некоторых вопросах размещения добывающих и нагнетательных скважин на площади газоносности и структуре. По коэффициенту эффективности вытеснения по площади жирного газа сухим вариант размещения добывающих скважин на периферии залежи, а нагнетательных в центре равнозначен варианту размещения нагнетательных скважин на периферии, а добывающих в центре залежи (обратимость системы размещения скважин при равенстве плотностей и вязкостей вытесняемого и вытесняющего газов). В некоторых исследованиях предпочтение отдается первому варианту размещения скважин. При этом исходят из того, что закачиваемый в сводовую часть залежи сухой газ имеет меньшую плотность, чем жирный газ, находящийся в пласте. Считается, что различие в плотности способствует более равномерному оттеснению жирного газа от свода к периферии залежи. Этот вариант размещения добывающих и нагнетательных скважин целесообразно рекомендовать в случае "запечатанной" ловушки, при отсутствии контурных вод. Часто газоконденсатные месторождения имеют небольшие углы падения. Тогда при небольшой толщине пласта едва ли можно ожидать решающего влияния разницы в плотности жирного и сухого газов на показатели закачки сухого газа.

При наличии контурных вод размещение добывающих скважин на периферии залежи может привести к их преждевременному обводнению вследствие близости скважин к контакту газ - вода, неоднородности пласта и возможного неравномерного дренирования продуктивных отложений по толщине. Поэтому при наличии контурной воды правильнее располагать добывающие скважины в сводовой части месторождения.

При размещении скважин на площади газоносности нельзя не учитывать, что с окончанием закачки сухого газа нагнетательные скважины должны перейти в разряд добывающих. И если нагнетательные скважины расположены вблизи контакта газ - вода (для увеличения эффективности обратной закачки газа), то при переводе этих скважин в добывающие может произойти их быстрое обводнение.

По данным лабораторных экспериментов на модели пласта Е.М. Минский и М.А. Пешкин пришли к выводу, что увеличение расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами при низких коллекторских свойствах может вызвать значительные потери давления и соответственно конденсата.

Исходя из всего изложенного целесообразно осуществлять площадную закачку газа с целью поддержания пластового давления в газоконденсатной залежи (нагнетательные скважины распо-

лагаются между добывающими). При этом могут использоваться пяти, семиточечные системы размещения скважин (по аналогии с площадным заводнением нефтяных месторождений) [307]. Применение такого варианта сокращает, в частности, продолжительность периода обратной закачки газа. При подобной системе размещения добывающих и нагнетательных скважин наилучшим образом учитываются требования последующей разработки месторождения с целью добычи газа как товарного продукта.

## 5. НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

Сайклинг-процесс – это метод воздействия на продуктивный газоконденсатный пласт, который обеспечивает наибольший коэффициент конденсатоотдачи пласта. Тем не менее технико-экономические расчеты по ряду отечественных газоконденсатных залежей не позволяли отдать ему предпочтение по сравнению с вариантом разработки в режиме истощения пластовой энергии.

Ряд факторов приводят к снижению эффективности показателей сайклинг-процесса. Во-первых, при сайклинг-процессе консервируются запасы газа. Ущерб от неиспользования газа ухудшает показатели процесса. При частичном поддержании пластового давления (частичном сайклинг-процессе) часть газа реализуется в качестве товарного продукта. Однако с увеличением доли реализуемого сухого газа снижается конечный коэффициент конденсатоотдачи пласта. Во-вторых, для обратной закачки газа требуется соответствующее компрессорное хозяйство. Для сжигания в приводах компрессорных агрегатов расходуются значительные ресурсы сухого газа. В-третьих, неоднородность пласта по коллекторским свойствам может привести к низким коэффициентам охвата процессом вытеснения жирного газа закачиваемым сухим газом.

В последние годы наметились направления, которые в значительной мере позволяют преодолевать указанные негативные факторы.

1. Лабораторные, промысловые эксперименты и реализованные проекты свидетельствуют о целесообразности применения для поддержания давления неуглеводородных газов, а также смеси их с углеводородными газами. В качестве неуглеводородных газов эффективными агентами зарекомендовали себя  $\text{CO}_2$ , азот, дымовые (выхлопные) газы [74].

Применение неуглеводородных газов характеризуется следующими положительными моментами.

Добываемый газ используется в качестве товарного продукта с самого начала разработки. Сокращается ущерб от консервации запасов газа.

Применение неуглеводородных газов приводит к росту конечных коэффициентов компонентоотдачи пласта. Так, в пределе, вся газоконденсатная система замещается в пласте на неуглеводородные газы. В результате такое поддержание давления предопределяет рост не только коэффициента конденсатоотдачи, но и газоотдачи, а также отдачи других компонентов.

Применение углекислого газа эффективно для поддержания давления. Как показывают лабораторные эксперименты, он позволяет вовлекать в дренирование выпавший конденсат, остаточную (рассеянную) в газонасыщенной части пласта нефть (М.А. Пешкин, С.Н. Бузинов, 1981).

Эффективно применение  $\text{CO}_2$  в случае наличия рядом с рассматриваемым газоконденсатным месторождением залежи углекислого газа. В некоторых случаях ресурсы  $\text{CO}_2$  в разрабатываемом месторождении значительны. Так, в газе Астраханского месторождения объемное содержание углекислого газа превышает 20 %. Поэтому автор предложил добываемый  $\text{CO}_2$  закачивать обратно в пласт для поддержания давления, повышения газо- и компонентоотдачи пласта в результате соответствующего замещения запасов газоконденсатной системы под пойменными и заповедными зонами на углекислый газ или на его смесь с азотом, выхлопными газами.

Извлечение азота из атмосферы сегодня становится недорогим процессом. В США 1000 м<sup>3</sup> азота, добываемого из воздуха, обходится примерно в 10 \$. Очевидно, что выгоднее оставить в законченной разработке газоконденсатной залежи азот, чем природный газ, стоимость которого в несколько раз превышает стоимость азота. Как показывают лабораторные эксперименты, свойства  $\text{N}_2$  как агента для поддержания давления и вытеснения газоконденсатной системы аналогичны свойствам метана.

При давлении закачки азота 30 - 35 МПа (в зависимости от температуры, газосодержания нефти и т.д.) в нефтяную залежь или оторочку нефти происходит процесс, близкий к смешивающему вытеснению. Этот процесс характеризуется высокой нефтеотдачей. Так, в сопоставимых экспериментах коэффициент вытеснения нефти азотом составил 86 %, а водой 65 %. В ряде опытов при закачке азота от 1,2 до 1,4 порового объема пласта при давлении смеси коэффициент вытеснения нефти составлял 92 - 98% [74].

В качестве вытесняющего агента находят применение дымовые (выхлопные) газы. При стехиометрическом горении метана в промышленных условиях состав дымовых газов следующий (в %):

$\text{N}_2 + \text{Ar} \dots\dots$	86,0	$\text{CO} \dots\dots\dots$	1,5
$\text{CO}_2 \dots\dots\dots$	11,5	$\text{H}_2 \dots\dots\dots$	1,0

Важное обстоятельство то, что при сгорании  $1\text{ м}^3$  метана образуется более  $10\text{ м}^3$  дымовых газов. Следовательно, появляется возможность закачки в пласт не  $1\text{ м}^3$  сухого газа, а  $10\text{ м}^3$  выхлопных газов (после соответствующей очистки). В результате, например, сотрудники ВолгоУралНИПИгаза (В.Ф. Перепеличенко и др.) предложили для Копанского газоконденсатонефтяного месторождения осуществлять поддержание давления выхлопными газами [234]. Для этого часть добываемого газа используется в качестве топлива на тепловой электростанции. Получается электрическая энергия. Побочный продукт, ранее сбрасываемый в атмосферу, идет на поддержание пластового давления.

2. Неоднородность продуктивного пласта по коллекторским свойствам приводит к достижению низких коэффициентов охвата процесса вытеснения жирного газа сухим. Это связано с прорывами сухого газа по наиболее проницаемым и дренируемым пропласткам. В связи с этим выполнены исследования, направленные на повышение эффективности процесса вытеснения жирного газа сухим [118].

Эксперименты осуществлялись на модели двухслойного пласта с разными соотношениями толщин высоко- и низкопроницаемых пропластков. При этом наибольшее различие в коэффициентах проницаемости пропластков достигало 12 раз. При такой степени неоднородности пласта по проницаемости коэффициент допрорывного конденсатоизвлечения при вытеснении жирного газа сухим составлял 28 %.

На тех же моделях пласта осуществлялось вытеснение жирного газа сухим с периодически закачиваемыми порциями (оторочками) воды или ПАВ. Другими словами, на вход модели пласта подавались сухой газ, затем порция воды, газ, порция воды и т.д.

Показатели рассматриваемой разновидности сайклинг-процесса с точки зрения охвата пласта вытеснением выше, чем в случае традиционного сайклинг-процесса. Так, периодические закачки воды и газа дают увеличение коэффициента охвата  $\beta_{\text{ох}}$  на 26 пунктов (с 35,4 до 61,5 %) или на 73% при соотношении толщин пропластков  $h_1/h_2 = 0,056$  и на 25,6 пунктов (с 27,6 до 52,8 %) или на 93% при  $h_1/h_2 = 0,034$ . В случае периодической закачки ПАВ и газа соответствующие цифры прироста  $\beta_{\text{ох}}$  составляют 30,9 и 30, т.е. примерно на 5 пунктов больше по сравнению с закачкой газа и воды. Аналогичные различия имеются и по допрорывным коэффициентам конденсатоотдачи пласта.

Очевидно, что при большей степени неоднородности пласта эффект от периодической закачки ПАВ или воды будет выше.

Вследствие невысокой разницы в конечных результатах, предпочтение отдается более технологичному способу – периодической закачке в пласт газа и воды. При этом следует иметь в виду, что

приемистость нагнетательных скважин снижается. Увеличивается соответственно продолжительность сайклинг-процесса.

3. Во ВНИИГазе выполнены лабораторные эксперименты по изучению механизма вытеснения выпавшего в пласте конденсата углеводородными растворителями или диоксидом углерода в условиях, близких к смешиваемому вытеснению [71]. Хорошие результаты показывает применение (во вторичных методах извлечения конденсата) пропан-бутановых смесей, обогащенных газом, ШФЛУ (широкой фракции легких углеводородов). Перспективно создание оторочек из углеводородных растворителей при разработке нефтегазоконденсатных месторождений [71, 174, 175, 198].

В последние годы под руководством Р.М. Тер-Саркисова на Вуктыльском месторождении проводятся опытно-промышленные работы по закачке сухого газа с целью извлечения выпавшего в пласте конденсата, о чем будет сказано в 12 главе.

## 6. САЙКЛИНГ – ПРОЦЕСС В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В трещиновато-пористых коллекторах путями фильтрации являются трещины. При этом запасы пластового флюида сосредоточены, как правило, в низкопроницаемых блоках. Достаточно сложно установить трещинную характеристику подлежащего разработке пласта, т.е. ориентацию систем трещин, их проницаемость, размеры пористых блоков и т.д. По этим причинам возникают сомнения в эффективности применения сайклинг-процесса в газоконденсатных залежах с трещиновато-пористыми коллекторами. Снижение эффективности данного процесса может иметь место в результате преждевременного прорыва закачиваемого сухого газа к скважинам по системе трещин. Однако исследования последних лет показывают, что такие опасения зачастую преувеличены, так как имеется ряд технологических приемов, способствующих повышению эффективности сайклинг-процесса в рассматриваемом типе коллекторов.

Очевидно, что изложение соответствующих вопросов целесообразно начать с результатов лабораторных экспериментов по вытеснению одного газа другим из моделей продуктивных пластов. В работе [44] исследуются закономерности вытеснения газа газом из модели однородного пласта, в работе [118] – из модели слоисто-неоднородного пласта и в работах [158, 414] – из модели трещиновато-пористого коллектора. Последние работы по своим выводам дополняют друг друга, так как модель, например, слоисто-неоднородного пласта в пределе, при устремлении толщины высокопроницаемого пропластка к некоторой малой величине, будет в определенной мере подобна модели трещиновато-

пористого коллектора. Рассмотрим более подробно результаты лабораторных экспериментов применительно к трещиновато-пористым пластам [158, 329].

## **Методика лабораторных экспериментов**

Модель трещиновато-пористого коллектора, использованная в лабораторных экспериментах по вытеснению одного газа другим, была аналогичной той, которая применялась в опытах по вытеснению газа водой. Общая длина модели составляла 2 м. Она состояла из блоков диаметром 7,3 – 7,4 см и длиной 20 – 30 см. Коэффициент проницаемости блоков в отдельных сериях экспериментов равнялся 0,020 мкм<sup>2</sup> (цементный камень) и 1,5 мкм<sup>2</sup> (песчаник). Соответственно общий, эквивалентный коэффициент проницаемости модели равнялся 0,085 и 1,53 мкм<sup>2</sup> при проницаемости системы трещин 2,51 мкм<sup>2</sup>. Пористость модели пласта составляла 25 – 28%.

Вытеснение азота производилось в вертикальном направлении снизу вверх воздухом, содержащим для индикации двуокись углерода в количестве 1%. Концентрация двуокиси углерода в отбираемом из модели газе определялась с помощью газоанализатора ГИАМ-5М (цена деления прибора – 0,02%).

Методика экспериментов заключалась в исследовании следующих трех основных этапов процесса вытеснения одного газа другим.

1. Отбор пластового газа от момента начала вытеснения до момента прорыва вытесняющего газа к выходу модели.

2. Отбор смеси газов с момента прорыва вытесняющего газа до установления в смеси концентрации вытесняющего газа в размере 95-96%.

3. Понижение давления в модели при продолжающемся отборе смеси газов.

## **Особенности вытеснения газа газом при постоянном давлении**

В связи с тем, что в данном разделе рассматриваются результаты экспериментов при неизменном давлении опыта, будем оперировать понятием коэффициент вытеснения, равным отношению добытого объема газа (азота) к начальным его запасам в модели пласта. Введем в рассмотрение также понятие истинной осредненной скорости газа, которое облегчает интерпретацию получаемых результатов. Под этой скоростью понимается следующее выражение

$$w = \frac{Q_{\text{доб}}^*}{mFt}$$

Здесь  $Q_{\text{доб}}^*$  – накопленный отбор вытесняемого газа из модели пласта за время  $t$ , приведенный к пластовым условиям;  $F$  – площадь фильтрации;  $m$  – средняя пористость модели пласта, т.е. включая трещинную и поровую составляющие пустотного пространства.

Экспериментальные зависимости коэффициента вытеснения от скорости  $w$  для одной из серии опытов представлены на рис. 9.18 Здесь под полным коэффициентом вытеснения понимается отношение добытого количества азота к моменту прекращения его поступления из модели к начальным запасам азота в модели пласта.

Опытные данные говорят о том, что допрорывный коэффициент вытеснения газа в значительной степени зависит от скорости газа (расхода газа) в области малых скоростей и практически не изменяется при больших скоростях (при соотношении проницаемостей блоков и трещин 0,01 и давлении опыта 4,8 МПа). Полный коэффициент вытеснения, наоборот, с увеличением темпа вытеснения снижается.

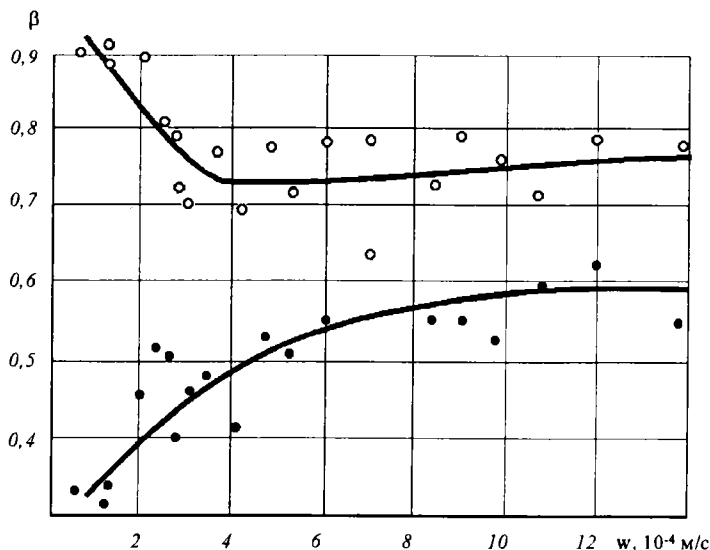
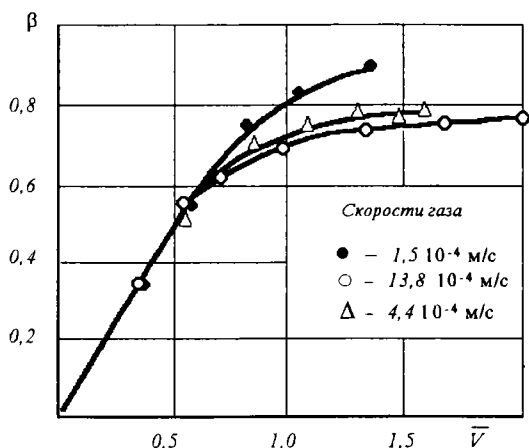


Рис. 9. 18. Зависимости от осредненной истинной скорости газа допрорывного (1) и полного (2) коэффициентов вытеснения (низкопроницаемые блоки, начальное давление 4,8 МПа).



**Рис. 9.19.** Зависимости суммарного коэффициента вытеснения газа от относительного объема  $\bar{V}$  вытесняющего газа при различных скоростях газа

Темпы отбора газа из модели пласта оказывают влияние не только на величину достигаемых коэффициентов вытеснения, но и на необходимые объемы закачиваемого для вытеснения газа. Это следует из данных, представленных на рис. 9.19. Здесь под относительным объемом  $\bar{V}$  понимается отношение объема закачанного в модель вытесняющего газа (приведенного к пластовым условиям) к объему порового пространства модели.

Как видно из рис. 9.19, прирост коэффициента вытеснения газа после прорыва вытесняющего газа к выходу модели (на графике – в момент отклонения от прямолинейной зависимости) сопровождается значительным увеличением относительного объема вытесняющего газа. Важно отметить то, что более высокие значения коэффициента вытеснения для одних и тех же относительных объемов закачки достигаются при более низких темпах отбора газа. Это означает, что при относительно малых скоростях вытеснения диффузионный и конвективный перенос вещества в рассматриваемых гетерогенных средах оказывает большое влияние на добычу азота (газоконденсатной системы) из пористых блоков.

Характер рассматриваемых экспериментальных зависимостей, в определенной мере, предопределяется динамикой зоны смеси в соответствующих средах коллектора. Динамика зоны смеси, в свою очередь, зависит от параметров трещиновато-пористого коллектора. С уменьшением скорости вытеснения на распределение концентрации газов в зоне смеси может оказывать влияние молекулярная диффузия. Именно, увеличением зоны смеси в трещинах за счет действия молекулярной диффузии, видимо, объяс-



няется снижение допрорывного коэффициента вытеснения газа при одновременном возрастании полного коэффициент вытеснения. Естественно предположить, что при высоких скоростях газа стабилизация значений и полного, и допрорывного коэффициентов вытеснения газа связана с неизменностью длины зоны смеси в трещинах. Интерпретация экспериментальных данных дает следующие оценки для длины зоны смеси: 1,7 – 1,85 м – в зоне малых скоростей движения газа и около 0,8 м – в зоне повышенных скоростей [329].

В исследованном диапазоне скоростей движения газа (см. рис. 9.18) имеют место следующие результаты. При малых скоростях  $w$  на закономерности вытеснения газа газом оказывает влияние молекулярная диффузия. При  $w \leq 3 \cdot 10^{-4}$  м/с коэффициенты молекулярной и конвективной диффузии становятся соизмеримыми. При значительных скоростях газа коэффициент конвективной диффузии на один-два порядка превосходит коэффициент молекулярной диффузии.

## Теоретические исследования

Опубликовано ряд работ, в которых предлагаются модели смешивающегося вытеснения в трещиновато-пористых средах [32, 33, 233, 403]. Видимо, пока затруднительно отдать какое-либо предпочтение данным моделям. Поэтому излагаемые ниже результаты основываются на исследованиях, изложенных в [158, 266, 414].

Лабораторные эксперименты обычно трудоемки и они не могут охватывать многообразие геологических и технологических факторов. Поэтому математические эксперименты на ЭВМ позволяют обобщать результаты лабораторных опытов на реальные, крупно-масштабные фильтрационные процессы, благодаря возможности многовариантных исследований.

Математические эксперименты выполняются в результате численного интегрирования дифференциальных уравнений конвективной диффузии в трещиновато-пористых средах при различных исходных данных и тех или иных начальных и граничных условиях.

Так, на основе математических экспериментов показано, что степень эффективности вытеснения одного газа другим из трещиновато-пористых коллекторов зависит от соотношения проницаемостей трещин и блоков пласта, размеров блоков, а также отношения долей объемов трещинной и пористой составляющих коллектора. Условия вытеснения газа из блоков, при прочих равных условиях, ухудшаются с увеличением соотношения прони-

цаемостей сред коллектора, с уменьшением доли и объема трещин в пласте и при возрастании размеров блоков.

Математическое моделирование позволило также исследовать показатели сайклинг-процесса при реализации линейной и пяти-точечной систем размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин на газоконденсатной залежи с трещиновато-пористым типом коллектора. При прокачке 1,5 поровых объемов сухого газа (приведенных к пластовым условиям) линейная система размещения скважин обеспечивает коэффициент конденсатоотдачи на уровне 30%, а в случае пятиточечной сетки скважин – 49%.

### **Воздействие на сайклинг-процесс в трещиновато-пористых коллекторах**

Компьютерная программа реализации численного алгоритма решения многомерных задач конвективной диффузии в трещиновато-пористых коллекторах позволяет осуществить имитационное моделирование применительно к различным технологическим воздействиям с целью повышения эффективности сайклинг-процесса. Такие исследования показывают, что имеются реальные пути увеличения конденсатоотдачи залежей с трещиновато-пористыми коллекторами [158, 414].

Прежде всего была оценена эффективность циклического изменения давления при закачке сухого газа. Целесообразность исследования такого воздействия объясняется следующим образом. В цикле снижения давления закачки давление в трещинах вблизи некоторого блока уменьшается. Газоконденсатная система из блока поступает (сама, а не в результате медленного процесса вытеснения из-за низкой проницаемости блока) в трещины, и затем – к добывающим скважинам. В циклах повышения давления создаются условия для более интенсивного поступления сухого газа в отдельные блоки. Другими словами, циклические изменения пластового давления позволяют лучше “продувать, проветривать” низкопроницаемые блоки. Важно подчеркнуть, что продолжительности циклов и амплитуды изменения пластового давления должны наилучшим образом соотноситься со средними размерами блоков и различием коэффициентов проницаемости в системах трещин и блоков. Результативность циклического изменения давления по отношению к нерегулируемому сайклинг-процессу можно проследить по рис. 9.20.

Так называемое циклическое или нестационарное заводнение [295] находит довольно широкое распространение в практике разработки нефтяных месторождений [65, 316]. Однако если в рассмотренном случае основная роль отводится гидродинамическому

фактору, то в случае нефтяных месторождений дополнительная роль принадлежит капиллярным процессам.

Изменение фильтрационных потоков в пласте является хорошо известным технологическим приемом повышения нефте-, конденсатоотдачи в коллекторах порового типа. Оказывается, данный способ воздействия на эффективность сайклинг-процесса в трещиновато-пористых коллекторах вполне себя оправдывает. Об этом свидетельствуют соответствующие данные, представленные на рис. 9.20.

Очевидной является идея комбинированного воздействия на протекание сайклинг-процесса в рассматриваемом типе коллекторов. Последовательное и затем одновременное применение циклического изменения давлений и перемены направлений фильтрационных потоков позволяет суммировать раздельную эффективность этих способов воздействия (см. рис.9.20).

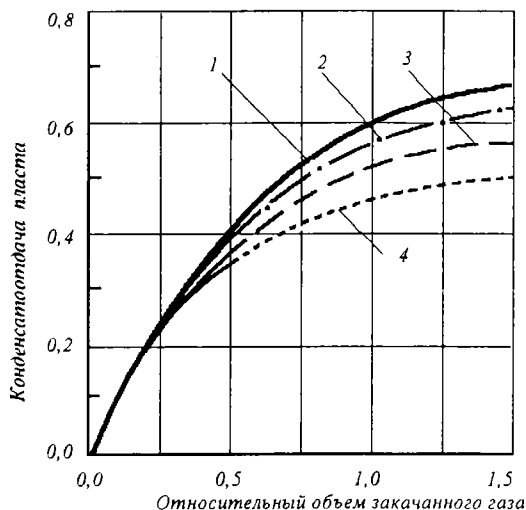


Рис. 9.20. Зависимости конденсатоотдачи пласта от относительного объема закачанного газа

1 — суммарное воздействие на эффективность вытеснения,  
2 — сайклинг-процесс при изменении направления фильтрационных потоков,  
3 — сайклинг-процесс при циклических изменениях давления,  
4 — традиционный сайклинг-процесс

Не следует абсолютизировать результаты исследований, представленные на рис. 9.20, ибо они соответствуют вполне определенным исходным данным. Реальные показатели разработки могут отличаться как в лучшую, так и в худшую сторону по сравнению с этими результатами. Так, например, приведенные данные не учитывают послойную неоднородность трещиновато-пористых коллекторов. Однако, как уже отмечалось, сегодня есть способы преодоления и этого негативного фактора.

Таким образом, есть веские основания для более решительного внедрения сайклинг-процесса при разработке газоконденсатных залежей с трещиновато-пористыми коллекторами.

## 7. ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

В настоящее время ни на одном газоконденсатном месторождении не осуществляется поддержание давления закачкой воды в пласт. В значительной мере это объясняется следующим.

Разработка месторождений природных газов при водонапорном режиме характеризуется микро- и, особенно, макрозащемлением газа. Достижимые конечные коэффициенты газоотдачи при этом нередко составляют 0,6 - 0,8. Почти в прямой зависимости от коэффициента газоотдачи находится коэффициент конденсатоотдачи (см. параграф 3, гл. 9).

Обычно чем больше начальное содержание конденсата в газе, тем меньше коэффициент конденсатоотдачи при разработке без поддержания пластового давления. Коэффициент конденсатоизвлечения при исследованиях на бомбе PVT для некоторых газоконденсатных систем составляет 0,4 - 0,5. Следовательно, при указанных характеристиках водонапорного режима в пласте может теряться от 60 до 75 % и более начальных запасов конденсата.

Одна из основных причин низких коэффициентов газоотдачи состоит в том, что сетка добывающих скважин не полностью дренирует продуктивные отложения по площади и толщине. При искусственном поддержании пластового давления процесс разработки усугубляется неравномерностью охвата залежи закачкой воды по толщине пласта и площади газоносности. В результате при искусственном + естественном водонапорном режимах увеличивается вероятность снижения коэффициентов газо- и конденсатоотдачи по сравнению с проявлением только естественного водонапорного режима. Искусственный + естественный водонапорный режим – менее регулируемый, чем естественный водонапорный режим, что и сдерживает применение на практике заводнения газоконденсатных залежей.

Экспериментальные исследования [137] показывают, что искусственный водонапорный режим можно достаточно эффективно регулировать. Так, при снижении давления в обводненной модели пласта до атмосферного практически весь защемленный газ поступает на выход модели.

Таким образом, приемлемыми объектами для заводнения служат "запечатанные" газоконденсатные залежи. Подобные залежи встречаются в природе и часто характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Поддержание давления в месторождениях с АВПД может диктоваться не только целесообразностью, но и технологической необходимостью.

Часто в месторождениях с АВПД продуктивны карбонатные коллекторы, которые, как правило, относятся к трещиновато-пористым коллекторам.

Аномальность начального пластового давления бывает значительной. Вследствие этого внутрипоровое (пластовое) давление оказывается близким к горному. При снижении пластового давления продуктивный коллектор деформируется. Есть опасность, что система трещин, особенно примыкающих к скважинам, будет смыкаться. Если трещины сомкнутся, то ликвидируются пути фильтрации для газа. Газ, остающийся в пористых плотных блоках, будет потерян. Оценочные расчеты показывают, что по указанной причине коэффициент газоотдачи месторождений с АВПД может составлять  $0,5 \div 0,6$ . Следовательно, если даже месторождение с АВПД чисто газовое, то и тогда необходимо исследовать возможность его заводнения. Тем более это справедливо, если месторождение газоконденсатное.

Искусственный водонапорный режим в месторождениях с АВПД поддается эффективному регулированию. Предположим, что наметилась тенденция обводнения значительного числа добывающих скважин (появились признаки индикатора, закачиваемого вместе с водой). Тогда частичное или полное прекращение закачки воды сразу снимает проблему обводнения скважин, так как закачанный объем воды практически не обладает упругой энергией. Дальнейшая разработка месторождения на истощение будет приводить к снижению давления в обводненной зоне пласта и добыче защемленного газа.

Заводнение предусмотрено проектом разработки Зевардинского газоконденсатного месторождения, составленным совместно с Е.И. Петренко (при участии А. Арсланова, Г.А. Щербакова).

## Основные положения методики расчетов

Один из основных показателей разработки газоконденсатной залежи с заводнением – оптимальное поддерживаемое давление в пласте. Для этого при заданной зависимости  $Q = Q(p)$  рассматриваются разные варианты по уровням поддерживаемого давления в пласте (рис. 9.21).

Чем выше поддерживаемое давление, тем больше эффективность применения вытесняющего агента. Так, если поддерживается давление на уровне начального, то  $1 \text{ м}^3$  закачиваемой воды вытесняет  $p_n / z_n \text{ м}^3$  газа в пластовых условиях. Чем больше пластовое давление поддерживается при заводнении, тем меньше влияние деформации коллектора на снижение продуктивных характеристик добывающих и нагнетательных скважин, а значит, ми-

нимально их потребное число. Однако при больших давлениях заводнения залежи возрастают энергетические затраты на закачку воды.

Естественно предположить, что в период заводнения из залежи будет отбираться постоянное во времени количество газа<sup>1</sup> (в единицу времени)  $Q$ . Пусть поддерживаемое давление составляет величину  $\tilde{p}_3$ . Тогда потребуется закачивать в залежь (в единицу времени) постоянное количество воды  $q_v$ , определяемое из очевидного соотношения

$$Q^* = q_v \frac{\tilde{p}_3}{p_{ат} z(\tilde{p}_3)} \quad (9.12)$$

Здесь  $Q^*$  – отбор газа, приведенный к  $p_{ат}$  и  $T_{пл}$ .

При рассматриваемом варианте заводнения добывающие скважины располагаются в верхней части этажа газоносности. Нижние отверстия интервала перфорации нагнетательных скважин приходятся на несколько метров ниже уровня ГВК<sup>2</sup>, а верхние отверстия располагаются ниже нижних отверстий интервалов перфорации в добывающих скважинах (рис. 9.22).

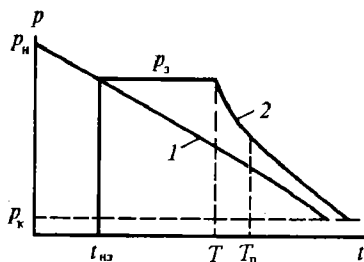


Рис. 9.21. Изменение среднего давления в залежи без заводнения (1) и с заводнением (2) пласта.

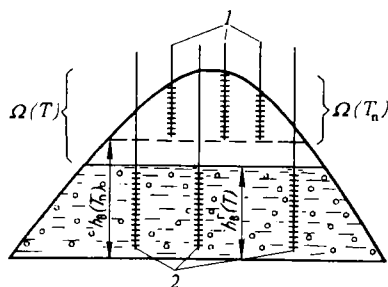


Рис. 9.22. Расчетная модель для периода разработки после окончания заводнения.

Скважины: 1 – добывающие;  
2 – нагнетательные

Начальные продуктивные характеристики добывающих скважин находятся в результате исследования их при установившихся режимах фильтрации. При определении текущих значений

<sup>1</sup> Это условие необязательное

<sup>2</sup> И в "запечатанных" залежах с АВПД имеется ГВК, однако пластовая вода практически не обладает упругой энергией и не в состоянии повлиять на снижение давления в залежи.

коэффициентов  $A$  и  $B$  учитывается их возрастание в результате деформации пласта-коллектора (см. параграф 7, гл. 6). Обозначим эти коэффициенты  $A(\tilde{p}_3)$  и  $B(\tilde{p}_3)$ .

Уравнение расхода воды для нагнетательной скважины представим в виде

$$p_c - \tilde{p}_3 = A_n q_{вс} \quad (9.13)$$

Здесь  $q_{вс}$  - расход воды в нагнетательной скважине;  $A_n = 2p_{ат} h_b \mu(\tilde{p}_3) / \mu_b h_T A(\tilde{p}_3)$ ;  $p_c$  - давление на забое нагнетательной скважины;  $\mu_b / \mu(\tilde{p}_3)$  - отношение коэффициентов динамической вязкости воды и газа при давлении  $\tilde{p}_3$  и температуре  $T_{пл}$ ;  $h_T$  - толщина газоносного пласта в добывающей скважине, у которой коэффициент фильтрационного сопротивления равен  $A(\tilde{p}_3)$ ;  $h_b$  - вскрытая толщина пласта в нагнетательной скважине.

Из уравнения (9.13) находится расход воды по одной "средней" нагнетательной скважине (при заданной в одном из вариантов репрессии на пласт). Потребное число нагнетательных скважин:

$$n_n = q_b / q_{вс} \quad (9.14)$$

Очевидны расчеты по определению других показателей разработки месторождения и эксплуатации системы обустройства промысла - при  $\tilde{p}_3$ ,  $A(\tilde{p}_3)$  и  $B(\tilde{p}_3)$  - на период поддержания пластового давления.

Газонасыщенный объем залежи на момент прекращения закачки воды  $T$  обозначим  $\tilde{\alpha} \Omega(T)$ , а обводненную толщину пласта -  $h_b(T)$ . После прекращения заводнения залежь разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии. Падает давление в газоносной, а значит, и в обводненной зоне пласта. Защемленный газ начинает расширяться. Газоносная часть залежи уменьшается. В момент  $t$  ( $t > T$ ) толщина обводненной зоны пласта составит  $h_b(T)$ .

При заводнении пласта газ в обводненной зоне защемляется при одном и том же давлении  $\tilde{p}_3$ , и коэффициент остаточной насыщенности равняется  $\alpha_{ост}$ . К концу заводнения защемленный газ в обводненной зоне будет находиться при среднем давлении -  $\tilde{p}_3^* = [\tilde{p}_3 + \rho_b g h_b(T) / 2]$ , а в момент  $t$  ( $t > T$ ) - при давлении  $\tilde{p}_3^*(t) = [\tilde{p}(t) + \rho_b g h_b(t) / 2]$ .

Согласно экспериментам (см. параграф.8, гл 6, [137] ), защемленный газ приобретает подвижность после снижения давления до  $0,65 \pm 0,75$  по сравнению с давлением, при котором газ защемился. Равноценно утверждение, что защемленный газ начинает двигаться после того, как коэффициент остаточной газонасыщенности  $\alpha_{ост}$  достигает соответствующей величины, которую назовем критической ( $\alpha_{ост.кр}$ ), т.е. при  $\alpha_{ост} = \alpha_{ост.кр}$ .

При отсутствии экспериментальных данных можно принять, что  $\alpha_{ост} \approx 0,23$ ;  $\alpha_{ост.кр} \approx 0,3$ . Пока  $\alpha_{ост} < \alpha_{ост.кр}$  масса защемленного газа в обводненной зоне остается неизменной. Следовательно, справедливо равенство

$$\alpha_{ост} [\Omega_H - \Omega(T)] \frac{\tilde{p}_3^*}{z(\tilde{p}_3^*) p_{ат}} = \alpha_{ост}(t) [\Omega_H - \Omega(t)] \frac{\tilde{p}_3^*(t)}{z[\tilde{p}_3^*(t)] p_{ат}} \quad (9.15)$$

В правую часть (9.15) подставляются  $\tilde{p}_{эj}^* (\tilde{p}_{эj}^* < \tilde{p}_3^*)$  и соответствующие им  $\alpha_{остj}$  (согласно зависимости типа представленной в параграфе 8 гл.6). Находятся соответствующие им  $\Omega_j$ . По зависимости  $h_b = f(\alpha\Omega)$  (типа приведенной на рис. 6.9) определяются  $h_{эj}$  соответствующие  $\Omega_j$ . Знание  $h_{эj}$  и  $\tilde{p}_{эj}^*$  позволяет вычислить соответствующие им средние пластовые давления в залежи  $\tilde{p}_j$ .

Теперь остается величины  $\tilde{p}_{эj}^*$ ,  $\tilde{p}_j$ ,  $\alpha_{остj}$ ,  $\Omega_j$  и  $h_{эj}$  привести к реальным временам  $t_j$ . Для этого используется уравнение материального баланса для газоносной части пласта

$$\frac{\tilde{p}_3 \tilde{\alpha} \Omega(T)}{z(\tilde{p}_3)} = \frac{\tilde{p}(t) \tilde{\alpha} \Omega(t)}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{ат} Q_{доб}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \quad (9.16)$$

В (9.16) для удобства за начало отсчета принят момент  $T$ , т.е.  $t$  отсчитывается от  $T$ .

Для рассматриваемого периода разработки, когда  $\alpha_{ост} < \alpha_{ост.кр}$ , задан отбор газа из месторождения во времени  $Q = Q(t)$ , т.е. известна зависимость  $Q_{доб} = Q_{доб}(t)$ , в (9.16). Это позволяет установить временные зависимости для искомых параметров, т.е.  $\tilde{p}_3^* = \tilde{p}_3^*(t)$ ,  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ ;  $\Omega = \Omega(t)$ ,  $h_b = h_b(t)$ ;  $\alpha_{ост} = \alpha_{ост}(t)$  [139].

Таким образом, экспериментальные данные по исследованию подвижности защемленного газа в обводненной зоне пласта, уравнения (9.15) и (9.16) дают возможность определить зависимость из-



менения во времени среднего пластового давления. Это позволяет найти другие показатели разработки для периода  $[T, T_n]$ .

Подстановка в (9.15) вместо  $\alpha_{ост}(t)$  величины  $\alpha_{ост.кр}$ , использование (9.16) дают  $T_n$ , после которого защемленный газ начнет поступать из обводненной зоны в газоносную зону пласта.

Уравнение (9.15) для момента  $T_n$  запишем в виде

$$\alpha_{ост}[\Omega_n - \Omega(T)] = \alpha_{ост.кр}[\Omega_n - \Omega(T_n)] \cdot a \quad (9.17)$$

Здесь  $a$  – безразмерное приведенное давление, при котором защемленный газ приобретает подвижность.

По (9.17) вычисляется  $\Omega(T_n)$ . Поровый объем  $\Omega(T_n)$  должен быть несколько больше порового объема, отсекаемого плоскостью, проведенной через нижние отверстия интервалов перфорации в добывающих скважинах (см. рис. 9.22). Следовательно, данное обстоятельство и предопределяет значения  $T$  и  $T_n$ , которые устанавливаются в результате последовательных приближений по изложенной методике расчетов.

После достижения условия  $\alpha_{ост} = \alpha_{ост.кр}$  (времени  $T_n$ ) уравнение материального баланса для газоносной части залежи записывается в виде

$$\frac{\tilde{p}(T_n) \tilde{\alpha} \Omega(T_n)}{z[\tilde{p}(T_n)]} = \frac{\tilde{p}(t) \tilde{\alpha} \Omega(T_n)}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{ат} Q_{доб}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} - p_{ат} Q_{заш}^*(t) \quad (9.18)$$

Здесь отсчет времени  $t$  ведется от  $T_n$ ;  $Q_{заш}^*(t)$  – количество защемленного газа, перетекшего из обводненной зоны в газоносную зону пласта ко времени  $t$  (приведенное к  $p_{ат}$  и  $T_{пл}$ ). Для вычисления  $Q_{заш}^*(t)$  имеем следующее очевидное соотношение:

$$\alpha_{ост.кр} [\Omega_n - \Omega(T_n)] \left\{ \frac{\tilde{p}^*(T_n)}{z[\tilde{p}^*(T_n)]} - \frac{\tilde{p}^*(t)}{z[\tilde{p}^*(t)]} \right\} = p_{ат} Q_{заш}^*(t) \quad (9.19)$$

где

$$\tilde{p}^*(T_n) = \tilde{p}(T_n) + \rho_v g h_v(T_n) / 2; \quad \tilde{p}^*(t) = \tilde{p}(t) + \rho_v g h_v(T_n) / 2.$$

Таким образом, по уравнению (9.18) с учетом (9.19) определяется зависимость изменения среднего давления в залежи после времени  $T_n$ , после приобретения защемленным газом подвижности. Нахождение других показателей разработки до достижения ко-

нечного давления  $\tilde{p}_{\text{кон}}$  затруднений не вызывает. Только следует помнить, что после времени  $T_{\text{п}}$  необходимо учитывать изменение коэффициентов  $A$  и  $B$  в уравнениях притока газа к скважинам (как и при  $t < T_{\text{нз}}$ ).

В изложенном алгоритме деформирование пласта-коллектора учтено в изменениях продуктивных характеристик добывающих скважин при снижении пластового давления. Однако изменением порового объема залежи при снижении давления пренебрегли.

Суммарные потери газа к концу разработки составляют:

$$Q_{\text{пот}} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega(T_{\text{п}})}{p_{\text{ат}}} \frac{\tilde{p}_{\text{кон}}}{z(\tilde{p}_{\text{кон}})} + \alpha_{\text{ост.кр}} [\Omega_{\text{н}} - \Omega(T_{\text{п}})] \frac{\tilde{p}_{\text{кон}}^*}{p_{\text{ат}} z(\tilde{p}_{\text{кон}}^*)} \quad (9.20)$$

Это позволяет определить конечный коэффициент газоотдачи при реализации процесса заводнения.

Очевидно, что коэффициент газоотдачи, технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла зависят от  $\tilde{\alpha}\Omega(T)$  и  $\tilde{\alpha}\Omega(T_{\text{п}})$  и соответственно от вскрытой толщины пласта в добывающих скважинах. Поэтому при прогнозировании процесса разработки газовой (газоконденсатной) залежи с реализацией заводнения исследуется необходимое число альтернативных вариантов.

К проблеме разработки газовых (газоконденсатных) залежей с АВПД на основе заводнения мы еще вернемся в 12 главе.

## 8. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ПЛОТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Для данного типа залежей наиболее интересной и характерной является газоконденсатная залежь Астраханского месторождения, приуроченная к карбонатным коллекторам башкирского яруса, залегающим на глубине около 4000 м. Данная залежь в настоящее время именуется Астраханским газоконденсатным месторождением (АГКМ), оно является уникальным по многим обстоятельствам: аномальное пластовое давление (62 МПа), огромные запасы газа (около 4 трлн. м<sup>3</sup>), серы (около 1 млрд. тонн), конденсата (около 900 млн. тонн, при начальном КГФ равном 260 г/м<sup>3</sup>), большое содержание в пластовом газе сероводорода и диоксида углерода (до 38%), значительное изменение содержания углеводородных и неуглеводородных компонентов по площади газоносности, большая разница между начальным пластовым давлением и давлением начала конденсации (около 20 МПа), низкопроницаемые коллектора (средняя проницаемость – 0,001 мкм<sup>2</sup>), наличие пойменных и заповедных зон на терри-

тории месторождения. В приводимых характеристиках часто употребляется слово “около”, так как, с одной стороны, месторождение не доразведано, а, с другой стороны, содержание компонентов пластового газа претерпевает изменения по площади залежи.

С момента начала освоения в 1986г. Астраханского добывающего и газоперерабатывающего комплекса он являлся нерентабельным, вследствие значительных затрат на разработку и эксплуатацию, невысоких объемов добычи пластового флюида и низких цен на жидкие углеводороды. В связи с ростом этих цен, с 1992г. Астраханский комплекс стал прибыльным, хотя до окупаемости комплекса очень далеко.

Комплексный проект разработки АГКМ, составленный ВНИИ-Газом в 1995г. в сотрудничестве с рядом других НИИ, рассмотрел различные варианты дальнейшего развития данного комплекса. В результате отдается предпочтение варианту доведения годового отбора до 12 млрд. м<sup>3</sup> к 2002г. и удержания этого отбора до 2025г. При этом будет эксплуатироваться первая очередь Астраханского газоперерабатывающего завода (АГПЗ) и выведена на проектную производительность его вторая очередь (каждая очередь – на 6 млрд. м<sup>3</sup>/год). По рекомендуемому варианту окупаемость капитальных вложений наступит в 2003г. Появление чистой прибыли позволит ввести в эксплуатацию дополнительный газоперерабатывающий модуль на 3 млрд.м<sup>3</sup>/год в 2009г., тогда годовая добыча газа может быть доведена до 15 млрд. м<sup>3</sup>/год в 2010г. Экономическая проработка показала, что на данном модуле целесообразно организовать производство полистирола.

Ниже особенности разработки АГКМ будут рассматриваться в свете некоторых соображений автора, высказанных при рецензировании указанного Комплексного проекта.

1. Одна из главных особенностей АГКМ состоит в содержании значительных объемов кислых газов в пластовом флюиде. Поэтому добыча и переработка на заводе пластового флюида сопровождается производством большого количества серы (около 1 млн. тонн в 1995г.). Перспективы развития Астраханского комплекса напрямую зависят от потребностей мирового рынка серы, что является сдерживающим моментом в добыче газа в последние годы. Поэтому Проект предусматривал трансформацию АГКМ из базового по сере в крупного поставщика моторных топлив, вследствие огромных запасов конденсата. Однако это не так просто реализовать, так как добыча любого компонента неразрывно связана с попутной добычей H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>.

Видимо, в условиях рыночной экономики основная целевая установка Комплексного проекта должна была бы состоять в повышении степени окупаемости уже вложенных больших средств в освоение месторождения и сооружение АГПЗ, с последующим пре-

вращением Астраханского комплекса в высокорентабельное предприятие при обязательном достижении необходимой степени надежности его функционирования при минимальных воздействиях на окружающую среду. Опыт показывает, что освоение Астраханского комплекса шло негладко, а воздействия на чувствительную экосистему низовий Волги и населенные пункты были ощутимыми.

2. Расширение целевой установки позволяет иначе взглянуть на состояние и перспективы развития Астраханского комплекса.

Предлагаемое бурение 15 разведочных скважин и проведение трехмерной сейсмики в трех зонах месторождения общей площадью 270 км<sup>2</sup> в условиях низкой рентабельности Астраханского комплекса вызывает возражение. Вместо этого представляется целесообразным интенсифицировать разведку выше- и нижезалегающих отложений.

В частности, немалый приоритет должен быть отдан не разведанной филипповской нефтяной залежи. Судя по всему, это маленький Тенгиз. Разработка этой залежи системой горизонтальных скважин представляется весьма экономичной деятельностью.

Таким образом, поиск и вовлечение в разработку жидких углеводородов в выше- и нижезалегающих отложениях и возможных залежах-сателлитах является насущной необходимостью, ибо представляет дополнительную возможность избежать сильную зависимость функционирования Астраханского комплекса от рынка серы. Это означает, что сложившаяся ситуация требует переориентации геологоразведочных работ на АГКМ на другие цели.

3. Принципиальной особенностью разработки АГКМ является то, что скважины эксплуатируются при невиданно больших депрессиях на пласт, равных 10-20 МПа. Хотя в сооружаемых вертикальных скважинах вскрывается несколько десятков метров продуктивного разреза, но из-за низких значений коэффициента проницаемости приходится создавать указанные депрессии.

Однако это означает, что практически впервые на АГКМ технологический режим эксплуатации скважин может оказать определяющее влияние на конечные значения коэффициентов компонентоотдачи. В самом деле, для простоты рассуждений примем, что рабочая депрессия, обеспечивающая рентабельные дебиты равняется 15 МПа. Допустим, на конечном этапе разработки минимальное забойное давление, которое обеспечит подачу газа на устье и затем на АГПЗ, составляет 5 МПа. Следовательно, конечное пластовое давление в зоне каждой скважины, при котором заканчивается ее рентабельная эксплуатация, равняется 20 МПа.

Это означает, что только за счет технологического режима эксплуатации скважин в пласте будет теряться около 35% газа, конденсата и других компонентов. На самом деле эти потери будут больше из-за формирования общей депрессионной воронки пластового дав-

ления и существования более высоких ( чем 20 МПа) давлений в периферийных, слабо дренируемых зонах.

4. В этой связи, несмотря на предпринятые исследования, в Проекте явно недооценена перспективность сооружения горизонтальных скважин.

Представляется, что всю дальнейшую стратегию освоения АГКМ целесообразно построить на использовании горизонтальных скважин по следующим причинам.

Одна горизонтальная скважина по производительности будет, в среднем, превосходить вертикальную в три раза. В практике разбуривания АГКМ в скважину кроме кондуктора осуществляется спуск двух технических колонн. Поэтому бурение горизонтальных скважин, с одной стороны, сократит затраты на бурение скважин, и, с другой стороны, сократит их количество, что уменьшит число возможных негативных воздействий на сохранность недр и окружающей среды.

Горизонтальные скважины могут решать две задачи: или при заданной депрессии увеличивать кратно дебит скважины, или при заданном дебите кратно снижать депрессию на пласт. Это означает, что горизонтальные скважины на АГКМ целесообразно нацеливать на решение второй задачи, ибо о ее важности уже сказано в связи с проблемой повышения компонентоотдачи пласта.

Снижение депрессии на пласт позволит увеличить продолжительность бескомпрессорной добычи газа, а также повысить накопленную добычу газа до начала фазовых превращений в пласте (об этом будет сказано ниже). Горизонтальные нагнетательные скважины позволят снизить репрессию на пласт и сократить энергетические затраты на поддержание пластового давления ( об этом также скажем ниже).

5. В ближайшей перспективе добывные возможности АГКМ следует поддерживать без бурения каких-либо новых скважин, а за счет забуривания горизонтальных стволов из действующих эксплуатационных скважин или даже из кандидатов на ликвидацию. Для этого имеются основания, так как пробуренный, но не освоенный фонд скважин значителен.

При рассмотрении судьбы скважин-кандидатов на ликвидацию разумно исследовать возможность перевода их на филипповский горизонт. Это сегодня самый скорый и дешевый способ оценки продуктивности скважин и значимости филипповской залежи в целом.

6. Принятие идеи горизонтальных скважин и горизонтальных стволов позволяет с иных позиций посмотреть на рекомендуемые в проекте методы интенсификации притока газа к скважинам. Здесь в качестве основных рассматриваются гидроразрыв пласта (ГРП) и соляно-кислотные обработки (СКО) в режиме раскрытия микротрещин.

Согласно зарубежным данным и исследованиям, ГРП обычно дает возможность удвоить продуктивность скважин, зато дебит горизонтальной скважины в 3-4 раза превышает дебит вертикальной скважины [ 375]. При этом ГРП – дорогой , сложный метод воздействия, требующий большого количества специализированной техники, реагентов, технического персонала. В условиях АГКМ, видимо, ГРП никак не может рассчитывать на конкуренцию.

Второй метод – это практически тот же ГРП , поэтому перспективы его тоже небольшие.

Оба метода в Проекте предлагается реализовывать в вертикальных скважинах. Это означает, что по опыту Коробковского и Оренбургского месторождений, будут создаваться благоприятные условия для сообщения с подошвенными водами, ибо в указанных методах воздействия имеем значительную направленность процесса к подошве пласта или подошвенной воде.

Проведение обычных и модифицированных СКО в горизонтальных скважинах не будет страдать провоцированием преждевременных водопритокков. А такие СКО технологичнее и дешевле.

7. Разработка АГКМ в настоящее время протекает в режиме истощения пластовой энергии. Несмотря на то, что Астраханское месторождение является газоконденсатным, в пласте и призабойных зонах скважин имеет место однофазная фильтрация, так как давление начала конденсации примерно на 20 МПа ниже начального пластового давления.

Из истории известно, что месторождение Нокс-Бромайд (США) имело несколько большую проницаемость ( $0,0045 \text{ мкм}^2$ ), чем на АГКМ. Начальное пластовое давление равно 67,0 МПа, пластовая температура –  $114^\circ\text{C}$ . Давление начала конденсации для горизонта II равно 46,0 МПа, а для горизонта III – 39,7 МПа [77]. Эти термобарические условия очень близки к условиям АГКМ.

Лабораторные и промысловые исследования показали, что песчаники свиты бромайд характеризуются резким снижением фазовой проницаемости для газа в случае выпадения конденсата. Было доказано, что выпадающий в призабойной зоне конденсат “запирает” газ в залежи. Поэтому прогнозируемый коэффициент газоотдачи при режиме истощения пластовой энергии составит 11%. В связи с этим на месторождении стали осуществлять поддержание пластового давления. Аналогичная ситуация имела место на месторождении Хилди [77].

Применительно к АГКМ можно сказать, что тем более не допустимо снижение пластового или забойного давления ниже давления начала конденсации. По крайней мере, в условиях отсутствия лабораторных экспериментов такое предостережение более чем уместно.

В самом деле, в условиях плотных коллекторов АГКМ газ удастся извлекать из пласта при огромных депрессиях на пласт —10,0 –

20,0 МПа. Появление пленки конденсата в коллекторе призабойной зоны или в пласте может привести к прекращению фильтрационных процессов. К тому же, конденсатная пленка будет прочно удерживаться капиллярными силами, которые в низкопоровых и низкопроницаемых коллекторах весьма значительны.

Таким образом, газоконденсатные месторождения с плотными коллекторами уверенно можно разрабатывать в режиме истощения пластового давления до начала фазовых превращений в призабойных зонах и пласте. Это заставляет предположить, что основные запасы АГКМ придется извлекать при реализации системы поддержания пластового давления.

8. ВНИИГазом предложена и на ряде месторождений апробирована технология удаления конденсата из призабойных зон скважин за счет закачки диоксида углерода. Закачанный в призабойную зону диоксид углерода растворяется в выпавшем конденсате. В результате увеличивается конденсатонасыщенность, конденсат приобретает лучшую подвижность и выносятся из призабойной зоны, увеличивая продуктивность скважины по газу.

В случае низкопроницаемых коллекторов такой метод интенсификации притока может оказаться неприемлемым. Это связано с трудностью прокачать диоксид углерода через конденсатную пробку, так как этому противодействуют капиллярные силы, а вязкость конденсата больше вязкости газа. Напоминаем, что даже газ удаётся извлекать из пласта только при депрессиях на пласт 10,0 - 20,0 МПа.

Следовательно, эксплуатация скважин на АГКМ при забойных давлениях ниже давления начала конденсации может привести к серьезным осложнениям.

9. В Проекте рассматриваются варианты поддержания пластового давления на уровне ниже давления начала конденсации за счет закачки либо диоксида углерода, или газов сепарации (содержащих  $H_2S$  и  $CO_2$ ).

В случае низкопроницаемых коллекторов применение указанных агентов может быть реальным только при давлении выше давления начала конденсации. В случае наличия выпавшего конденсата (даже если фильтрация газа еще не прекратилась) закачиваемые кислые компоненты будут растворяться в конденсате, приводя к его разбуханию. Дополнительное увеличение конденсатонасыщенности будет способствовать прекращению фильтрационных процессов в пласте.

Даже при давлении выше давления начала конденсации возможны отмеченные негативные процессы при закачке  $CO_2$  или газов сепарации, но тогда они будут связаны с растворением кислых компонентов в остаточной воде (ее в порах коллектора около 20%), приводя к ее разбуханию. Очевидно, что в остаточной воде кислые

компоненты будут растворяться, если давление поддерживается и на уровне ниже давления начала конденсации.

10. Остаточная вода в низкопроницаемых коллекторах, как отмечено, может оказывать существенное влияние на фильтрационные процессы в пласте или призабойных зонах при закачке агентов, хорошо растворяющихся в ней. Однако на этом ее роль не исчерпывается.

Согласно исследованиям В.И. Петренко [236, 237], как уже говорилось, при высоких термобарических условиях пластовый газ в значительных количествах может содержать водяные пары. При разработке месторождения в режиме истощения пластовой энергии количество добываемой конденсационной воды будет возрастать. Требуется обстоятельный учет данного фактора в связи с наличием в пластовом газе значительного количества кислых компонентов, а значит и последствиями коррозии оборудования.

В процессе истощения будет идти дегазация остаточной воды и прежде всего –  $H_2S$  и  $CO_2$ , наиболее хорошо растворимых в воде компонентов. Прогноз соответствующих процессов также имеет важное значение для АГКМ.

11. Согласно исследованиям О.В. Качалова [170], в зависимости от термобарических условий, депрессии на пласт, в призабойной зоне скважины могут идти как процессы ее осушки, так и конденсации паров воды. Очевидно, дополнительные исследования могут позволить осуществить более обоснованный прогноз поведения продуктивных характеристик добывающих скважин.

12. Указанные соображения позволяют рекомендовать простой и дешевый способ интенсификации притока пластового флюида к скважинам АГКМ. Для этого в эксплуатационные скважины, особенно низкодебитные, с низкими забойными давлениями, следует подавать, закачивать в призабойную зону (видимо, с помощью передвижного компрессора) очищенный и осушенный (от воды, кислых компонентов и жидких углеводородов) природный газ. Этот газ будет осушать призабойную зону от остаточной воды, а возможно, и жидких углеводородов, способствуя повышению фазовой проницаемости по газу.

Такая обработка не может вызвать разбухания в призабойной зоне остаточной воды (возможно, в дальнейшем и конденсата) и поэтому заслуживает быть опробованной на скважинах АГКМ в ближайшее время. Она окажется полезной и после операций СКО с целью осушки призабойной зоны. Видимо, наличие неудаленной воды объясняет меньшую эффективность СКО на АГКМ, чем на Оренбургском месторождении.

13. Несмотря на указанные трудности, проблема поддержания давления на АГКМ требует интенсификации лабораторных, теоре-



тических и промысловых исследований. Для этого имеются следующие веские основания.

- С точки зрения ближней перспективы, актуальной и заманчивой является проблема закачки в пласт газов сепарации в случае отсутствия потребителей серы.

- С точки зрения дальней перспективы, видимо, следует отдавать себе отчет в том, что добыча газа в режиме истощения будет возможной только до давления начала конденсации или даже несколько выше его. Остальные (60 – 70 %) запасов газа, конденсата, серы и других компонентов придется добывать в режиме поддержания пластового давления из-за недопустимости фазовых превращений в низкопроницаемых коллекторах.

Поддержание пластового давления благоприятно скажется на окружающей среде (с точки зрения предотвращения проседания дневной поверхности, повышения уровня грунтовых вод), если только проблемы экологии не заставят раньше срока приподнять планку уровня поддерживаемого давления.

Что касается диоксида углерода, перспективы его использования для поддержания пластового давления представляются значительными применительно к филипповской залежи нефти.

14. Сказанное показывает на существование не ясных проблем в физике процессов, которыми будет сопровождаться разработка АГКМ в режиме истощения, а также поддержания пластового давления. Поэтому необходимы сложные лабораторные эксперименты на ядрах АГКМ. Сложность этих экспериментов связана и с необходимостью ювелирной точности всех замеров, ибо поровые объемы кернов будут весьма малы.

Не отвергая эти эксперименты, можно порекомендовать и путь промысловых экспериментов. Для этого выбирается одна (две), возможно, низкопродуктивная скважина. Осуществляется опытная закачка в нее осушенного газа с целью интенсификации притока газа. Затем она эксплуатируется при форсированных режимах с тем, чтобы быстрее снизить устьевое давление до 5,5 – 6,0 МПа. Следовательно, будут иметь место низкие забойные давления, фазовые превращения в призабойной зоне по жидким углеводородам и воде и т.д. Такая ускоренная разведка будущих процессов позволит получить немало ценных данных. Нетрудно видеть, сколь непростой является задача однозначной интерпретации результатов таких промысловых исследований.

15. Проблема резервирования скважин, в особенности на таком месторождении как АГКМ, является всегда актуальной. В Проекте сделана попытка научного обоснования резерва скважин и найден этот резерв в размере 31,5%. Ранее применительно к газовым месторождениям такие расчеты базировались на фактических данных об

отказах различных элементов систем разработки месторождения и обустройства промысла [201].

Такой подход явно тиражирует имевшие место отказы на будущее. Применительно к АГКМ затруднительно с этим согласиться. Отказы должны быть выявлены, а причины их устранены и в будущем они не должны повторяться. Обоснование повышенного резерва, без устранения причин негативности, может не увеличивать, а снижать надежность систем добычи, увеличивая число возможных аварийных ситуаций.

В условиях АГКМ более правильным является тезис минимизации числа скважин и различных промысловых коммуникаций и объектов. Такой подход сейчас доминирует у зарубежных фирм в связи с ужесточением законодательства относительно техногенных воздействий на окружающую среду.

16. Необходима трехмерная модель напряженного состояния Астраханской структуры с целью определения зон наибольшей трещиноватости, продуктивности. В Проекте справедливо говорится о недопустимости нарушения целостности покрышки, что может быть вызвано неравномерной по площади отработкой продуктивного пласта. Подобные сведения получаются при рассмотрении фильтрационных процессов в напряженном массиве горных пород.

## Контрольные вопросы

1. Какая дополнительная исходная информация необходима для определения показателей разработки газоконденсатной залежи?
2. Какие дополнительные (по сравнению с газовой залежью) показатели разработки находятся при проектировании разработки газоконденсатной залежи?
3. Основные сложности разработки газоконденсатных залежей с низкопроницаемыми коллекторами?
4. Назовите факторы, приводящие к возрастанию или снижению коэффициента конденсатоотдачи пласта.
5. Современные методы повышения конденсатоотдачи?
6. В чем особенности разработки месторождений природных газов с трещиновато-пористыми коллекторами?
7. Какова сущность процессов при заводнении газоконденсатной залежи с АВПД?
8. Назовите преимущества и недостатки применения неуглеводородных газов для поддержания давления в газоконденсатной залежи?
9. Сопоставьте преимущества и недостатки сайклинг-процесса и заводнения пласта?
10. Ваши предложения по увеличению эффективности разработки газоконденсатных залежей?

## АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

---

### 1. ЗАДАЧИ АНАЛИЗА ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

С начала реализации проекта ОПЭ или разработки газового (газоконденсатного) месторождения анализируются получаемая геолого-промысловая информация и показатели разработки.

Первичный, каждодневный анализ процесса разработки месторождения осуществляется геологической службой газодобывающего предприятия с центральной научно-исследовательской лабораторией (ЦНИЛ) или цехом научных и производственных работ (ЦНИПР).

Задачи первичного анализа разработки следующие.

- Обработка и анализ результатов геофизических, газогидродинамических и специальных исследований скважин и пластов. Под специальными исследованиями понимаются термометрия и дебитометрия скважин, исследование продукции скважин, в частности наблюдение за ионами хлора, текущие исследования скважин на газоконденсатность и т.д.
- Анализ данных по контролю за разработкой месторождения. Сопоставление и анализ фактических и проектных показателей разработки.
- Анализ результатов работ по интенсификации добычи газа.
- Корректирование отдельных положений проекта разработки или доработки месторождения.

Обработка результатов исследований скважин и пластов позволяет:

а) определять (или уточнять) параметры пласта (по результатам исследований скважин при неустановившихся режимах фильтрации и по результатам геофизических исследований);

б) определять (или уточнять) коэффициенты фильтрационных сопротивлений в уравнении притока газа к скважине (по результатам исследований скважин при установившихся режимах фильтрации);

в) устанавливать для новых и уточнять по действующим скважинам допустимые технологические режимы эксплуатации;

г) определять степень дренирования продуктивных отложений по толщине – выявлять работающие и неработающие интервалы (по результатам термометрии, дебитометрии, акустических и геофизических исследований скважин);

д) находить текущие газоконденсатные характеристики пластов и скважин.

Анализ получаемых результатов позволяет выявить изменения и причины изменений продуктивных характеристик скважин, степень приобщенности к разработке недренируемых пропластков и т.д.

Текущий контроль за разработкой месторождения осуществляется по данным: изменения дебитов и дебитограмм, температур и термограмм, забойных и пластовых давлений по скважинам; построения карт изобар; измерения давлений (уровней) в системе пьезометрических скважин. Для контроля за продвижением воды проводят геофизические исследования скважин, наблюдения за ионами хлора, калия в добываемой с газом воде.

Анализ данных контроля за разработкой месторождения позволяет установить режим месторождения, характер продвижения воды в пределах отдельных залежей и пластов, степень дренирования месторождения по площади газоносности и толщине.

Сопоставление и анализ фактических и проектных показателей разработки выявляет, в частности, причины отклонений между ними. Один из основных факторов, приводящих к отклонениям между фактическими и проектными показателями разработки, – степень достоверности определения начальных запасов газа в пласте. Поэтому в задачи первичного анализа входят построение зависимости  $\bar{p} / z(\bar{p}) = f[Q_{\text{дос}}(t)]$  и периодическое уточнение запасов газа.

Существенное значение при разработке месторождений природного газа имеют работы по интенсификации притока газа к забоям скважин и добычи газа, способствующие улучшению технико-экономических показателей разработки месторождения и увеличению конечного коэффициента газотдачи. Комплекс работ по интенсификации притока газа к забоям скважин должен быть обоснованно выбран и правильно осуществлен. Результаты работ по интенсификации притока газа к забоям скважин, а также добычи газа подвергаются тщательному анализу.

Накопление и обобщение обширной геолого-промысловой информации о месторождении и процессах, проходящих в пласте при его разработке, критический анализ и уточнение этой информации позволяют эффективно корректировать отдельные положения проекта разработки. Подвергаться корректированию могут:

- а) комплекс исследовательских работ на скважинах, очередность их проведения;
- б) методы контроля за разработкой залежи природного газа;
- в) необходимое число и местоположение проектных добывающих, наблюдательных и пьезометрических скважин;
- г) комплекс и технология работ по интенсификации добычи газа;
- д) начальные запасы в пласте, допустимые технологические режимы эксплуатации скважин, параметры пласта в областях газо- и

водоносности, режим месторождения и т.д.

Если текущий анализ разработки обнаружит существенное отличие месторождения и отдельных пачек и пластов от предыдущего представления о них, значительные отклонения утвержденных запасов газа и конденсата от заложенных в проект, иной, чем предсказано, характер обводнения скважин и месторождения, то составляется проект доработки, который выполняется соответствующей исследовательской или проектной организацией с привлечением промысловых исследователей.

В проекте доработки дается детальный анализ накопленного геолого-промыслового материала. С привлечением ЭВМ воспроизводится история разработки месторождения, уточняются параметры пластов и скважин, определяются начальные суммарные запасы газа и их распределение по отдельным пластам, эксплуатационным объектам.

Дополнительно исследуются результаты первичного анализа разработки месторождения.

Анализ выявляет причины отклонения проектных показателей разработки месторождения и обустройства промысла от фактических. Важнейший результат анализа разработки месторождения состоит в получении наиболее достоверной на рассматриваемый момент времени исходной геолого-промысловой информации о месторождении, отдельных продуктивных горизонтах и водоносном бассейне. Выполненный анализ разработки позволяет скорректировать отбор газа из месторождения. После выбора одного или нескольких отборов газа из месторождения рассматриваются подварианты по отборам газа из отдельных залежей, горизонтов или по распределению их по площади газоносности.

Для рассматриваемых отборов газа определяются показатели разработки месторождения и обустройства промысла, т.е. учитываются и намечаются пути оптимизации сложившихся систем разработки и обустройства. Из исследованных вариантов и подвариантов выбирается наилучший по технико-экономическим показателям и рекомендуется к реализации.

В проекте доработки отражаются результаты анализа разработки, выполненных исследований и приводятся прогнозные показатели разработки месторождения и системы обустройства промысла.

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ПО КОЛИЧЕСТВУ ОТОБРАННОГО ГАЗА И ИЗМЕНЕНИЮ СРЕДНЕГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

До последнего времени при определении запасов газа наиболее распространены объемный метод и метод падения пластового давления. Здесь и в дальнейшем рассматриваются методы определе-

ния начальных (дренируемых) запасов в пласте. Извлекаемые промышленные запасы – это запасы газа, которые можно извлечь до достижения экономически рентабельного отбора из месторождения. Извлекаемые запасы газа, определяемые конечным коэффициентом газоотдачи, устанавливаются на различных этапах проектирования и разработки месторождения в результате газогидродинамических и технико-экономических расчетов.

В основе метода определения запасов газа по данным о количестве отобранного газа и изменения во времени среднего пластового давления лежит уравнение материального баланса для газовой залежи. Впервые в СССР описываемая методика была предложена в 40-х годах В.П. Савченко, А.Л. Козловым, Н.В. Черским.

Определив по промысловым данным средние пластовые давления и соответствующие добытые количества газа на различные моменты (при уверенности, что режим месторождения газовый), по уравнению материального баланса с использованием метода наименьших квадратов можно вычислить газонасыщенный объем порового пространства  $\tilde{\alpha}\Omega_n$ , а затем и запасы газа. Однако для более правильного определения запасов газа по падению среднего пластового давления промысловые данные подвергают графической обработке. Это позволяет исключить из рассмотрения (после соответствующего анализа) дефектные точки или установить причины различных аномалий, отклонений. Графический метод обработки промысловых данных позволяет с большей наглядностью определять режим залежи, момент начала активного продвижения воды.

Представим уравнение материального баланса для залежи в случае газового режима в виде

$$\frac{\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} = \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}(t)}{\tilde{\alpha}\Omega_n} \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \quad (10.1)$$

Будем откладывать по оси абсцисс отобранные объемы газа  $Q_{доб}$ , по оси ординат –  $\tilde{p}/z(\tilde{p})$  на разные моменты времени. Из уравнения (10.1) следует, что в этих координатах зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{доб}(t)]$  представляет собой прямую линию (см. рис. 2.4).

При  $Q_{доб}=0$  из уравнения (10.1) вытекает, что  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = p_n/z_n$ .

При  $\tilde{p}(t) = 0$  из (10.1) получаем:

$$Q_{доб}(t) = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_n p_n}{z_n p_{ат}} \frac{T_{ст}}{T_{пл}}$$

Очевидно, что правая часть этого уравнения представляет собой начальные запасы газа в пласте, приведенные к атмосферному давлению и стандартной температуре. Следовательно, рассматриваемая прямолинейная зависимость отсекает на оси абсцисс отрезок с координатой, равной начальным запасам газа в пласте, приведенным к стандартным условиям.

Если зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  имеет начальный прямолинейный участок и выполняются достаточные условия для определения режима залежи (о них сказано в параграфе 3, гл.2), то можно экстраполировать данный участок до оси абсцисс с целью оценки начальных запасов газа в пласте (см. рис. 2.4, линия 4).

Из предыдущих рассуждений следует, что при водонапорном режиме зависимость  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  криволинейная (см. рис. 2.4, линия 3) в отличие от прямой для газового режима. Следовательно, в результате обработки промысловых данных в координатах  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) - Q_{\text{доб}}(t)$  можно установить режим месторождения, а также оценить начальные запасы газа в пласте. В начале разработки поступление воды в залежь может не оказывать существенного влияния на изменение среднего пластового давления, т.е. начальный участок зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  часто прямолинеен, и изменение пластового давления описывается уравнением, справедливым для газового режима.

Однако при водонапорном режиме в начале разработки графическая зависимость изменения среднего пластового давления от добытого количества газа может быть аналогичной зависимости для газового режима (см. рис. 2.6). Экстраполяция подобных прямолинейных отрезков до оси абсцисс для определения начальных запасов газа в пласте недопустима.

К настоящему времени накоплен значительный опыт применения метода падения среднего пластового давления для определения запасов газа в пласте. Анализ зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  и других факторов во многих случаях позволил достоверно установить режим разрабатываемых месторождений. Считается, что метод падения пластового давления следует использовать при отборе из пласта 5-10 % запасов газа. Объясняется это тем, что обнаружить заметное изменение во времени среднего пластового давления можно лишь в период второй фазы неустановившейся фильтрации газа, когда давление падает в каждой точке пласта.

Отметим факторы, которые влияют на точность подсчета запасов газа методом падения пластового давления.

При подсчете запасов газа важна достоверность добытого количества газа. Необходим по возможности точный учет, например,

потерь газа при аварийном фонтанировании скважин, потерь газа в атмосферу при исследованиях скважин и т.д. На достоверность определения добытого количества газа могут влиять также возможные неконтролируемые перетоки газа из пласта в пласт.

Большое внимание должно уделяться повышению точности определения средневзвешенного по объему порового пространства пластового давления на разные моменты. Необходимая точность достигается в результате применения образцовых манометров, измерения статического давления после длительной остановки скважин, использования карт  $\alpha m h$  и карт изобар для вычисления среднего пластового давления.

Интервалы времени должны быть такими, чтобы определяемые средневзвешенные пластовые давления на разные моменты значительно различались между собой. Различия в пластовом давлении не должны быть соизмеримы с погрешностью манометров, применяемых при исследовании скважин. Опыт показывает на допустимость использования промысловых данных, определенных с интервалом 0,5 или 1 год.

Точность определения  $\bar{p}$  зависит от точности построения карты изобар и карты равных значений параметра  $\alpha m h$ . Достоверность этих карт зависит от числа скважин и степени равномерности размещения их на площади газонасности. Для подсчета запасов газа объемным методом достаточно иметь карту  $\alpha m h$ . Метод падения среднего пластового давления требует еще и карты изобар на несколько дат. Использование давлений с карт изобар в операции взвешивания согласно (2.13) снижает требование достоверности к карте  $\alpha m h$ . Этого нельзя сказать об объемном методе. Погрешность построения этой карты непосредственно влияет на точность подсчета запасов газа объемным методом.

Метод падения среднего пластового давления обычно обеспечивает более высокую точность подсчета запасов газа, особенно в карбонатных коллекторах. Объемный метод характеризуется очень важным достоинством – он позволяет оценивать запасы газа в пласте до начала разработки месторождения.

В последнее время при водонапорном режиме все чаще для определения начальных запасов газа применяется метод материального баланса. Согласно этому методу на последние несколько дат строятся карты равных значений отметок ГВК. По этим картам и коэффициенту остаточной газонасыщенности оцениваются объемы поступившей в залежь воды и заземленного газа на рассматриваемые даты. После этого с использованием уравнения материального баланса для водонапорного режима находятся запасы газа на основе фактических данных разработки на требуемые даты. Искомая величина запасов устанавливается в результате



усреднения полученных данных на разные даты.

### 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА

В практике разработки близрасположенных месторождений природных газов встречались случаи, когда вследствие, например, одновременного ввода в эксплуатацию одного из них, возникали перетоки пластового газа. В работе [171] приводятся примеры таких взаимодействий и дается соответствующая методика определения начальных запасов газа в отдельных месторождениях.

Прежде чем излагать эту методику отметим, что в параграфе 6 гл.2 применительно к Пилюгинскому месторождению был показан способ оценки имевших место утечек газа в соседнее месторождение Садки. Отсюда же не трудно видеть как находить начальные запасы газа в месторождении с учетом утечек газа.

Идею работы [171] рассмотрим для случая взаимодействия двух залежей газа в процессе их разработки. Уравнения материального баланса для них в случае газового режима записываются в виде

$$\frac{p_{н1} \alpha_1 \Omega_{н1}}{z_{н1}} = \frac{\bar{p}_1(t) \alpha_1 \Omega_{н1}}{z(\bar{p}_1)} + p_{ат} Q_{добр1}^*(t) + p_{ат} Q_{пер}^*(t) \quad (10.2)$$

$$\frac{p_{н2} \alpha_2 \Omega_{н2}}{z_{н2}} = \frac{\bar{p}_2(t) \alpha_2 \Omega_{н2}}{z(\bar{p}_2)} + p_{ат} Q_{добр2}^*(t) - p_{ат} Q_{пер}^*(t) \quad (10.3)$$

Здесь все обозначения очевидны, они приводились во второй главе. Предполагается, что газ из первой залежи перетекает во вторую.

Сложим уравнения (10.2) и (10.3) и результат запишем в виде

$$\alpha_1 \Omega_{н1} [\bar{p}_{н1} - \bar{\bar{p}}_1(t)] + \alpha_2 \Omega_{н2} [\bar{p}_{н2} - \bar{\bar{p}}_2(t)] = p_{ат} Q_{добр1}^*(t) + p_{ат} Q_{добр2}^*(t) \quad (10.4)$$

Здесь  $\bar{p}_н = p_н / z_н$ ,  $\bar{\bar{p}}(t) = \bar{p}(t) / z(\bar{p})$

Уравнение (10.4) представим в виде

$$p_{ат} \frac{Q_{добр1}^*(t) + Q_{добр2}^*(t)}{\bar{p}_{н1} - \bar{\bar{p}}_1(t)} = \alpha_1 \Omega_{н1} + \alpha_2 \Omega_{н2} \frac{\bar{p}_{н2} - \bar{\bar{p}}_2(t)}{\bar{p}_{н1} - \bar{\bar{p}}_1(t)} \quad (10.5)$$

Из данного соотношения нетрудно видеть, что фактические данные о разработке двух взаимодействующих залежей газа целесообразно обрабатывать в координатах  $y = p_{ат} \frac{Q_{доб1}^*(t) + Q_{доб2}^*(t)}{\bar{p}_{н1} - \bar{p}_1(t)}$

от  $x = \frac{\bar{p}_{н2} - \bar{p}_2(t)}{\bar{p}_{н1} - \bar{p}_1(t)}$ . Тогда в случае газового режима в обоих за-

лежах, фактические данные должны лечь на прямую, которая отсекает на оси ординат величину  $\alpha_1 \Omega_{н1}$ , а тангенс угла наклона прямой равняется  $\alpha_2 \Omega_{н2}$ . При известных значениях газонасыщенных поровых объемов  $\alpha_1 \Omega_{н1}$  и  $\alpha_2 \Omega_{н2}$  не представляет труда найти соответствующие начальные запасы газа в залежах.

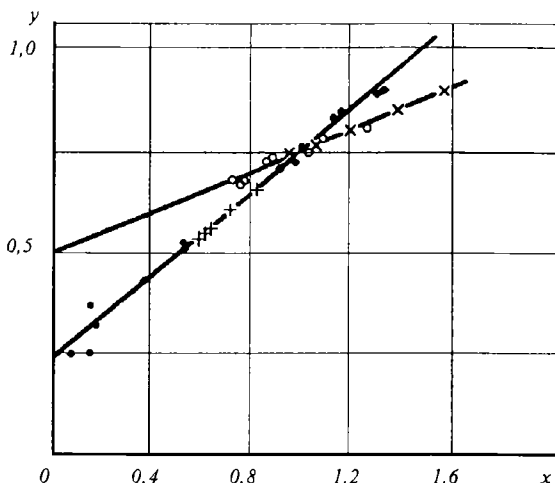


Рис. 10.1. Определение запасов газа двух взаимодействующих месторождений

Пример подобной интерпретации данных разработки месторождений Угерско и Бильче-Волица (Западная Украина), данный в работе [171], приводится на рис.10.1. Авторы отмечают, что точки, соответствующие началу эксплуатации, характеризуются повышенной погрешностью, так как разности давлений еще незначительны. Поэтому их не следует принимать во внимание. Для контроля они рекомендуют строить и вторую прямую, соответствующую записи уравнения (10.4) в виде

$$p_{ат} \frac{Q_{доб1}^*(t) + Q_{доб2}^*(t)}{\bar{p}_{н2} - \bar{p}_2(t)} = \alpha_1 \Omega_{н1} \frac{\bar{p}_{н1} - \bar{p}_1(t)}{\bar{p}_{н2} - \bar{p}_2(t)} + \alpha_2 \Omega_{н2}$$

Поэтому на рис. 10.1 имеем обе прямые.

Месторождение Угерское было открыто в 1946г. и в 1948г. введено в разработку. При этом в 1946г. началось аварийное фонтанирование скв. №105, приведшее к значительным потерям газа и снижению пластового давления. Месторождение Бильче-Волица было открыто в 1949г. и вступило в эксплуатацию в 1955г. Однако все эти годы на Бильче-Волице наблюдалось падение давления (см. рис. 2.10), что свидетельствовало об имеющих место перетоках газа, обусловленное разницей в средних давлениях около 0,8 МПа.

Выполненная интерпретация фактических данных разработки позволила оценить запасы каждого из месторождений и затем по одному из уравнений материального баланса определить объемы перетекшего газа. Оказалось, что за 7 лет эксплуатации переток газа из Бильче-Волица в Угерское месторождение составил 1,5 млрд. м<sup>3</sup>.

#### 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

При небольшом содержании конденсата в пластовом газе начальные запасы газа определяют по методу падения среднего пластового давления. Это означает, что по фактическим данным строится зависимость  $\tilde{p} / z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ . По начальному прямолинейному участку данной зависимости, в результате экстраполяции ее до оси абсцисс, находят начальные запасы газа.

Чем больше содержание конденсата в пластовом газе, тем большую погрешность дает метод падения пластового давления при определении начальных запасов газа. Поэтому в связи с разработкой Вуктыльского месторождения были предложены две новые разновидности метода падения среднего пластового давления.

Согласно первой методике (авторы Г.И.Кириенко, Г.Р. Рейтенбах, Н.А. Рулев, Н.Н. Трегуб, О.Ф. Худяков) с использованием бомбы PVT строится зависимость  $p = f(Q_{\text{доб.ср}}/Q_{\text{зап.ср}})$ . Здесь  $p$  – давление в бомбе (определяемое, естественно, с учетом фазовых превращений и изменения объема бомбы за счет выпадения конденсата);  $Q_{\text{доб.ср}}$  – добытое количество сухого газа из бомбы;  $Q_{\text{зап.ср}}$  – "запасы" сухого газа в бомбе PVT. Указанная зависимость для пластового газа исходного состава Вуктыльского месторождения приведена на рис. 10.2 (для пластовой смеси характерно содержание стабильного конденсата 500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при температуре сепарации 263 К). Теперь давление  $p$  в бомбе отождествляется со средним пластовым давлением в газоконденсатном месторождении  $\tilde{p}$ , а доля добытого сухого газа из бомбы – с долей добытого сухого газа из месторождения. В результате очевидна методика определения на-

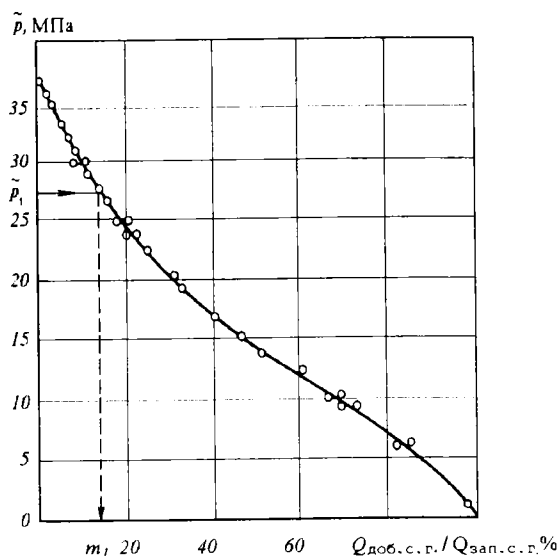


Рис. 10.2. Зависимость давления в бомбе PVT от процента отобранных запасов сухого газа для газоконденсатной смеси Вуктыльского месторождения ( по данным О.Ф. Худякова и Г.Р. Рейтенбаха ).

чальных запасов газа в пласте.

Пусть на некоторый момент  $t_1$  среднее давление в месторождении равно  $\bar{p}_1$ . Это давление откладывается на оси ординат (см. рис. 10.2) и определяется доля добытого сухого газа из месторождения  $m_1$ . По определению,  $m_1 = Q_{\text{доб.с.г.}}/Q_{\text{зап.с.г.}}$ . Следовательно,

$$Q_{\text{зап.с.г.}} = \frac{1}{m_1} Q_{\text{доб.с.г.}}(t).$$

Аналогичные расчеты на другие моменты позволяют установить достоверную величину определяемых запасов газа. Чем больше период разработки месторождения (значительное снижение среднего пластового давления по отношению к начальному), тем точнее определяются запасы газа по рассматриваемой методике. Это объясняется тем, что замеряемые изменения пластового давления по скважинам уже несоизмеримы с погрешностью используемых манометров. Кроме того, в процессе разбуривания месторождения возрастает число добывающих и наблюдательных скважин – источников информации о пластовых давлениях в разных частях газоконденсатной залежи.

Другая методика предложена автором совместно с Р.М. Кондратов, Г.Р. Рейтенбахом и З.Ф. Морозовой [ 134 ]. Эта методика ба-

зируется на уравнении материального баланса для газоконденсатной залежи в случае газового режима (см. параграф 6 гл. 2).

Разделим обе части уравнения (2.15) на  $\frac{\tilde{\alpha}\Omega_n T_{\text{ст}}}{p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} \rho_{\text{г}}(\tilde{p})$  и введем следующие обозначения:  $\bar{p}_n = p_n / z_n$ ;  $\bar{p}(t) = \tilde{p}(t) / z[\tilde{p}(t)]$ ;  $E(\tilde{p}) = \Delta\Omega(\tilde{p}) / \tilde{\alpha}\Omega_n$ ;  $C = p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} / T_{\text{ст}}$ .

Тогда уравнение материального баланса для газоконденсатной залежи запишется в виде

$$\bar{p}(t) = \bar{p}(t)E(\tilde{p}) + \bar{p}_n \frac{\rho_{\text{гн}}}{\rho_{\text{г}}(\tilde{p})} - CE(\tilde{p}) \frac{\rho_{\text{к}}(\tilde{p})}{\rho_{\text{г}}(\tilde{p})} - C \frac{M_{\text{доб}}(t)}{\tilde{\alpha}\Omega_n \rho_{\text{г}}(\tilde{p})} \quad (10.6)$$

В уравнении (10.6) имеем одну неизвестную величину —  $\tilde{\alpha}\Omega_n$ , так как  $E(\tilde{p})$  определяется в результате экспериментов на бомбе PVT. Мы располагаем также совокупностью фактических данных о разработке газоконденсатной залежи. Это типичная ситуация для эффективного применения метода наименьших квадратов.

Согласно стандартной процедуре метода наименьших квадратов из уравнения (10.6) находим начальный газонасыщенный поровый объем газоконденсатной залежи:

$$\begin{aligned} \tilde{\alpha}\Omega_n = & \frac{C \sum_{i=1}^n M_{\text{доб}}^2(t_i) / \rho_{\text{г}}^2(\tilde{p}_i)}{\bar{p}_n \rho_{\text{гн}} \sum_{i=1}^n \frac{M_{\text{доб}}(t_i)}{\rho_{\text{г}}^2(\tilde{p}_i)} + \sum_{i=1}^n \frac{M_{\text{доб}}(t_i) E(\tilde{p}_i) \bar{p}(t_i)}{\rho_{\text{г}}(\tilde{p}_i)} -} \\ & \rightarrow \frac{1}{-\sum_{i=1}^n \frac{M_{\text{доб}}(t_i) \bar{p}(t_i)}{\rho_{\text{г}}(\tilde{p}_i)} - C \sum_{i=1}^n \frac{M_{\text{доб}}(t_i) E(\tilde{p}_i) \rho_{\text{к}}(\tilde{p}_i)}{\rho_{\text{г}}^2(\tilde{p}_i)}} \end{aligned} \quad (10.7)$$

Здесь  $i$  —  $i$ -ый момент времени ( $i$ -й замер промысловых данных);  $n$  — число наблюдений (моментов времени).

Начальные запасы пластового газа, приведенные к  $p_{\text{ат}}$  и  $T_{\text{ст}}$  при известном  $\tilde{\alpha}\Omega_n$ , находятся из соотношения:

$$Q_{\text{зап}} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega_n p_n T_{\text{ст}}}{z_n p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}$$

В случае газовой залежи аналогично можно получить, что

$$\tilde{\alpha}\Omega_n = \frac{C \sum_{i=1}^n Q_{\text{доб}}^2(t_i)}{\bar{p}_n \sum_{i=1}^n Q_{\text{доб}}(t_i) - \sum_{i=1}^n \bar{p}(t_i) Q_{\text{доб}}(t_i)} \quad (10.8)$$

Уравнение (10.8) позволяет определять запасы газа газовой залежи без графической интерпретации фактических данных о разработке залежи.

В результате умножения величины  $Q_{\text{зап}}$  на молярную долю метана, этана, пропана, гелия и т.д. в исходной газоконденсатной смеси определяются запасы каждого из интересующих нас углеводородных и неуглеводородных компонентов. Умножая  $Q_{\text{зап}}$  на начальное удельное содержание  $C_5^+$  в пластовом газе, находим начальные запасы конденсата в пласте.

Заметим, что в случае значительного содержания конденсата в газе при вычислении среднего давления желательно учитывать уменьшение газонасыщенного объема залежи за счет выпадения конденсата. Для этого используются карты изобар на разные моменты времени.

В результате экспериментов на бомбе PVT устанавливается, на сколько процентов уменьшается ее объем при том или ином давлении за счет выпадения конденсата. На соответствующее число процентов, согласно карте изобар, уменьшается параметр  $\alpha m h$ . Другими словами, при изменяющемся газонасыщенном поровом объеме залежи для каждого рассматриваемого момента получается своя карта равных значений параметра  $\alpha m h$ . Эти скорректированные карты и используются при расчетах среднего пластового давления на разные моменты.

## 5. УЧЕТ ДЕФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ПРИ НАХОЖДЕНИИ НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА

В параграфе 5 гл.2 показано, что при деформировании порового пространства залежи зависимость  $\tilde{p} / z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  не является прямолинейной. Поэтому графическая интерпретация промысловых данных с целью определения начальных запасов газа по методу падения пластового давления оказывается несостоятельной.

Вспомним, что уравнение материального баланса для газовой залежи с деформируемым коллектором записывается в виде

$$\frac{\bar{p}(t)}{z(\bar{p})} \exp \{-a_m [p_n - \bar{p}(t)]\} = \frac{p_n}{z_n} - \frac{p_{ат} Q_{доб}^*(t)}{\Omega_n}. \quad (10.9)$$

В этом уравнении неизвестны  $\Omega_n$  и  $a_m$ . Для определения начальных запасов газа в пласте требуется значение  $\Omega_n$ . При проведении прогнозных расчетов необходим и коэффициент изменения пористости  $a_m$ .

Пусть известны промысловые данные об изменении во времени среднего давления в залежи и добытого количества газа. На основе этих данных по уравнению (10.9) можно найти интересующие нас  $\Omega_n$  и  $a_m$ . Для этого воспользуемся методом наименьших квадратов. Ограничимся двумя членами при разложении  $e^x$  в ряд. Тогда для определения  $\Omega_n$  и  $a_m$  получаем систему уравнений

$$\left. \begin{aligned} a_m \sum_{i=1}^k (\Delta p_i)^2 - n p_{ат} \sum_{i=1}^k \frac{Q_{добi}^*}{\bar{p}_i} \Delta p_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{\bar{p}_n}{\bar{p}_i} - 1 \right) \Delta p_i &= 0, \\ a_m \sum_{i=1}^k \Delta p_i \frac{Q_{добi}^*}{\bar{p}_i} - n p_{ат} \sum_{i=1}^k \left( \frac{Q_{добi}^*}{\bar{p}_i} \right)^2 + \sum_{i=1}^k \left( \frac{\bar{p}_n}{\bar{p}_i} - 1 \right) \frac{Q_{добi}^*}{\bar{p}_i} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (10.10)$$

Здесь  $n = 1/\Omega_n$ ;  $\bar{p} = \bar{p}(t)/z(\bar{p})$ ;  $\bar{p}_n = p_n/z_n$ ;  $\Delta p = p_n - \bar{p}(t)$ ; индекс  $i$  в (10.10) означает, что соответствующие величины относятся к  $i$ -му наблюдению ( $i$ -му моменту времени).

Система уравнений (10.10) позволяет найти искомые  $\Omega_n$  и  $a_m$ . Зная  $\Omega_n$ , вычисляем начальные запасы газа в пласте  $Q_{зап}$ , приведенные к  $p_{ат}$  и  $T_{ст}$ .

Изложенная методика была предложена и реализована автором совместно с З.Ф. Морозовой на Битковском месторождении [148]. Совместно с Л.Г. Геровым методика использована для определения начальных запасов газа Чиренского месторождения [176].

В самом начале ввода месторождения в разработку продуктивный коллектор еще не подвержен деформации (за исключением призабойных зон скважин). Максимальные деформации наблюдаются в конце разработки месторождения, следовательно, точность определения запасов газа и коэффициента  $a_m$  возрастает с увеличением суммарного отбора газа из месторождения.

В некоторых случаях использование промысловой информации за как можно большее число лет разработки чревато не увеличением, а снижением точности определения  $Q_{зап}$  и  $a_m$ . Это происходит при проявлении водонапорного режима. С таким обстоятельством

пришлось столкнуться при анализе разработки Чиренского месторождения. В связи с относительно невысокой степенью активности водонапорного режима, а также с тем, что вода поступала не с первых лет разработки, изложенная методика была обобщена применительно к Чиренскому месторождению.

С использованием промысловой информации за  $i$  лет находится  $Q_{\text{зап}}$  и  $a_m$ . Аналогичным образом определяются  $Q_{\text{зап}}$  и  $a_m$  на основе промысловой информации за  $i + 1, i + 2$  и т.д. лет. При увеличении анализируемой информации по мере разработки месторождения величина  $Q_{\text{зап}}$  снижается, а затем возрастает. Коэффициент  $a_m$  вначале возрастает, а потом уменьшается.

В случае газового режима очевидно, что чем большими значениями добытого количества газа оперируем при определении  $Q_{\text{зап}}$ , тем все меньшие значения  $Q_{\text{зап}}$  вычисляем и приближаемся к истинным запасам газа в пласте. Применительно к Чиренскому месторождению минимально достигнутая величина  $Q_{\text{зап}}$  была принята за оценку сверху истинных запасов газа данного месторождения. Эти запасы (одна условная единица) получены при использовании промысловой информации до 1/IX 1970 г. Дальнейший "рост" запасов газа связан с проявлением водонапорного режима. Водонапорный режим мог повлиять и на отмеченные (одна условная единица) запасы газа (в сторону завышения). Поэтому найденные  $Q_{\text{зап}}$  восприняты как оценка сверху для истинных запасов газа в пласте.

Сказанное о Чиренском месторождении наглядно иллюстрируется рис. 10.3. В начальные годы разработки завышение запасов газа в пласте составляло до 30%. На зависимости  $\bar{p} / z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  точками отмечены фактические данные.

С использованием уравнения материального баланса для газовой залежи с деформируемым коллектором в случае проявления водонапорного режима (см. параграф 7 гл. 6) и фактических данных о разработке Чиренского месторождения вычислена зависимость  $Q_v = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ . Она также приведена на рис. 10.3. Не следует думать, что вода "мгновенно" начала поступать в залежь при суммарной добыче чуть меньше 0,7 условной единицы запасов газа. Вода начала внедряться в продуктивный пласт значительно раньше, однако в небольших объемах. Такое поступление воды не сказывалось заметно на среднем пластовом давлении.

При указанных расчетах по определению начальных запасов газа в пласте необходимо оперировать средневзвешенными по газонасыщенному объему залежи пластовыми давлениями на разные моменты. Вследствие деформирования коллектора поровый и газонасыщенный объемы уменьшаются во времени. Поэтому для повы-



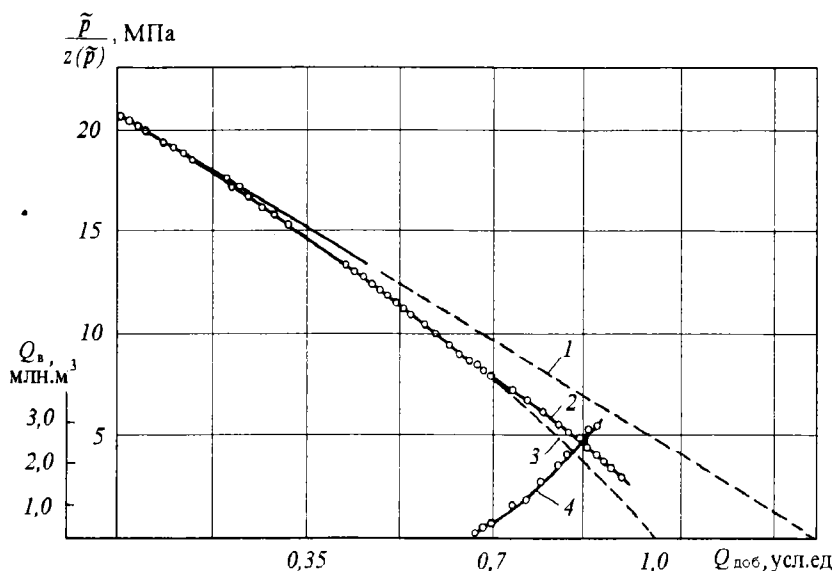


Рис. 10.3. Фактическая (2) и расчетная (3) зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$

для Чиренского месторождения

1 – экстраполяционная прямая; 4 – зависимость  $Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}(t)$ .

шения точности определения начальных запасов газа необходимо прибегать к методу итераций.

В первом приближении средние давления на разные даты находят взвешиванием по изначальной карте равных значений параметра  $\alpha m h$  (или  $m h$ ). В результате находят некие значения  $Q_{\text{зап}}$  и  $a_m$ . С использованием  $a_m$  и карты изобар по формуле

$$m(x, y, p)h(x, y) = m_0(x, y)h(x, y) \exp \{-a_m [p_n - p(x, y, t)]\} \quad (10.11)$$

пересчитывается карта равных значений емкостного параметра на рассматриваемый момент  $t$ . Аналогично корректируются карты равных значений  $\alpha m h$  (или  $m h$ ) на другие даты. Скорректированные карты равных значений емкостного параметра используются для уточнения средних давлений на соответствующие даты разработки месторождения. Находят новые значения  $Q_{\text{зап}}$  и  $a_m$  и т.д., до различия их на заданную величину погрешности.

## 6. УТОЧНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ

В предыдущих параграфах высказаны основные идеи методов оценки начальных запасов газа в пласте. При этом используется усредненная интегральная информация о месторождении – средние давления по месторождению и объемы добытого газа из месторождения в целом на разные даты.

Данные об изменении во времени дебитов скважин и пластовых давлений в точках расположения скважин в большей мере, чем средние давления, информируют о запасах газа в залежи и их распределении по площади.

Данные о дебитах скважин и пластовых давлениях по скважинам несут также информацию о неоднородности пласта по коллекторским свойствам. Поэтому другая, более общая задача, состоит в том, чтобы научиться интерпретировать фактические данные о разработке месторождения (по отдельным скважинам) для уточнения закономерностей изменения коллекторских свойств по площади газоносности, а в общем случае – по объему залежи.

Задача определения начальных запасов газа по методу падения пластового давления – обратная задача. В связи с тем, что в основе методики ее решения используется уравнение материального баланса (не учитываются фильтрационные процессы в пласте), рассмотренные обратные задачи являются нольмерными. Давно в практике добычи газа и нефти проводятся исследования скважин при установившихся и неуставившихся режимах фильтрации. Интерпретация результатов исследований скважин – примеры решения одномерных обратных задач теории фильтрации [45, 69, 165].

Практика разработки месторождений природных газов привела к необходимости создания алгоритмов решения двумерных и трехмерных обратных задач теории разработки. Это означает, что с использованием данных эксплуатации газовых скважин определяются или уточняются карты равных значений емкостного  $\alpha mh$  и фильтрационного  $kh$  параметров пласта или в общем случае – в разных точках газонасыщенного объема залежи.

Здесь задача идентификации параметров пласта формулируется и решается как оптимизационная задача. Особенность метода решения – использование градиентной процедуры и функциональных производных от минимизируемого функционала по искомым параметрам.

Итак, известны показатели эксплуатации скважин за период  $T$  (зависимости изменения во времени дебитов добывающих скважин и пластовых давлений в добывающих и наблюдательных скважинах). Имеются в наличии приближенные карты равных значений емкост-

ного  $\alpha m h$  и фильтрационного  $k h$  параметров пласта, построенные с использованием геолого-геофизических методов исследования. Требуется уточнить карты равных значений параметров  $\alpha m h$  и  $k h$  (а значит, и запасы газа) из условия минимизации следующего функционала:

$$J(\alpha m h, k h) = \sum_{j=1}^n \int_0^T e_j^2(t) dt \quad (10.12)$$

Здесь  $n$  – число добывающих скважин, в общем случае  $n = n(t)$ ;

$$e_j(t) = \xi_j(t) [\bar{p}_{\Phi j}(t) - \bar{p}_{p j}(t)]; \quad (10.13)$$

$$\xi_j(t) = \begin{cases} 0 & \text{- если в } j\text{-й скважине в момент } t \text{ нет замера} \\ & \text{пластового давления} \\ 1 & \text{- в противном случае} \end{cases}$$

Если в точке пласта с координатами  $x_j, y_j$  находится  $j$ -я скважина, то  $\bar{p}_j(t) = \frac{p_{ат} T_{пл}}{T_{ст}} p(x_j, y_j, t)$ ; индексы "ф" и "р" означают "фактическое" и "расчетное" соответственно.

Распределение емкостного  $\alpha m h$  и фильтрационного  $k h$  параметров по площади газоносности уточняется из условия минимизации функционала (10.12). Для решения задачи используется градиентный метод.

Тогда расчетные соотношения для вычислений в итерационном цикле значений  $\alpha m h$  и  $k h$  в любой точке пласта с координатами  $x$  и  $y$  записываются в виде

$$\alpha m h^{(s)} = \alpha m h^{(s-1)} - \lambda_1^{(s-1)} \frac{\partial J}{\partial(\alpha m h)}; \quad (10.14)$$

$$k h^{(s)} = k h^{(s-1)} - \lambda_2^{(s-1)} \frac{\partial J}{\partial(k h)} \quad (10.15)$$

Здесь  $\partial J / \partial(\alpha m h)$  и  $\partial J / \partial(k h)$  – функциональные производные, т.е. частные производные от функционала (10.12) по параметрам  $\alpha m h$  и  $k h$  в рассматриваемой точке пласта с координатами  $x$  и  $y$ ;  $s$  – но-

мер итерации.

Уравнение неустановившейся фильтрации реального газа в неоднородном по коллекторским свойствам пласте представим следующим образом:

$$\varphi(p)a(x, y) \frac{\partial p}{\partial t} - \nabla[\gamma(p)b(x, y)\nabla p] = -\sum_{j=1}^n \chi_j(x, y)q_j(t), \quad (10.16)$$

$$\left. \begin{aligned} \text{где } \varphi(p) &= \frac{d}{dp} \left[ \frac{p}{z(p)} \right]; \quad \gamma(p) = \frac{p}{\mu(p)z(p)}; \\ a(x, y) &= \alpha(x, y)m(x, y)h(x, y); \quad b(x, y) = k(x, y)h(x, y); \\ \chi_j(x, y) &= \frac{p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{T_{\text{сг}}} \delta(x - x_j) \delta(y - y_j); \end{aligned} \right\} \quad (10.17)$$

$\delta$  – дельта функция Дирака; при конечно-разностной аппроксимации правая часть (10.16) для  $j$ -го сеточного блока, в котором находится скважина, записывается в виде

$$\sum_{j=1}^n \chi_j(x, y)q_j(t) \rightarrow \frac{p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{T_{\text{сг}} \Delta x \Delta y} q_j(t) \quad (10.18)$$

Излагаемый алгоритм базируется также на использовании вспомогательного, сопряженного дифференциального уравнения относительно фиктивного потенциала  $u(x, y, t)$ :

$$-\varphi(p)a(x, y) \frac{\partial u}{\partial t} - \nabla[\gamma(p)b(x, y)\nabla u] = -2 \sum_{j=1}^n \chi_j(x, y)e_j(t) \quad (10.19)$$

Здесь  $n$  – число скважин–источников информации об изменении во времени пластовых давлений.

Уравнение (10.16) решается при краевых условиях:

$$p(x, y, 0) = p_{\text{н}} = \text{const}; \quad (x, y) \in G; \quad \partial p / \partial l = 0, \quad (x, y) \in \Gamma,$$

где  $l$  – нормаль к внешней границе пласта  $\Gamma$ .

Решение уравнения (10.19) отыскивается при следующих краевых условиях:

$$u(x, y, T) = 0; \quad (x, y) \in G; \quad \partial u / \partial l = 0; \quad (x, y) \in \Gamma.$$

Здесь  $T$  – период разработки месторождения, в течение которого известны фактические дебиты скважин и пластовые давления по ним.

Тогда для вычисления функциональных производных по параметрам  $\alpha m h$  и  $kh$  во всех интересующих нас точках пласта имеем следующие выражения [125, 141]:

$$\frac{\partial J}{\partial(\alpha m h)} = \int_0^T \varphi(p) \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial t} u(x, y, t) dt; \quad (10.20)$$

$$\frac{\partial J}{\partial(kh)} \int_0^T \gamma(p) [\nabla p(x, y, t), \nabla u(x, y, t)] dt. \quad (10.21)$$

Здесь  $(\nabla p, \nabla u)$  – скалярное произведение градиентов функций  $p(x, y, t)$  и  $u(x, y, t)$ , т.е.

$$\frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial u}{\partial y}.$$

Вывод выражений (10.20) и (10.21) дается в [125].

Таким образом, алгоритм решения обратной двумерной задачи состоит в следующем.

Воспроизводится история разработки месторождения в течение периода  $T$ , т.е. решается уравнение (10.16) при отмеченных краевых условиях с использованием фактических дебитов по скважинам. В результате находятся распределения давления в пласте на разные моменты  $t$ , невязки по давлениям в каждой  $j$ -й добывающей и наблюдательной скважинах  $e_j(t)$ , производные  $\partial p / \partial t$ ,  $\partial p / \partial x$ ,  $\partial p / \partial y$  в узловых точках области газоносности. Отыскивается решение уравнения (10.19) в интервале  $[T, 0]$  при заданных плотностях источников  $e_j(t)$  (с учетом их знаков) и отмеченных краевых условиях.

Следовательно, уравнение (10.19) решается от момента времени  $T$  до нулевого момента, т.е. с отрицательным шагом по времени. При этом получаем значения фиктивного потенциала  $u$  и производных  $\partial u / \partial x$ ,  $\partial u / \partial y$  в узловых точках сеточной области в разные моменты времени. Это позволяет по соотношениям (10.20) и (10.21) вычислить функциональные производные, а с использованием (10.14) и (10.15) уточнить в первом приближении параметры

$\alpha^{(1)}mh$  и  $kh^{(1)}$  в узловых точках области интегрирования.

Числовые множители  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  в (10.14) и (10.15) на первом итерационном шаге (т.е.  $\lambda_1^{(0)}$  и  $\lambda_2^{(0)}$ ) выбираются из условия, чтобы максимальное относительное изменение параметров  $(\alpha^{(1)}mh - \alpha^{(0)}mh) / \alpha^{(0)}mh$  и  $(kh^{(1)} - kh^{(0)}) / kh^{(0)}$  не превосходило предполагаемой погрешности определения  $\alpha^{(0)}mh$  и  $kh^{(0)}$ , например, 20 %. Следовательно,

$$\lambda_1^{(0)} = 0,2 \max_{x,y} \left( \frac{\frac{\alpha^{(0)}mh}{\frac{\partial J}{\partial(\alpha^{(0)}mh)}}}{\frac{\partial J}{\partial(\alpha^{(0)}mh)}} \right); \quad \lambda_2^{(0)} = 0,2 \max_{x,y} \left( \frac{\frac{kh^{(0)}}{\frac{\partial J}{\partial(kh^{(0)})}}}{\frac{\partial J}{\partial(kh^{(0)})}} \right).$$

На последующих итерационных шагах  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  изменяются так, как обычно при использовании градиентного метода. Если в  $s$ -й итерации получаем, что  $J^{(s-1)} < J^{(s)}$ , то множители  $\lambda_1^{(s-1)}$  и  $\lambda_2^{(s-1)}$  делятся на два и вычисления согласно изложенному алгоритму и по формулам (10.14) и (10.15) повторяются. Итерационный процесс ведется до выполнения неравенства  $|J^{(s)} - J^{(s-1)}| \leq \varepsilon$ , где  $\varepsilon$  - заданная погрешность.

Отметим, что исходные карты равных значений емкостных и фильтрационных параметров пласта, т.е.  $\alpha^{(0)}mh = f(x, y)$  и  $kh^{(0)} = \psi(x, y)$  строятся на основе имеющейся геолого-промысловой информации. При решении уравнений (10.16) и (10.17) в  $s$ -й итерации используются карты  $\alpha^{(s-1)}mh = f(x, y)$  и  $kh^{(s-1)} = \psi(x, y)$ .

Изложенный алгоритм апробирован на нескольких месторождениях страны. Рассмотрим некоторые результаты расчетов на примере Северо-Ставропольского месторождения. В основу расчетов положены исходные геологические данные по емкостным и фильтрационным параметрам, фактические месячные отборы газа и пластовые давления по скважинам.

Начальные запасы газа в I варианте согласно геологической информации составляют одну условную единицу, во II варианте

они приняты завышенными в 1,5 раза.

Очевидно, что чем за больший период разработки используется фактическая информация, тем точнее будут уточняемые карты равных значений параметров  $\alpha mh$  и  $kh$ , поэтому рассмотрены подварианты по фактической продолжительности разработки: до отбора из месторождения 3, 12, 32, 52 и 72% начальных запасов газа. Результаты расчетов свидетельствуют о практической значимости изложенного алгоритма для уточнения параметров пласта и запасов газа.

$p$ , МПа

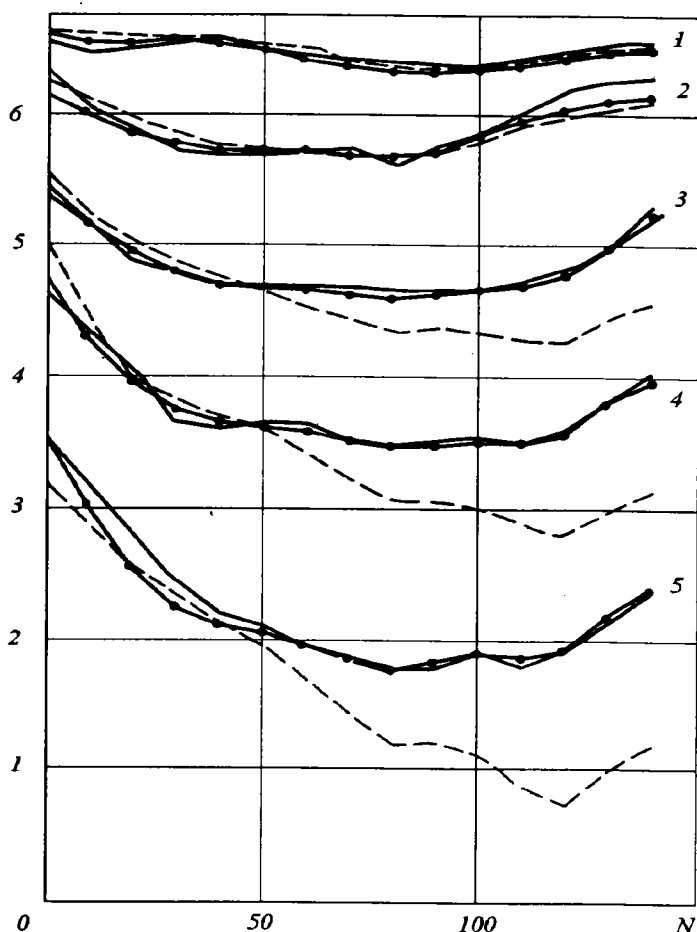


Рис. 10.4. Изменения пластовых давлений во времени в различных узловых точках профиля ( $N$ ) для Северо-Ставропольского месторождения.  
1–5 — профили давления на разные моменты времени

Он позволяет прийти к искомым параметрам при использовании исходных данных как I-го, так и II-го вариантов. Также отмечаем, что точность расчетов возрастает с увеличением продолжительности анализируемого периода разработки месторождения.

На рис. 10.4 приведены эпюры распределения пластового давления вдоль одного из профилей Северо-Ставропольского месторождения. Три верхние эпюры 1 соответствуют подварианту отбора из месторождения 3 % запасов газа и т.д., три нижние 5 – подварианту отбора 72 % начальных запасов. Пунктиром отмечены давления, рассчитанные на основе исходной карты равных значений параметра  $\alpha mh$ ; сплошные линии соединяют фактические давления по скважинам; точки – расчетные давления по скважинам при использовании уточненной карты равных значений параметра  $\alpha mh$ . Данный рисунок подтверждает необходимость и целесообразность уточнения не только начальных запасов газа, но и карт равных значений емкостных и фильтрационных параметров пласта. В противном случае результаты расчетов на основе исходных карт параметров пласта характеризуются значительной погрешностью. Эта погрешность возрастает по мере нарастания добытого количества газа из месторождения.

Аналогичным образом решаются обратные задачи в трехмерной постановке. Практика разработки залежей углеводородов привела к необходимости постановки и решения соответствующих многомерных, трехфазных задач теории фильтрации [ 4, 309, 392, 393, 397].

## 7. СОЗДАНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ МОДЕЛИ ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ – ВОДОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Проекты опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ), а порой и проекты разработки месторождений природных газов состоят из на основе небольшого объема геолого-промысловых данных и при степени достоверности ниже желаемой. Чаще всего это касается параметров и строения пластовой водонапорной системы. Сказанное объясняет причину отличий фактических и прогнозных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений, особенно при активном проявлении водонапорного режима.

Фактические показатели разработки газовой залежи при поступлении в нее контурной или подошвенной воды несут в себе информацию о параметрах водоносного пласта. Поэтому актуально исследование обратных задач. Здесь на основе фактических показателей разработки газовой залежи при водонапорном режиме и изменений давлений в системе пьезометрических скважин необходимо уточнить параметры водоносного пласта – составить эквивалентную модель системы газовая залежь - водоносный бас-



сейн. Тогда на базе эквивалентной модели появляется возможность осуществления прогнозных расчетов на тот или иной период. Очевидно, что чем меньше период прошедшей разработки, тем меньше период достоверных прогнозных расчетов.

### Уточнение параметров водоносного пласта по данным разработки газовой залежи

Фактические показатели разработки газовой залежи при водонапорном режиме учитывают изменение коллекторских свойств пласта по площади, наличие фильтрационных экранов, границ выклинивания пласта. К сожалению, по данным разработки одной залежи, видимо, принципиально не возможно расшифровать эту информацию с целью выявления отмеченных особенностей строения водоносного бассейна.

Приходится довольствоваться созданием эквивалентной модели системы газовая залежь – водоносный пласт. При этом водоносный пласт характеризуется некими средними значениями параметра проводимости  $kh/\mu_v$  и коэффициента пьезопроводности  $\alpha$ , неизменными по площади. Для решения задач по уточнению параметров водоносного пласта эффективна изложенная приближенная теория укрупненной скважины.

Считаем, что известны начальные запасы газа в пласте, фактические зависимости изменения во времени среднего давления и добытого количества газа из залежи. Требуется определить параметр проводимости  $kh/\mu_v$  и коэффициент пьезопроводности  $\alpha$  водоносного пласта.

Начальные запасы газа принимаются согласно расчетам по объемному методу. Лучше, если они уточнены по начальному прямолинейному участку зависимости  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{доб}(t)]$ . Из выражения для величины начальных запасов  $Q_{зап}$  газа определяется значение начального  $\alpha\Omega_n$  газонасыщенного объема залежи.

Используется уравнение материального баланса для случая водонапорного режима:

$$\bar{p}(t) = \frac{z[\bar{p}(t)]}{\alpha\Omega_n - Q_v(t)} \left( \frac{p_n \alpha\Omega_n}{z_n} - p_{ат} Q_{доб}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right).$$

В это уравнение подставляются фактические значения  $\bar{p}$  и  $Q_{доб}$  на разные моменты времени. В результате находятся значения суммарного количества поступившей в залежь воды  $Q_v$  на

эти моменты времени, т.е. устанавливается зависимость  $Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}(t)$ . К найденной зависимости подбирается аналитическая зависимость (например, квадратичная, кубическая парабола).

Дифференцирование этой зависимости позволяет определить необходимую для последующих расчетов зависимость изменения во времени дебита  $q_{\text{в}}$  воды, поступающей в залежь. Пусть, например,  $Q_{\text{в}} = at^2 + bt$ , тогда  $q_{\text{в}}(t) = 2at + b$ .

Газовую залежь заменяем эквивалентной укрупненной скважиной. Согласно параграфу 5 гл.6, формула для расчета понижения давления на забое укрупненной скважины при переменном ее дебите имеет вид

$$\Delta p(R_3, t) = \frac{q_{\text{в}}(t)\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \left( \frac{\sqrt{12\kappa t'}}{\sqrt{12\kappa t'} - R_3} \ln \frac{\sqrt{12\kappa t'}}{R_3} - 1 \right), \quad (10.22)$$

$$\text{где } t' = \frac{1}{q_{\text{в}}(t)} \int_0^t q_{\text{в}}(t) dt = \frac{Q_{\text{в}}(t)}{q_{\text{в}}(t)}.$$

Для учета потерь давления в обводненной зоне пласта между текущими и начальным контурами газоносности воспользуемся формулой Дюпюи:

$$p(R_3, t) - \tilde{p}(t) = \frac{q_{\text{в}}(t)\mu_{\text{в}}}{2\pi k_{\text{в}} h} \ln R_3 / R(t). \quad (10.23)$$

Сложив (10.22) и (10.23), получим

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} - \tilde{p}(t) = q_{\text{в}}(t) & \left[ \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \left( \frac{\sqrt{12\kappa t'}}{\sqrt{12\kappa t'} - R_3} \ln \frac{\sqrt{12\kappa t'}}{R_3} - 1 \right) + \right. \\ & \left. + \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi k_{\text{в}} h} \ln R_3 / R(t) \right] \end{aligned} \quad (10.24)$$

Согласно [137] можно принять, что  $k_{\text{в}} \cong 0,1k$ . Тогда соотношение (10.24) представим в виде

$$\frac{\Delta \tilde{p}(t)}{q_{\text{в}}(t)} = \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \left[ \left( \frac{\sqrt{12\kappa t'}}{\sqrt{12\kappa t'} - R_3} \ln \frac{\sqrt{12\kappa t'}}{R_3} - 1 \right) + 10 \ln \frac{R_3}{R(t)} \right] \quad (10.25)$$

Обозначим

$$\frac{\Delta \tilde{p}(t)}{q_b(t)} = y_i; \quad \sqrt{\frac{12t'}{R_3^2}} = x; \quad \frac{\mu_b}{kh} = A; \quad \sqrt{x} = B;$$

$$10 \ln R_3 / R(t) = z.$$

С учетом принятых обозначений формула (10.25) запишется следующим образом:

$$y = \frac{A}{2\pi} \left( \frac{Bx \ln Bx}{Bx - 1} - 1 + z \right). \quad (10.26)$$

Величина невязки  $e_i$  между расчетным значением  $y$  согласно (10.26) и фактическим его значением  $y_i$  в  $i$ -й момент времени равняется:

$$e_i = \frac{A}{2\pi} \left( \frac{Bx_i \ln Bx_i}{Bx_i - 1} - 1 + z_i \right) - y_i. \quad (10.27)$$

Наиболее простой методика уточнения параметров водоносного пласта  $kh/\mu_b$  и  $x$  (во введенных обозначениях соответственно  $A$  и  $B$ ) получается при использовании метода средних. Для определения коэффициентов  $A$  и  $B$ , согласно методу средних, все невязки разобьем на две примерно равные группы и сумму невязок каждой группы приравняем к нулю. В результате получим [137]:

$$\left. \begin{aligned} A &= \frac{2\pi \sum_{i=1}^n y_i}{\sum_{i=1}^n \left( \frac{Bx_i \ln Bx_i}{Bx_i - 1} - 1 + z_i \right)}; \\ A &= \frac{2\pi \sum_{i=n+1}^m y_i}{\sum_{i=n+1}^m \left( \frac{Bx_i \ln Bx_i}{Bx_i - 1} - 1 + z_i \right)}; \end{aligned} \right\} \quad (10.28)$$

где  $i = 1, 2, \dots, n, n+1, \dots, m$ .

Порядок расчетов по уточнению параметров водоносного пласта следующий.

С использованием найденных фактических зависимостей  $q_b = q_b(t)$  и  $Q_b = Q_b(t)$  из соотношения  $Q_b(t)/q_b(t) = t'$  находятся

значения  $t'$  для разных моментов времени.

По приводившейся ранее формуле

$$R(t) = \sqrt{R_3^2 - Q_B(t) / \pi m h (\bar{\alpha} - \alpha_{\text{ост}})}$$

вычисляются значения  $R$  на те же  $i$ -е моменты.

На основе метода последовательных приближений из уравнений (10.24) определяются  $A$  и  $B$  и затем  $kh/\mu_B$  и  $\kappa$ .

Апробация изложенной методики осуществлена вначале на примере гипотетической залежи. При заданных  $kh/\mu_B$  и  $\kappa$  и зависимости  $Q_{\text{доб}} = Q_{\text{доб}}(t)$  рассчитано продвижение в залежь контурной воды. Полученная зависимость  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  воспринята в качестве фактической. "Фактические" данные проинтерпретированы указанным способом. Отличие уточненного значения  $kh/\mu_B$  от заложенного в расчеты -0,6 %, а "фактического" от уточненного значения  $\kappa$  - 3,3 %.

Изложенная методика уточнения параметров водоносного пласта пригодна для случая продвижения в залежь как контурной, так и подошвенной воды. В последнем случае, в силу малости потерь давления в обводненной зоне, допустимо член  $z_i$  в (10.28) положить равным нулю. Близкая по идее методика уточнения параметров водоносного пласта получается, если кроме данных о разработке газовой залежи воспользоваться также информацией об изменении давлений в системе пьезометрических скважин [137].

Практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений привела к постановке трехмерных, двух- и трехфазных обратных задач теории фильтрации, что позволяет уточнять параметры пласта не только в пределах залежи, но и параметры водоносного пласта [4, 132, 136, 393].

### Пример расчета для $X$ горизонта Газлинского месторождения

Начальные запасы газа  $X$  горизонта Газлинского месторождения составляют  $(120 - 125) \cdot 10^9 \text{ м}^3$  (согласно линиям 2 и 3 на рис. 10.5). Поэтому в расчетах по уточнению параметров водоносного пласта использованы начальные запасы газа, утвержденные ГКЗ в размере  $121,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ . Начальные значения среднего пластового давления (или добытые количества газа) характеризуются погрешностью замеров. Об этом свидетельствуют полученные отрицательные значения  $Q_B$  на отдельные даты. Поэтому, а также в связи со значительным разбросом точек зависимости  $Q_B = Q_B(t)$  в первые

Рис. 10.5. Оценка запасов газа  $X$  горизонта Газлинского месторождения по начальным точкам зависимости

$$\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$$

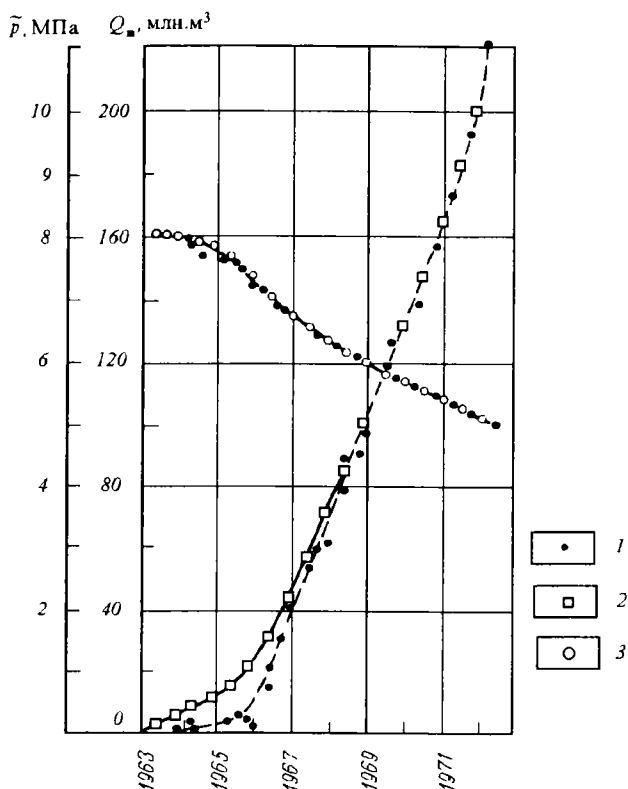
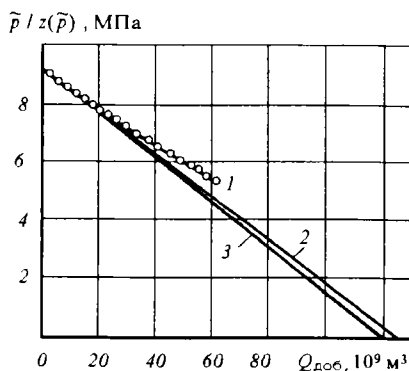


Рис. 10.6. Фактические и расчетные зависимости  $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$  и  $Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}(t)$  для  $X$  горизонта Газлинского месторождения.

1 – фактические значения  $\tilde{p}$  и  $Q_{\text{в}}$ ; 2 – расчетные значения  $Q_{\text{в}}$ ; 3 – расчетные значения  $\tilde{p}$

годы для уточнения параметров пласта использованы фактические данные, начиная с 30/VI 1966 г<sup>1</sup>.

Решение задачи с применением системы уравнений (10.28) и фактических данных (см. линию 1 на рис. 10.5) дало следующие значения параметров водоносного пласта:  $\kappa = 1,02 \text{ м}^2 / \text{с}$ ;  $kh / \mu_{\text{в}} = 60,9 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3 / (\text{МПа} \cdot \text{с})$ .

С использованием полученных параметров водоносного пласта и фактических отборов газа была рассчитана прямая задача, т.е. воспроизведена история разработки  $X$  горизонта Газлинского месторождения. Расчеты проводились по методике, приведенной в настоящем параграфе. Результаты соответствующих расчетов позволяют заключить, что найденная расчетная модель водоносного пласта с хорошим приближением эквивалентна реальной системе газовая залежь – водоносный пласт горизонта  $X$  (рис. 10.6).

Иной подход к решению рассматриваемой обратной задачи дается в [125]. Методики уточнения параметров водоносного пласта по данным разработки группы месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе, рассмотрены в [137, 192].

## Контрольные вопросы

1. В чем значение теории анализа разработки месторождений природных газов?
2. Каковы основные особенности теории анализа показателей разработки?
3. Перечислите факторы, влияющие на точность определения запасов газа газовой или газоконденсатной залежей.
4. Как определить средневзвешенное по газонасыщенному поровому объему газоконденсатной залежи давление?
5. Идея метода идентификации параметров газовой залежи на основе фактических данных эксплуатации скважин?
6. Особенности алгоритма уточнения параметров водонапорного бассейна?
7. В чем особенности определения запасов газа газоконденсатной залежи и залежи с деформируемыми коллекторами?

---

<sup>1</sup> В противном случае получались физически мало обоснованные параметры пласта.

## ОПТИМИЗАЦИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА

---

Изложенные методики прогнозирования процессов разработки месторождений природных газов позволяют, каждая в отдельности, определить зависимости изменения во времени показателей разработки для одного расчетного варианта. При этом значительное число технологических параметров (отбор газа из месторождения во времени, продолжительности периодов нарастающей и постоянной добычи газа, технологические режимы эксплуатации скважин и т.д.) предполагаются известными, заданными.

При строгом научном подходе можно утверждать, что все технологические показатели разработки каждого месторождения и устройства его промысла – искомые и не просто искомые. Они должны быть оптимальными, удовлетворяющими критерию рациональности разработки месторождений природных газов. Поэтому теория проектирования и разработки месторождений природных газов развивается и будет развиваться в направлении исследования и создания алгоритмов решения оптимизационных задач.

Другая важная тенденция современной теории разработки газовых и газоконденсатных месторождений состоит в обосновании методов воздействия на процессы, проходящие в продуктивных пластах. Речь идет о методах регулирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений при газовом и водонапорном режимах, а также при поддержании пластового давления. Цель методов регулирования разработки – улучшение технико-экономических показателей добычи газа и увеличение коэффициентов газо- и компонентоотдачи пластов.

Рассмотрение задач оптимизации показателей и регулирования разработки месторождений природных газов осуществляется в одной главе. Объясняется это идейной близостью соответствующих задач. Так, задачи регулирования разработки часто формулируются как оптимизационные.

При этом следует иметь в виду то обстоятельство, что ограниченный объем книги позволит остановиться лишь на наиболее характерных идеях и подходах к решению соответствующих задач. Одна из причин состоит также в сложности и еще недостаточной развитости и исследованности задач оптимизации показателей добычи газа и регулирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

# 1. ОПТИМИЗАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОБУСТРОЙСТВА ПРОМЫСЛА

При решении задач оптимизации показателей разработки газовых месторождений возникает необходимость максимизации (минимизации) целевой функции – математической зависимости критерия эффективности (меры качества) от оптимизируемых технологических параметров. Под мерой качества здесь понимается критерий экономической эффективности.

Рассмотрим одну из простейших задач оптимизации таких показателей разработки, как технологический режим эксплуатации средней скважины (допустимая депрессия на пласт  $\delta$ ), продолжительность периодов нарастающей и постоянной добычи газа  $T_{\text{нпд}}$  и минимальное давление на входе ДКС  $p_{\text{min}}$ <sup>1</sup>. Эти показатели принимаются за аргумент целевой функции  $F$ .

Итак, требуется максимизировать следующий функционал:

$$F = F(\bar{x}), \text{ где } \bar{x} = (\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{min}}) \quad (11.1)$$

Предположим, что функционал  $F(\bar{x})$  является выпуклым. Метод отыскания максимума функционала заключается в реализации процедуры

$$F(\bar{x}^0) < F(\bar{x}^1) < F(\bar{x}^2) < \dots < F(\bar{x}^k) = F_{\text{max}}. \quad (11.2)$$

В общем случае на искомые параметры  $\bar{x}$  накладываются ограничения вида

$$\bar{a} \leq \bar{x} \leq \bar{b} \quad (11.3)$$

Здесь  $\bar{a}$  и  $\bar{b}$  – соответственно нижний и верхний пределы изменения совокупности параметров  $\bar{x}$ .

Для отыскания  $\bar{x}$ , обеспечивающих максимум функционала и соблюдение ограничений (11.3), целесообразно использовать одну из разновидностей градиентного метода.

В случае выпуклого функционала градиентный метод характеризуется неравенствами (11.2), и метод решения описывается следующим рекуррентным соотношением:

$$\bar{x}^{(s+1)} = \bar{x}^{(s)} + \lambda \text{grad } F(\bar{x}^{(s)}) \quad (11.4)$$

<sup>1</sup> Согласно результатам совместных исследований с С.В. Колбиковым.



Здесь  $s$  – номер итерационного шага;  $\lambda$  – параметр, регулирующий темп продвижения к вершине по поверхности рассматриваемого функционала  $F(\bar{x})$ . Для его числовой оценки в общем случае имеются специальные рекомендации [47].

Учет ограничений (11.3) приводит к следующим соотношениям:

$$x = \begin{cases} \bar{a}, & \text{если } \bar{x} < \bar{a}; \\ \bar{x}, & \text{если } \bar{a} < \bar{x} < \bar{b}; \\ \bar{b}, & \text{если } \bar{x} > \bar{b}. \end{cases} \quad (11.5)$$

Таким образом, решение исходной задачи можно получить, если известны  $\text{grad} F(\bar{x})$  на каждом итерационном шаге. Для их вычисления, применительно к рассматриваемой задаче, задаемся элементарными приращениями параметров  $\delta$ ,  $T_{\text{нпд}}$ ,  $p_{\text{мин}}$ . Тогда соотношения для расчета частных производных имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} F'_\delta &= \frac{F(\delta + \Delta\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{мин}}) - F(\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{мин}})}{\Delta\delta}; \\ F'_T &= \frac{F(\delta, T_{\text{нпд}} + \Delta T, p_{\text{мин}}) - F(\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{мин}})}{\Delta T}; \\ F'_p &= \frac{F(\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{мин}} + \Delta p) - F(\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{мин}})}{\Delta p}. \end{aligned} \right\} \quad (11.6)$$

Из (11.6) следует, что реализация рассматриваемого алгоритма градиентного метода возможна, если она дополнена алгоритмом вычисления функционала  $F(\bar{x})$ . Это означает, что задана зависимость изменения отбора газа из месторождения до начала периода падающей добычи газа, известны необходимые для расчетов геолого-промысловые исходные данные. На основе, например, понятия о средней скважине соответствующими формулами предопределяется последовательность вычисления прогнозных технико-экономических показателей разработки месторождения и обустройства промысла до достижения рентабельного уровня отбора газа из продуктивного пласта.

Итерационный процесс начинается с задания начального (нулевого) приближения  $\bar{x}^0 = (\delta^0, T_{\text{нпд}}^0, p_{\text{мин}}^0)$ , удовлетворяющего наложен-

ным ограничениям. Для принятых значений  $\delta^0, T_{\text{нпд}}^0, p_{\text{min}}^0$  по отмеченному алгоритму технико-экономических расчетов вычисляется функционал  $F(\bar{x}^0)$ . Даются приращения  $\Delta\delta, \Delta T$  и  $\Delta p$ , определяются значения функционалов  $F(\delta + \Delta\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{min}})$ ,  $F(\delta, T_{\text{нпд}} + \Delta T, p_{\text{min}})$ ,  $F(\delta, T_{\text{нпд}}, p_{\text{min}} + \Delta p)$  и, согласно (11.6), вычисляются производные  $F'_\delta$ ,  $F'_T$  и  $F'_p$ .

По рекуррентному соотношению (11.4) определяются новые значения искоемых параметров  $\delta^{(1)}, T_{\text{нпд}}^{(1)}, p_{\text{min}}^{(1)}$ . По алгоритму технико-экономических расчетов находится  $F^{(1)}(\bar{x})$  и т.д. Итерационный процесс продолжается до достижения неравенства

$$\left| F^{(s+1)}(\bar{x}) - F^{(s)}(\bar{x}) \right| \leq \varepsilon, \quad (11.7)$$

где  $\varepsilon$  – заданная погрешность.

Изложим некоторые результаты расчетов применительно к месторождению с параметрами, близкими к параметрам разрабатываемого месторождения Медвежье. Вначале выполнены оценочные расчеты с целью доказательства выпуклости зависимости критерия экономической эффективности от искоемых параметров. Результаты этих расчетов приведены на рис. 11.1. На рис. 8.3 приведены "срезы" – зависимости ряда показателей разработки от депрессии на пласт, а на рис. 11.1 – функциональная зависимость критерия от двух технологических параметров. Результаты расчетов свидетельствуют о выпуклости функционала  $F = F(\bar{x})$  при исходных данных, близких к данным месторождения Медвежье. Проведение подобных расчетов важно и потому, что позволяет выбрать начальное приближение  $\bar{x}^0$  вблизи точки максимума.

Об особенностях итерационного процесса и порядке цифр можно составить представление на основе табл. 11.1. Из данных таблицы следует, что оптимальное решение задачи получено на третьем итерационном шаге. Соответствующие оптимальные технологические показатели суть следующие: продолжительность периодов нарастающей и постоянной добычи  $T_{\text{нпд}} = 21$  год, допустимая депрессия на пласт в период постоянной добычи газа  $\delta = 0,5$  МПа, минимальное давление на входе в ДКС  $p_{\text{min}} = 0,139$  МПа.

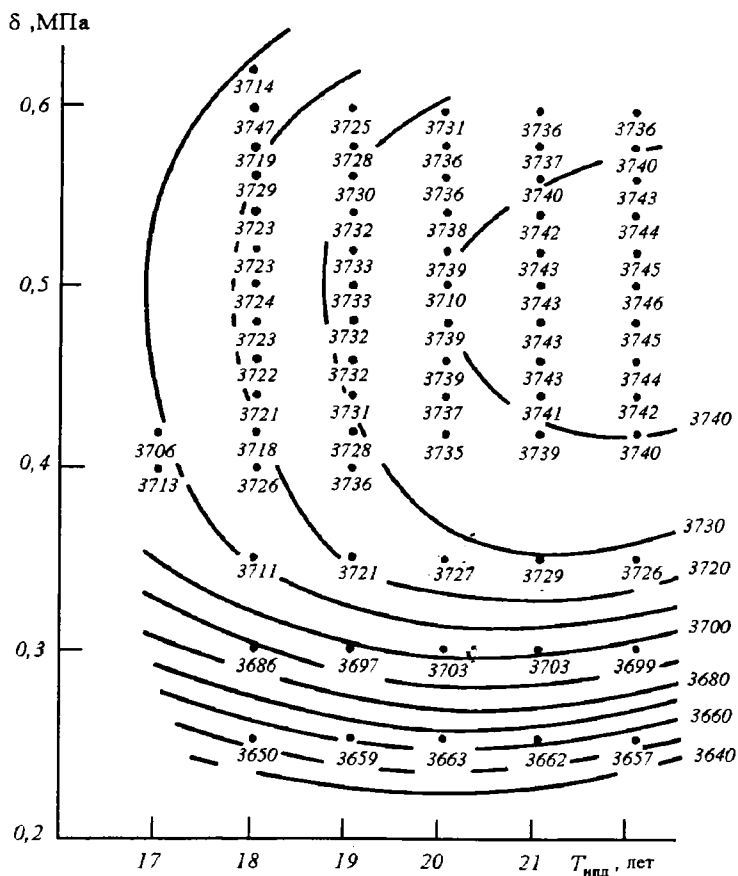


Рис. 11.1. Вид поверхности целевой функции  $\Delta_{нх}$  в зависимости от рабочей депрессии на пласт и продолжительности периода нарастающей и падающей добычи газа

В проводившихся расчетах принималось<sup>1</sup>

$$\lambda_{\delta} = \left. \frac{\Delta \delta}{F'_{\delta}} \right|_1, \quad \lambda_T = \left. \frac{\Delta T}{F'_T} \right|_1, \quad \lambda_p = \left. \frac{\Delta p}{F'_p} \right|_1$$

<sup>1</sup> Индекс "1" соответствует итерации 1.



и значения их от итерации к итерации не изменялись. Для ускорения сходимости решения задачи могут использоваться специальные градиентные методы, среди которых один из эффективных – метод Ньютона-Рафсона. Отметим, что здесь для простоты изложена постановка задачи оптимизации трех технологических показателей разработки. Рассмотренная процедура позволяет оптимизировать и большее число параметров разработки месторождения и обустройства промысла. Получаемые указанным путем оптимальные технологические параметры существенно облегчают задачу дальнейшей оптимизации прогнозных показателей разработки на базе решения многомерных фильтрационных задач с детальным учетом особенностей системы сбора, обработки и компримирования газа на промысле.

В последние годы эффективное решение оптимизационных задач удается получать при использовании принципа максимума Л.С. Понтрягина. В результате находятся оптимальные показатели разработки, но не в виде констант, а прослеживается динамика оптимальных показателей во времени [125].

## 2. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДВИЖЕНИЯ ГРАНИЦЫ РАЗДЕЛА ГАЗ - ВОДА

В общей постановке решение задач регулирования разработки газовых месторождений при водонапорном режиме сталкивается со значительными математическими трудностями. Поэтому в первых публикациях [137, 140] исследования данного класса задач выполнялись в упрощенной постановке на примере кусочно-неоднородного по коллекторским свойствам элемента пласта, дренируемого, например, двумя добывающими скважинами.

В результате было показано, что распределением отбора газа из залежи по отдельным скважинам можно воздействовать на динамику обводнения скважин, конфигурацию границы раздела газ - вода и коэффициент безводной газоотдачи. В указанных работах под коэффициентом безводной газоотдачи понимается отношение объема газа, добытого к моменту обводнения одной из скважин, к начальным запасам газа в пласте.

### Постановка и алгоритм решения задачи

Будем рассматривать задачу регулирования разработки в следующей постановке [140]. Пусть имеем газовую залежь со сложившейся системой размещения скважин на площади газоносности. Залежь характеризуется известной неоднородностью пласта по коллекторским свойствам. Сетка скважин и конфигурация залежи принимаются реальными, не схематизированными.

До момента обводнения скважин залежь дренируется постоянным числом скважин. При проведении расчетов обводняющиеся добывающие скважины отключаются. Дебиты скважин постоянны во времени и подлежат определению. До обводнения скважин отбор газа из залежи постоянный. Затем он снижается в соответствии с динамикой выбытия скважин из эксплуатации. Очевидно, что конечный коэффициент газоотдачи определяется динамикой обводнения скважин. Рассматривается поступление в залежь контурной воды. Поэтому предполагается, что каждая из добывающих скважин обводняется мгновенно и полностью при подходе к ней границы газ - вода.

Таким образом, требуется найти дебиты скважин  $q_1, q_2, \dots, q_n$ , которые в сумме обеспечивают плановый отбор газа из месторождения (до обводнения скважин)

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i \quad (11.8)$$

При этом дебиты скважин  $q_1, q_2, \dots, q_n$  должны приводить к максимальной добыче газа за весь период разработки месторождения  $T$ . Следовательно, целевая функция записывается в виде

$$Q_{\text{доо}}(T) = \int_0^T Q(t) dt = \max. \quad (11.9)$$

Время обводнения  $i$ -й скважины обозначим  $T_i$ , тогда для дебитов скважин имеем:

$$q_i(t) = \begin{cases} q_i & \text{при } t < T_i; \\ 0 & \text{при } t \geq T_i. \end{cases} \quad (11.10)$$

Суммарное добытое количество газа из залежи за время разработки  $T$  (время обводнения последней скважины) составит:

$$Q_{\text{доо}}(T) = \sum_{i=1}^n q_i T_i \quad (11.11)$$

Алгоритм решения задачи базируется на использовании следующего направленного итерационного процесса:

$$q_i^* = q_i^{(s-1)} + \lambda \frac{\partial}{\partial q_i^*} [Q_{\text{доб}}(q_i^*, T_i)], \quad (11.12)$$

$$\text{где } \frac{\partial}{\partial q_i^*} Q_{\text{доб}}(q_i^*, T_i) = \sum_{i=1}^n (T_i + q_i^* \frac{\partial T_i}{\partial q_i^*});$$

$s$  – номер итерации;  $\lambda$  – параметр, регулирующий смещение по дебитам скважин от одного итерационного шага к другому;  $q_i^*$  – безразмерный дебит  $i$ -й скважины, при этом

$$q_i = \omega_i Q, \quad \omega_i = q_i^* / \sum_{i=1}^n q_i^*.$$

Таким образом, на каждом итерационном шаге решается двумерная задача с подвижной границей раздела газ - вода, например, в двухфазной постановке, при соответствующих (уточняемых от итерации к итерации) дебитах скважин. Дебиты скважин в  $s$ -й итерации уточняются по алгоритму (11.12). В результате на каждом итераци-

онном шаге рассчитывается как сама функция  $Q_{\text{доб}}(q_1^{(s)}, \dots, q_n^{(s)})$ , так и ее частные производные по  $q_i^*$ ,  $i = \overline{1, n}$  (аналогично параграфу 1 данной главы). Окончание итерационного цикла определяется выполнением неравенства

$$\left| Q_{\text{доб}}^{(s+1)}(T) - Q_{\text{доб}}^{(s)}(T) \right| \leq \varepsilon$$

Очевидно, что чем больше скважин на месторождении, тем большее число итераций необходимо выполнить для достижения условия (11.9). Поэтому в работе [140] заданный отбор газа из месторождения распределялся между группами скважин.

### Пример расчетов

В качестве примера приведем результаты расчетов для залежи круговой в плане. Она характеризуется кусочной неоднородностью. На рис. 11.2 даны залежь и коэффициенты проницаемости в каждом из ее секторов. В пределах сектора коэффициент проницаемости не изменен по площади. Запасы газа, приведенные к  $p_{\text{ат}}$  и  $T_{\text{пл}}$ , состав-

ляют 21,6 млрд. м<sup>3</sup>;  $m=0,2$ ;  $h=10$  м (для всей залежи);  $p_n=30$  МПа.

Газовая залежь приурочена к бесконечной по протяженности водонапорной системе, дренируется 16-ю скважинами, по четыре скважины в каждом секторе (см. рис. 11.2). Цифры в скобках, стоящие около точек расположения скважин, характеризуют их координаты.

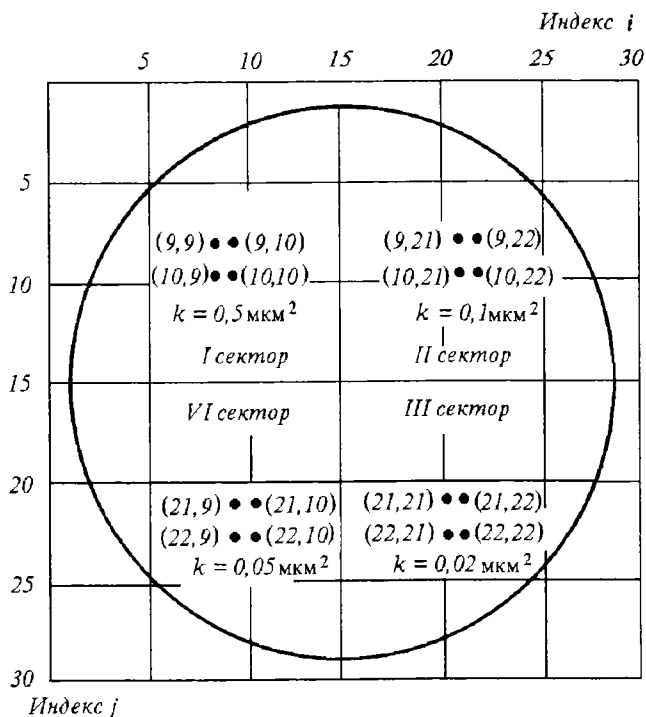


Рис. 11.2 Схема газовой залежи с кусочно-неоднородным строением продуктивного пласта

В пределах каждого сектора скважины предполагались равнодебитными. Следовательно, отыскивались дебиты четырех "средних" для каждого сектора скважин, обеспечивающих максимум конечного коэффициента газоотдачи. При решении двумерной задачи о продвижении воды в залежь в первом приближении принято, что суммарный отбор (4,25 % от  $Q_{\text{зап}}$  в год) равномерно распределен по скважинам всех секторов. Результаты решения указанной двумерной задачи приведены на рис. 11.3, где принята следующая символика. Клетки сеточной области, помеченные цифрой 1, обводнялись спустя  $\Delta t = 730$  сут. Клетки, помеченные цифрой 2, обводнялись к концу



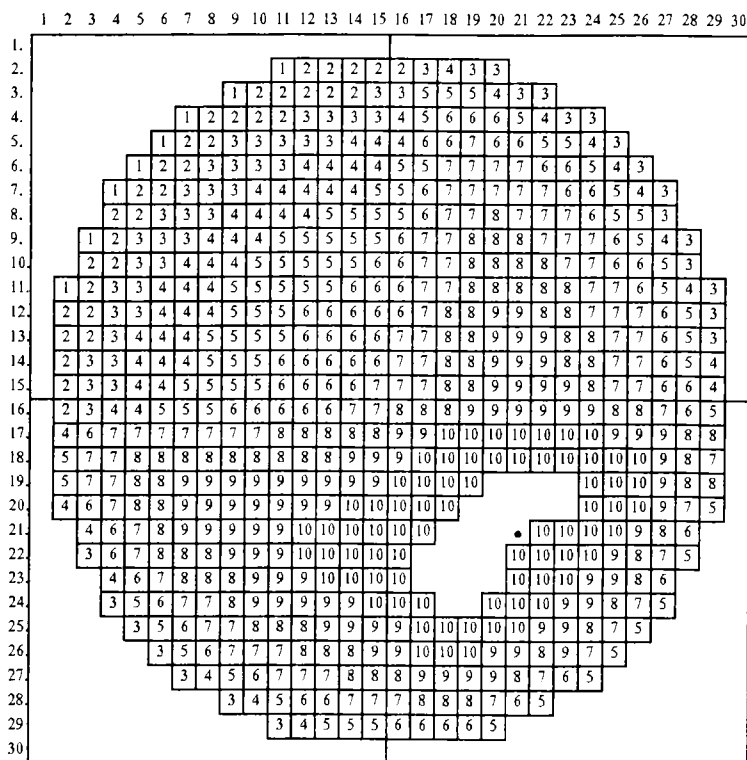


Рис. 11.3. Положения границы раздела газ - вода на разные моменты времени

интервала времени  $2\Delta t$  и т.д.

Коэффициент газоотдачи без регулирования разработки составил  $\beta = 63,02\%$ . Коэффициент газоотдачи, достигнутый на последней итерации при реализации изложенного алгоритма равняется  $\beta = 67,8\%$ . Следовательно, изменением дебитов скважин можно максимизировать конечный коэффициент газоотдачи.

Остановимся на некоторых других результатах расчетов. Анализ их, в частности, показывает следующее. В случае одинакового отбора газа из секторов в первую очередь обводняются скважины I сектора. Данный сектор характеризуется лучшими коллекторскими свойствами ( $k = 0,5 \text{ мкм}^2$ ). В последнюю очередь обводняются скважины III сектора, где наименьший коэффициент проницаемости ( $k = 0,02 \text{ мкм}^2$ ). Следовательно, очевидно влияние коллекторских свойств на динамику обводнения зон (секторов) пласта и добывающих скважин.

К моменту  $10 \Delta t$  в III секторе осталась необводненной лишь одна скважина с координатами (21, 21). Она обводняется в начале 11-го интервала  $\Delta t$ . В результате здесь остается значительный целик газа (при конечном давлении 21,2 МПа). Отсюда видна роль целикообразования (макрозащемленных объемов газа) в формировании коэффициента газоотдачи. Остальные потери газа связаны с неполнотой вытеснения газа водой ( $\alpha_{\text{ост}} = 0,3$  при  $\tilde{\alpha} = 0,8$ ).

Каждый из вариантов по распределению отбора газа из залежи по скважинам характеризуется:

- разной динамикой изменения среднего давления в залежи;
- различными по продолжительности периодами безводной эксплуатации скважин;
- различными темпами выбытия скважин из эксплуатации;
- разными зависимостями изменения отбора газа из месторождения с момента начала обводнения скважин.

Наибольший коэффициент газоотдачи достигается тогда, когда в наибольшей мере дренируются зоны пласта с худшими коллекторскими свойствами. Это означает, что могут ухудшаться некоторые технологические показатели добычи газа. Следовательно, только с учетом экономических факторов можно отдавать предпочтение тому или иному варианту регулирования разработки газовой залежи при водонапорном режиме.

Этим не заканчивается отыскание оптимального варианта регулирования разработки залежи при водонапорном режиме. Требуется еще исследовать технико-экономические показатели вариантов, различающихся системой размещения скважин на площади газоносности. При учете неоднородности коллекторских свойств по толщине пласта, особенно при наличии подошвенной воды, важно отыскать оптимальные интервалы вскрытия пласта в отдельных скважинах.

### 3. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ПРИ ПРОЦЕССЕ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ СУХОГО ГАЗА В ПЛАСТ

При любой разновидности процесса обратной закачки сухого газа в пласт (рециркуляции) принципиальное значение имеют выбор и обоснование потребного числа добывающих и нагнетательных скважин, размещения их на площади газоносности и на структуре, очередность ввода в действие и технологические режимы их эксплуатации.

Исследуем особенности регулирования разработки газоконденсатного месторождения при процессе рециркуляции. В отличие от газового месторождения, регулирование разработки газоконденсатного месторождения может осуществляться за счет технологических режимов как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Предположим, что в пласте можно выделить элемент системы

разработки (см. рис. 9.15). С таким элементом можно встретиться как при разработке газоконденсатного месторождения с площадной системой закачки сухого газа, так и в случае размещения добывающих и нагнетательных скважин, например, в виде цепочек. Здесь, в частности, удастся выявить зависимости коэффициента охвата и допорывного коэффициента конденсатоотдачи от распределения отбора из залежи по добывающим скважинам и расхода сухого газа по нагнетательным скважинам.

Рассматриваемый элемент продуктивного пласта является кучно-неоднородным по коллекторским свойствам. Он состоит из двух зон. В пределах каждой зоны коэффициенты пористости и проницаемости неизменны по площади. Первая зона характеризуется лучшими коллекторскими свойствами (коэффициент пористости  $m_1 = 0,3$ , коэффициент проницаемости  $k_1 = 2 \text{ мкм}^2$ ). Соответствующие параметры для второй зоны:  $m_2 = 0,15$ ;  $k_2 = 0,2 \text{ мкм}^2$ . Толщина пласта в I и II зонах одинакова и равна 10 м. Следовательно, запасы газа в I зоне превышают запасы во II зоне в 2 раза. Общие запасы равны 4,57 млрд. м<sup>3</sup>. Первая и вторая зоны представляют собой единое газодинамическое целое.

Каждая зона дренируется одной добывающей скважиной. В каждую зону газ закачивается через одну нагнетательную скважину. Во всех вариантах суммарные темпы закачки и отбора приняты одинаковыми и постоянными во времени. Внешние границы элемента пласта всюду непроницаемы. Давление поддерживается на уровне начального и равно 20 МПа. Коэффициент динамической вязкости газа  $\mu = 0,01 \text{ МПа.с}$ .

Задача регулирования разработки газоконденсатного месторождения в точной постановке встречает значительные математические трудности. Поэтому исследуемая задача регулирования заключается в нахождении технологических режимов эксплуатации скважин, максимизирующих коэффициент допорывной конденсатоотдачи, под которым понимается отношение суммарного добытого количества конденсата на момент прорыва сухого газа в одну из добывающих скважин к общим запасам конденсата в пласте.

Согласно постановке задачи, пластовое давление поддерживается на постоянном уровне. Следовательно, вместо допорывного коэффициента конденсатоотдачи можно рассматривать допорывный коэффициент добычи жирного газа  $\beta_* = Q_{\text{доб}} / Q_{\text{зал}}$ . Коэффициентом  $\beta_*$  и будем оперировать в дальнейшем.

Заданный уровень добычи конденсата (жирного газа) в период процесса обратной закачки сухого газа в пласт можно реализовать при разных соотношениях в дебитах добывающих  $q_d$  и расходах нагнетательных  $q_n$  скважин. Перечень основных расчетных вариантов и их характеристики приведены в табл. 11.2. Отсюда видно, что соот-

ношение дебитов и расходов газа поставлено в соответствие с коллекторскими свойствами пласта. Кроме данных вариантов, можно рассмотреть следующие. Дебит первой добывающей скважины  $q_{д1}$  равен дебиту второй  $q_{д2}$ . Расходы же по первой  $q_{н1}$  и второй  $q_{н2}$  нагнетательным скважинам перераспределяются согласно следующим соотношениям:

$$\frac{q_{н1}}{q_{н2}} = \frac{k_1 h_1}{k_2 h_2}; \quad \frac{q_{н1}}{q_{н2}} = \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1}; \quad \frac{q_{н1}}{q_{н2}} = \frac{m_1 h_1}{m_2 h_2} \text{ и т.д.}$$

Аналогичные подварианты можно назначить по добывающим скважинам при принятии условия  $q_{н1} = q_{н2}$ .

Рециркуляция при поддержании пластового давления на уровне начального означает, что темпы отбора жирного газа равняются темпам закачки в пласт сухого газа. Тем не менее исходная газодинамическая задача является квазистационарной. Это объясняется тем, что зоны, занимаемые жирным и сухим газом, изменяются во времени. Если вязкости и плотности этих газов принять одинаковыми, то решается задача с подвижной границей раздела между жирным и сухим газами при стационарном распределении давления в пласте. К искомому стационарному распределению давления будем приходить в результате решения дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа. Для простоты газ считаем идеальным. Тогда для нахождения установившегося распределения давления в пласте необходимо решить уравнение:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kh}{\mu} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{kh}{\mu} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right) = 2mh \frac{\partial p}{\partial t} \pm$$

$$\pm 2p_{ат} \sum_{v=1}^n q_v \delta(x - x_v) \delta(y - y_v)$$

при следующих условиях:

$$t = 0; \quad p = p_n = \text{const}; \quad (x, y) \in G;$$

$$\partial p / \partial n_0 = 0; \quad (x, y) \in \Gamma. \quad (11.13)$$

Здесь  $n_0$  – нормаль к внешней границе пласта  $\Gamma$ ;  $G$  – область интегрирования; знак плюс ставится при отборе, знак минус – при нагнетании газа в пласт; остальные обозначения общепринятые.

Таблица 11.2

Результаты расчетов для вариантов разработки газоконденсатной залежи с обратной закачкой сухого газа в пласт

Номер варианта	$q_{п1} : q_{п2}$	$q_{д1} : q_{д2}$	Объем закачки сухого газа, млн. м <sup>3</sup>		$Q_{зак} / Q_{зп}$		Добытое количество жидкого газа, млн. м <sup>3</sup>		$Q_{доб} / Q_{зп}$		Время прорыва сухого газа, сут	Кэф-фици-ент охвата по пло-щади	$\beta_{ж} = \frac{Q_{доб.общ}}{Q_{зак.общ}}$
			I зона	II зона	I зона	II зона	I зона	II зона	I зона	II зона			
I	$k_1 h_1 : k_2 h_2 = 10 : 1$	$k_1 h_1 : k_2 h_2 = 10 : 1$	2455	245,5	0,81	0,16	2455	245,5	0,81	0,16	1200	0,49	0,59
II	$k_1 h_1 : k_2 h_2 = 10 : 1$	$k_2 h_2 : k_1 h_1 = 1 : 10$	2618	261,8	0,86	0,17	261,8	2618	0,09	1,72	1280	0,52	0,63
III	$k_2 h_2 : k_1 h_1 = 1 : 10$	$k_2 h_2 : k_1 h_1 = 1 : 10$	327,3	3273	0,11	2,15	327,3	3273	0,11	2,15	1600	0,76	0,79
IV	$k_1 h_1 : k_2 h_2 = 1 : 10$	$k_1 h_1 : k_2 h_2 = 10 : 1$	286,3	2863	0,09	1,88	2863	286,3	0,94	0,19	1400	0,62	0,69
V	$k_1 m_1 : k_2 m_2 = 20 : 1$	$k_1 m_1 : k_2 m_2 = 20 : 1$	2571	128,6	0,84	0,08	2571	128,6	0,84	0,08	1200	0,48	0,59
VI	$k_1 m_1 : k_2 m_2 = 20 : 1$	$k_2 m_2 : k_1 m_1 = 1 : 20$	2785	139	0,91	0,09	139	2785	0,05	1,83	1300	0,59	0,64
VII	$k_2 m_2 : k_1 m_1 = 1 : 20$	$k_2 m_2 : k_1 m_1 = 1 : 20$	171,4	3429	0,06	2,26	171,4	3429	0,06	2,26	1600	0,74	0,79
VIII	$k_2 m_2 : k_1 m_1 = 1 : 20$	$k_1 m_1 : k_2 m_2 = 20 : 1$	153,2	3064	0,05	2,02	3064	153,2	1	0,10	1430	0,64	0,70

Результаты расчетов на ЭВМ приведены на рис. 9.16, 9.17 и в табл. 11.2. На рис. 9.16, 9.17 приведены положения границы раздела жирного и сухого газов в разные моменты. Анализ результатов расчетов позволяет сделать следующие выводы [137].

Вытеснение жирного газа сухим представляет собой в достаточной мере регулируемый процесс. В случае неблагоприятного соотношения дебитов добывающих и расходов нагнетательных скважин коэффициент допрорывной конденсатоотдачи может не превышать 59 % согласно вариантам, приведенным в табл. 11.2. Наибольший коэффициент допрорывной конденсатоотдачи составил 79 %.

Максимальный коэффициент допрорывной конденсатоотдачи (79 %) имеет место тогда, когда наибольший отбор газа и наибольшая закачка сухого газа одновременно приходятся на зоны пласта с худшими коллекторскими свойствами (варианты *III* и *VI*).

Очевидно, что внедрение рекомендации предыдущего пункта приведет к максимизации коэффициента допрорывной конденсатоотдачи, но ухудшит технико-экономические показатели процесса рециркуляции. Расположение добывающих скважин в зонах пласта с плохими коллекторскими свойствами приводит к получению низких дебитов, большего потребного числа скважин. Интенсификация отбора газа из скважин, дренирующих зоны пласта с ухудшенными коллекторскими свойствами, будет характеризоваться низкими забойными и устьевыми давлениями. Поэтому возможен проигрыш в потребных мощностях ДКС и установок искусственного холода.

Размещение нагнетательных скважин в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами дает низкие приемистости, а следовательно, значительное число нагнетательных скважин. Интенсификация закачки газа в такие скважины приводит к необходимости увеличения давления нагнетания и т.д. Следовательно, проблема максимизации допрорывного, а значит, и общего коэффициента конденсатоотдачи – типичная технико-экономическая задача.

Сказанное предопределяет предпочтительность вариантов, характеризующихся меньшей интенсивностью процессов отбора жирного и закачки сухого газов в зоны пласта с худшими коллекторскими свойствами. Так, сопоставление вариантов *III* и *IV* выявляет преимущество варианта *III*. Оба эти варианта характеризуются одинаковыми значениями коэффициента допрорывной конденсатоотдачи. Однако вариант *III* показывает, что достаточно выдержать соотношение

$$\frac{q_{н1}}{q_{н2}} = \frac{q_{д1}}{q_{д2}} = \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1} = \frac{1}{10},$$

чтобы достичь того же коэффициента конденсатоотдачи. Дальней-

шая интенсификация процессов закачки и отбора газа из зон пласта с низкими коллекторскими свойствами не приводит к возрастанию искомого коэффициента конденсатоотдачи.

Варианты *III* и *IV* (так же, как и сопоставимые варианты *VII* и *VIII*) характеризуются одинаковой интенсивностью закачки сухого газа в зону пласта с худшими коллекторскими свойствами. Замена соотношения

$$\frac{q_{д1}}{q_{д2}} = \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1} = \frac{1}{10}$$

соотношением

$$\frac{q_{д1}}{q_{д2}} = \frac{k_1 h_1}{k_2 h_2} = \frac{10}{1}$$

приводит к снижению коэффициента допрорывной конденсатоотдачи примерно на 10 пунктов.

Произвольное задание дебитов по добывающим скважинам значительно снижает коэффициент допрорывной конденсатоотдачи. Однако произвольное задание расходов газа по нагнетательным скважинам характеризуется большим снижением эффективности процессов рециркуляции. Другими словами, в большей мере на коэффициент допрорывной конденсатоотдачи влияет интенсификация процесса закачки сухого газа в зоны пласта с худшими коллекторскими свойствами, чем интенсификация отбора жирного газа из этих зон. Так, если

$$\frac{q_{н1}}{q_{н2}} = \frac{k_2 h_2 m_2 h_2}{k_1 h_1 m_1 h_1} = \frac{1}{20},$$

то изменение соотношений дебитов добывающих скважин с 1/20 на 20/1 (см. варианты *VII* и *VIII*) снижает коэффициент допрорывной конденсатоотдачи с 79 до 70 %. Если же

$$\frac{q_{д1}}{q_{д2}} = \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1} = \frac{1}{10},$$

а соотношение дебитов нагнетательных скважин изменяется с 1/10 на 10/1, то коэффициент допрорывной конденсатоотдачи снижается с 78 до 59 % (варианты *II* и *III*). Аналогичное положение наблюдается в сопоставимых вариантах *VI* и *VII*.

На показатели процесса обратной закачки сухого газа в пласт

значительно влияют обменные процессы между зонами пласта. Так, в рассмотренных вариантах добытые количества газа из скважины зоны *I* составляют (в зависимости от расчетного варианта) 5 – 100 % начальных запасов газа в зоне *I*. Добытые количества газа из скважины, дренирующей зону *II*, составляли 8,4 - 22% запасов газа зоны *II*. Аналогичные цифры можно бы назвать применительно к закачанным объемам сухого газа.

Обменные процессы в анализируемых вариантах имеют достаточно сложные особенности (см. рис. 9.16, 9.17). Во многих вариантах (*III*, *IV*, *VI*, *VII*, *VIII*) зона пласта с хорошими коллекторскими свойствами представляет собой "транзитную" зону. Это означает, что в начале процесса закачки, например в вариантах *III* и *VII* (см. рис. 9.16, 9.17), жирный газ из зоны *II* поступает в зону *I*. В районе добывающих скважин жирный газ из зоны *I* поступает в зону *II*. Затем сухой газ из зоны *II* поступает в зону *I*. При этом в районе добывающих скважин жирный газ продолжает поступать из зоны *I* в зону *II*. К концу процесса закачки обменные процессы между зонами *II* и *I* происходят в основном за счет сухого газа.

Вместо рассмотрения всех возможных вариантов ограничились анализом вариантов *I* - *VIII*. Это связано с тем, что данные варианты включают в себя крайние по эффективности варианты регулирования разработки выделенного элемента газоконденсатного месторождения при закачке сухого газа в пласт. Другие варианты характеризуются меньшей эффективностью и для анализа не интересны.

Каким образом результаты модельных расчетов можно перенести на реальные газоконденсатные месторождения? Возможен следующий алгоритм решения задачи.

С использованием алгоритма, аналогичного изложенному, в результате нескольких приближений находится такой вариант разработки, когда уровни добычи жирного газа и закачки сухого газа в пласт распределены соответственно между добывающими и нагнетательными скважинами обратно пропорционально параметрам проводимости. Затем рассматриваются подварианты с одинаковыми, но меньшими интенсивностями закачки сухого и отбора жирного газов из зон пласта с худшими коллекторскими свойствами. После достижения разницы до 1 - 3 % в коэффициентах допрорывной конденсатоотдачи для рассматриваемых подвариантов можно исследовать подварианты по снижению интенсивности отбора жирного газа из зон пласта с худшими коллекторскими свойствами.

Исследуемые варианты и подварианты будут характеризоваться различными коэффициентами допрорывной конденсатоотдачи, потребным числом добывающих и нагнетательных скважин, потребными мощностями ДКС, установок искусственного холода и т.д. В результате последующих технико-экономических расчетов обособляется рациональный вариант разработки газоконденсатного



месторождения.

Применительно к исследованным вариантам поддержания давления выполнены технико-экономические расчеты. Анализ их результатов показал, что наиболее эффективен вариант *III*, предусматривающий интенсификацию отборов и закачку в зоны пласта с худшими коллекторскими свойствами. Таким образом, важное значение при выборе варианта разработки газоконденсатного месторождения имеет суммарный уровень добычи конденсата. Наибольший коэффициент допрорывной конденсатоотдачи обеспечивает *III* вариант разработки. Он же - лучший среди других вариантов и с точки зрения экономики.

Аналогичные исследования выполнены применительно к частичному процессу рециркуляции. На основе анализа результатов расчетов делаются выводы, близкие к только что изложенным [137].

Для решения задач регулирования разработки газоконденсатных месторождений при обратной закачке в пласт сухого газа эффективным представляется использование методики расчетов на основе градиентных методов оптимизации [407].

#### **4. СОЗДАНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ АДАПТИРУЮЩИХСЯ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**

В последние годы в теории и практике разработки месторождений природных газов широкое применение находят ЭВМ. Класс и возможности ЭВМ непрерывно возрастают. Это позволяет на качественно новой основе решать прикладные задачи разработки конкретных месторождений. Для этого создаются и используются комплексные адаптирующиеся геолого-математические модели соответствующих месторождений [8, 125, 132].

##### **Комплексная адаптирующаяся геолого-математическая модель месторождения**

Геолого-математическая модель месторождения включает в себя комплекс алгоритмов и программ, позволяющих описывать процессы фильтрации газа и жидкости в пласте и призабойных зонах скважин. При этом в качестве исходных используются данные о фильтрационных и емкостных параметрах газоносной области и водонапорного бассейна, полученные на основе геологических, геофизических, лабораторных и промысловых исследований кернов, скважин, пластов, проб газа и жидкостей.

Математическое описание фильтрационных процессов при разработке газовых месторождений базируется на разных представле-

ниях, в зависимости от особенностей строения газовой залежи и водоносного пласта и многих других факторов. В некоторых случаях фильтрационные процессы в области газоносности прогнозируются на основе, например, алгоритмов решения двумерных двухфазных задач (в координатах  $xOy$ ), а для водоносной области используется теория укрупненной скважины.

Все шире применяются постановки и алгоритмы решения трехмерных однофазных, двухфазных и трехфазных задач, а также задач многокомпонентной фильтрации. Отдельные задачи решаются в неизотермической постановке (при большом этаже газоносности, осуществлении воздействия на пласт закачкой газообразных или жидких агентов).

Понятие комплексности связано с тем, что указанные алгоритмы дополняются алгоритмами и программами решения задач движения одно- и двухфазных флюидов в скважинах и системах сбора, определения параметров системы промысловой обработки продукции скважин, компримирования газа. Кроме того, комплексная модель включает в себя алгоритмы и программы решения обратных задач и расчета экономических показателей добычи газа (воды, конденсата).

Комплексная адаптирующаяся геолого-математическая модель месторождения - важная составная часть АСУ газодобывающего предприятия. Эта модель находится в эксплуатации с момента ввода месторождения в разработку. При этом идет накопление и обработка фактической информации о разработке месторождения. Для таких целей решаются соответствующие обратные задачи по уточнению добычных возможностей скважин, фильтрационных и емкостных параметров области газоносности, параметров водоносного пласта, систем добычи, сбора и промысловой обработки продукции скважин. Уточняются также фактические капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Это означает, что по мере поступления новой фактической информации осуществляется периодическая адаптация к ней комплексной геолого-математической модели месторождения.

Наличие комплексной адаптирующейся геолого-математической модели месторождения позволяет осуществлять достоверные прогнозные расчеты и решать различные прикладные задачи.

## **Имитационное моделирование процессов разработки и добычи газа**

Изменение ситуации в газодобывающем районе, сведений о запасах газа, особенностях строения продуктивного пласта и т.д. приводит к необходимости осуществления имитационного моделирования, которое выполняется с использованием комплексной адаптирующейся геолого-математической модели месторождения. Это

означает, что на модели прогнозируются все технико-экономические показатели разработки месторождения при реализации тех или иных технологических мероприятий, направленных на совершенствование системы разработки месторождения, увеличение компонентоотдачи пласта или экономических показателей добычи газа. На основе, например, критерия экономической эффективности выбирается оптимальная стратегия дальнейшей разработки месторождения.

Построение и использование комплексной адаптирующейся геолого-математической модели месторождения, осуществление имитационного моделирования впервые получило распространение в теории и практике разработки месторождения Медвежье<sup>1</sup>. На примере этого месторождения рассмотрим некоторые итоги выполненного в 1979 г. имитационного моделирования.

Имитационное моделирование в то время преследовало следующие цели: исследовать необходимость и целесообразность дальнейшего разбуривания месторождения, осуществить более равномерное дренирование месторождения по площади газоносности, установить рациональную продолжительность периода постоянной добычи газа. Очевидно, что постановка и решение соответствующей оптимизационной задачи для месторождения, находящегося в эксплуатации, со сложившимися реальными системами разработки и обустройства, с учетом неоднородности пласта по коллекторским свойствам и проявления водонапорного режима встречает значительные трудности. Поэтому на основе имитационного моделирования различных альтернативных стратегий дальнейшей разработки месторождения и эксплуатации системы обустройства промысла удалось достичь следующих результатов.

На основе критерия народнохозяйственной эффективности была доказана необходимость дополнительного бурения 20 добывающих скважин с соответствующим распределением их по двум УКПГ и продления периода постоянной добычи на 3 года по сравнению с Проектом разработки. Годовые отборы газа из месторождения на разные годы были перераспределены между отдельными УКПГ исходя из условия равномерного дренирования, что приведет к росту конечного коэффициента газоотдачи пласта.

Данные технологические мероприятия позволят увеличить, по сравнению с проектным, народнохозяйственный эффект на 240,4 млн. руб. (в ценах 1979г.), сократить число обводняющихся скважин и обеспечить более равномерную отработку залежи. При этом конечный коэффициент газоотдачи составит 0,96, т.е. на 2,5 пункта больше проектного показателя.

---

<sup>1</sup> Выполнено совместно с С.В. Колбиковым.

## 5. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ

С момента зарождения газовой промышленности с неизбежностью появилась теория проектирования разработки месторождений природных газов [196]. Это естественно, так как данная научная дисциплина, по крайней мере, давала ответ на вопрос о потребном числе скважин, уровнях отбора газа, без чего нельзя было приступить к освоению соответствующих ресурсов.

Позднее начала оформляться теория анализа разработки, что тоже объяснимо, ибо, как показывала практика, постоянно возникала необходимость уточнения начальных запасов газа и соответственно – параметров разработки. Ряд идей этой научной дисциплины излагается в 10 главе.

Развитие математики, появление мощной вычислительной техники дали возможность развивать методики решения задач оптимизации и регулирования показателей разработки месторождений природных газов. Для этих направлений исследований характерна общая исходная позиция – необходимость максимизации (минимизации) некоего функционала – критерия оптимизации.

К оптимизационным задачам относятся такие, когда максимизация функционала осуществляется за счет нахождения наилучшего сочетания числа скважин, темпов отбора, мощности и времени ввода в эксплуатацию ДКС и др. параметров систем разработки месторождения и обустройства промысла.

Задачи же регулирования разработки включают в себя установление технологических приемов воздействия на процесс добычи углеводородов за счет изменения дебитов, депрессий, местоположения скважин на площади газоносности и на структуре и т.д., которые обеспечивают максимизацию критерия качества.

Оказалось, что задачи анализа, оптимизации и регулирования разработки месторождений природных углеводородов сегодня могут эффективно решаться с использованием современных методов теории оптимального управления [87, 125, 113, 209, 397]. Достаточно подробно такой подход рассматривается в параграфе 6 гл. 10 на примере решения обратной задачи по уточнению коллекторских свойств пласта на основе фактических данных эксплуатации скважин. В этом параграфе исследуется наиболее простая двумерная однофазная задача идентификации емкостных и фильтрационных свойств пласта. Сегодня такие задачи решаются и в трехмерной трехфазной постановке [392, 393].

Поэтому в настоящее время и задачи регулирования разработки могут исследоваться в трехмерной трехфазной постановке [407]. Такая задача возникает в случае разработки нефтегазовых залежей. При значительной близости постановок и подходов к решению задач регулирования разработки и обратных задач по идентификации па-

раметров пласта имеются отличия в алгоритмах нахождения искомого решения. Это связано с тем, что в обратных задачах необходима минимизация квадратичного функционала, а в задачах регулирования разработки – линейного функционала.

Процесс разработки нефтегазовой залежи, если конденсатогазовый фактор сравнительно не велик, описывается трехмерной трехфазной математической моделью. Предполагаем, что сетка добывающих и нагнетательных скважин уже predetermined. Возникает проблема максимизации дисконтированной накопленной добычи нефти за период постоянной ее добычи. Тогда требуется максимизация следующего функционала

$$J = \sum_{j=1}^m \frac{\bar{q}_n^j \Delta t}{(1 + 0,01r)^{j-1/2}} \quad (11.14)$$

Здесь  $\bar{q}_n^j$  – средний за интервал времени  $\Delta t$  отбор нефти;  $m$  – общее число временных интервалов;  $r$  – норма дисконтирования для интервала  $\Delta t$  в %. При записи 11.14 предполагаются месячные интервалы времени.

Максимизация функционала (11.14) в условиях трехмерной трехфазной фильтрации осуществляется при соблюдении ограничительных условий на всю группу из  $n$  скважин, а также на каждую добывающую скважину во времени. Такие ограничительные условия на  $n$  скважин возникают, например, в случае разработки нефтегазового месторождения континентального шельфа. Здесь установленное на платформе сепарационное и другое оборудование накладывает ограничения на степень загазования и обводнения добываемой продукции (вследствие явлений конусообразования газа и воды). Тогда ограничения по  $n$  скважинам записываются в виде

$$\sum_{i=1}^n \bar{q}_{ni} = Q_{ni} \leq Q_{n \max} \quad (11.15)$$

$$\sum_{i=1}^n \bar{q}_{\Gamma i} = Q_{\Gamma i} \leq Q_{\Gamma \max} \quad (11.16)$$

$$\sum_{i=1}^n \bar{q}_{\text{в}i} = Q_{\text{в}i} \leq Q_{\text{в} \max} \quad (11.17)$$

Ограничения (11.15)-(11.17) справедливы для каждого момента

времени  $t$ . В общем случае допустимые отборы флюидов по временным интервалам могут изменяться.

Аналогичные ограничения имеют место и по отдельным скважинам. Они возникают вследствие, например, условий работы газожидкостных подъемников, а также транспорта добываемой продукции до платформы. Тогда ограничения по каждой скважине записываются в виде

$$q_{ni} \leq q_{n\max} \quad (11.18)$$

$$q_{\Gamma i} \leq q_{\Gamma\max} \quad (11.19)$$

$$q_{\text{в}i} \leq q_{\text{в}\max} \quad (11.20)$$

$$p_{ci} \geq p_{c\min} \quad (11.21)$$

Из (11.18)-(11.21) следует, что по отдельным скважинам накладываются ограничения не только на дебиты добываемых флюидов, но и на величины забойных давлений.

В качестве регулирующего технологического параметра выступают забойные давления по скважинам. Это естественно, ибо от величины забойного давления (депрессии на пласт) в добывающих скважинах зависят интенсивности газозаведования и обводнения их продукции. При этом предполагается, что среднее давление в залежи остается неизменным во времени. Для этого в нагнетательные скважины, пробуренные на газовую шапку, осуществляется закачка соответствующего количества газа.

В результате решения сформулированной задачи находятся величины дебитов нефти по каждой скважине, за счет регулирования забойных давлений, при этом выполняются все ограничения и достигается наибольшая величина дисконтированной накопленной добычи нефти за рассматриваемый момент времени  $T$ .

Как и в случае обратной задачи по идентификации параметров пласта, искомое решение отыскивается на основе градиентной процедуры. Значения функциональных производных находятся в результате решения прямой и сопряженной краевых задач. Итерационная процедура продолжается до выполнения неравенства

$$\left| \begin{matrix} (s) & (s-1) \\ J & - J \end{matrix} \right| \leq \varepsilon \quad (11.22)$$

Здесь  $s$  – номер итерации;  $\varepsilon$  – допустимая погрешность.

Рассмотрим пример задачи регулирования разработки нефтегазовой залежи в указанной формулировке. Для простоты изложения исследуется элемент разработки нефтегазовой залежи, изображенный на рис.11.4. Залежь представлена двумя зонами I и II, различающимися коэффициентами проницаемости  $k_1 = 2k_2$ . Эти зоны разделяются непроницаемым (литологическим) барьером в пределах нефтяной оторочки. В каждой из этих зон размещается по одной добывающей скважине, а в газовой шапке – одна нагнетательная скважина. Темп закачки газа таков, что поддерживается неизменным во времени пластовое давление. Для рассматриваемого случая ограничивающие добычу условия выглядят следующим образом

$$q_{n \max} = 3015 \text{ ст м}^3 / \text{сут}$$

$$q_{г \max} = 1,5 \cdot q_{n \max} \cdot \Gamma \Phi = 6,65 \cdot 10^5 \text{ ст м}^3 / \text{сут}$$

Здесь  $\Gamma \Phi$  – начальный газовый фактор, равняется  $157 \text{ ст м}^3 / \text{ст м}^3$ . Показатель дисконтирования составляет 1% в месяц.

Результаты расчетов приводятся на рис 11.5–11.9.

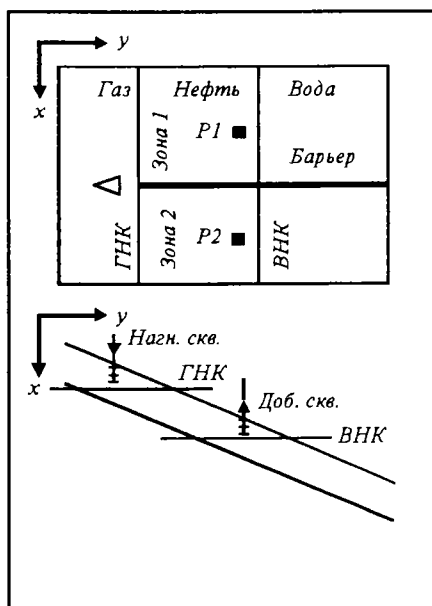


Рис. 11.4. Вид в плане и профильный разрез элемента разработки нефтегазовой залежи

На рис 11.5 дается сопоставление двух альтернативных стратегий добычи и оптимальной, обеспечивающей максимум дисконтированной накопленной добычи нефти. Наилучший вариант достигается при реализации динамики забойных давлений в добывающих скважинах согласно рис.11.6. При таких технологических режимах эксплуатации скважин их дебиты по нефти характеризуются зависимостями, представленными на рис. 11.7. Данные режимы

эксплуатации скважин определяют динамики загазования и обводнения продукции скважин, изображенные на рис. 11.8 и 11.9.

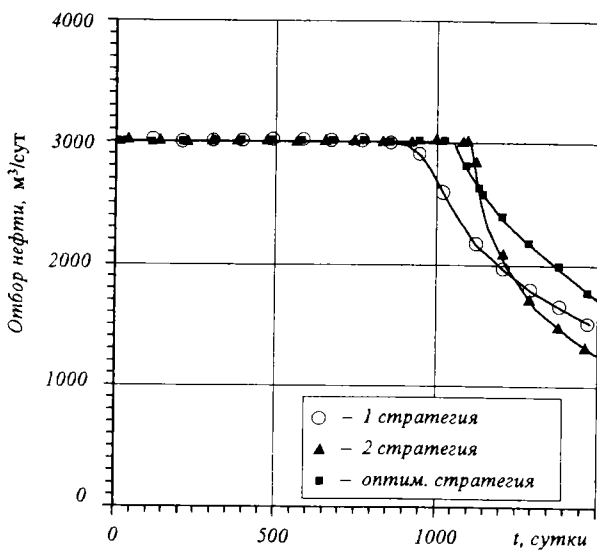


Рис. 11.5. Динамики добычи нефти для альтернативных стратегий разработки

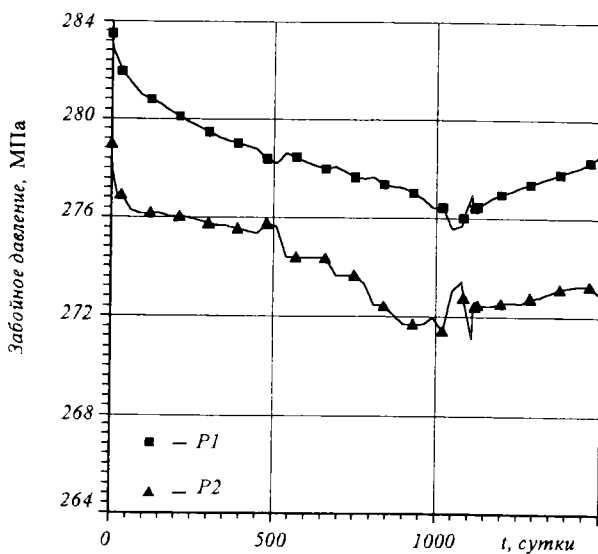


Рис. 11.6. Оптимальные зависимости от времени забойных давлений в эксплуатационных скважинах



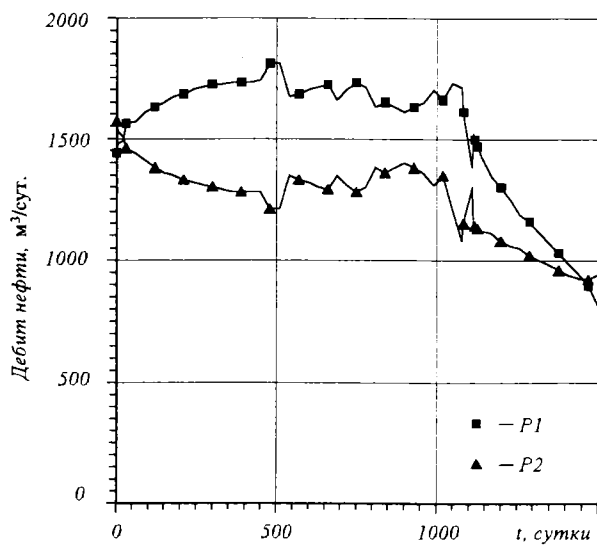


Рис. 11.7. Оптимальные динамики дебитов скважин по нефти

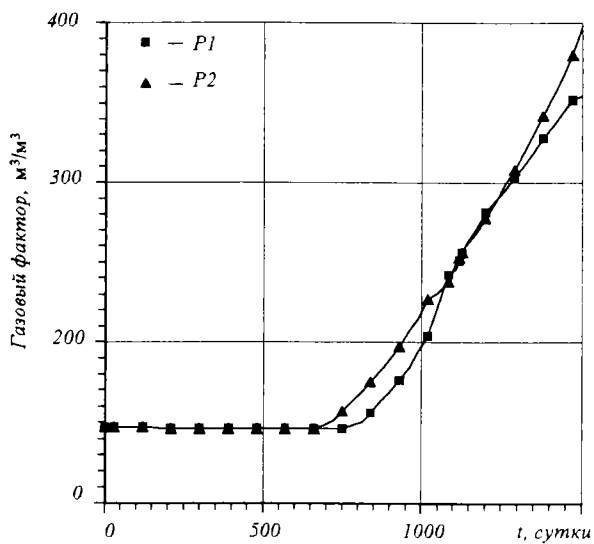


Рис. 11.8. Загазование продукции скважин при оптимальных режимах их эксплуатации

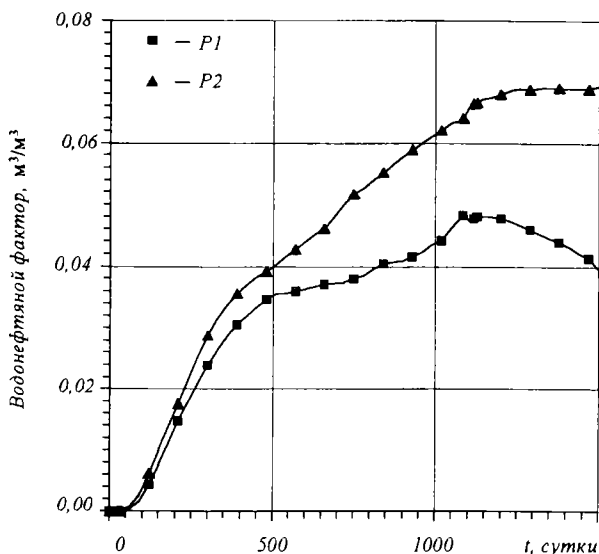


Рис. 11.9. Динамики водо-нефтяного фактора по скважинам при регулировании процесса разработки

Приведенные результаты исследований показывают, что современные методы теории оптимального управления позволяют находить наилучшие технологические режимы эксплуатации скважин в каждый момент времени.

С использованием идеологии работы [407] могут решаться и иные задачи регулирования разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазовых залежей, а также эксплуатации ПХГ.

## Контрольные вопросы

1. В чем схематичность рассмотренной в первом параграфе оптимизационной задачи?
2. Какой вы представляете себе комплексную адаптирующуюся геолого-математическую модель газоконденсатной залежи?
3. В каких направлениях следует развивать постановку задач регулирования разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных залежей?

## ТЕХНОЛОГИИ АКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

---

Если на газовом, нефтегазовом или газоконденсатном месторождении имеем только добывающие газовые или нефтяные скважины, то такую систему разработки будем классифицировать как пассивную.

Пассивные системы разработки нередко характеризуются низкой эффективностью. Так, конечный коэффициент конденсатоотдачи на месторождении Вуктыл составит около 30 %. Это значительно ниже, чем средний по стране конечный коэффициент нефтеотдачи. По отдельным газоконденсатным месторождениям Краснодарского края конечные коэффициенты газоотдачи составили только 60 % [246, 256]. Даже этих примеров достаточно, чтобы показать малую эффективность пассивных систем разработки.

Результаты предыдущей главы (см. также [137, 246]) свидетельствуют о следующем. Регулирование, оптимизация показателей разработки в рамках пассивной стратегии добычи газа дают незначительные приросты конечных коэффициентов компонентоотдачи пласта или экономического критерия эффективности. Поэтому в последние годы автором совместно с учениками и последователями была развита идеология активного воздействия на процессы разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных залежей и подземных хранилищ газа.

Исследования и расчеты показывают, что технологии активного воздействия на процессы разработки месторождений углеводородов требуют для своего осуществления дополнительных:

- капитальных вложений;
- эксплуатационных расходов;
- усилий инженерно-технических работников.

Зато по своей результативности они значительно превышают эффективность пассивного подхода к процессам, протекающим в пласте при разработке месторождений углеводородов. Это обстоятельство позволяет утверждать, что теория разработки месторождений природных газов, на основе технологий активного воздействия, превращается в непосредственную производительную силу. Скорейшее и широкое внедрение данного направления в практику разработки соответствует современным требованиям, ибо оно представляет интенсивный путь повышения эффективности использования запасов недр. Важно при этом научиться самостоятельно создавать, изобретать такие технологии разработки.

## 1. АЛГОРИТМ ПОИСКА И ОБОСНОВАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Известную технологию разработки газоконденсатной залежи на основе сайклинг-процесса можно отнести к технологиям активного воздействия на пластовую систему. Это объясняется тем, что здесь наряду с добывающими в разработке участвует система нагнетательных скважин. А вот распространенная технология создания и эксплуатации подземных хранилищ газа, несмотря на наличие и добывающих, и нагнетательных скважин, пассивна по своей природе. Это связано с тем, что в цикле отбора газа работают только добывающие, а в цикле закачки – только нагнетательные скважины.

Цель данной главы – иллюстрация сущности и возможностей ряда технологий активного воздействия на залежи углеводородов. Очевидна необходимость создания новых технологий активного воздействия. Однако более важным представляется показать будущему инженеру и исследователю механизм поиска таких технологий.

Создание и обоснование новых технологий активного воздействия на продуктивные пласты при разработке залежей углеводородов является творческим процессом. Имеются отдельные публикации (Д. Пойа, 1961; Г.С. Альтшуллер, 1973), в которых упорядочивается творческий процесс, вскрываются его особенности, делаются рекомендации по облегчению творческого поиска.

Наш опыт показывает, что полезно творческий процесс поиска новых технологий разделить на следующие три основных этапа.

I. Оценка ситуации (состояния разработки данного месторождения). Мы исключаем случай, когда оценка ситуации положительна, так как творчески мыслящий специалист всегда обнаруживает недостатки, например, в системе разработки. Первый этап считается преодоленным, если установлено, что конкретно плохо на данном объекте, т.е. найден ответ на вопрос: что плохо на данном месторождении? Например, анализ показателей разработки говорит о том, что на месторождении идет интенсивный процесс обводнения скважин. Или, например, ожидается низкая газоотдача пласта.

II. Выявление причин обнаруженных негативных факторов, явлений. Это – наиболее сложный этап. Так, если неправильно установлены причины негативного, то поиски и обоснование новой технологии будут направлены по неверному пути. Таким образом, результатом второго этапа является ответ на вопрос: почему плохо? Так обнаруженное на первом этапе негативное обстоятельство – обводнение скважин – может быть результатом конусообразования, продвижения воды по высокопроницаемым пропласткам, заколонных перетоков воды и газа и т.д.

III. Поиск и обоснование новой технологии активного воздей-

ствия на залежь. После обнаружения истинных причин негативности обычно не возникает непреодолимых трудностей в отыскании требуемого решения. Выявленные причины часто указывают и путь поиска новой технологии.

Данным рекомендациям мы будем следовать в дальнейшем.

Эффективность поиска и обоснования нового решения зависит от того, насколько удастся отрешиться от традиционных подходов, схем, методов. Этому могут помочь следующие три подхода и один принцип.

1. Постановка перед собой задачи в "максималистской" формулировке. Допустим, нам поставили задачу создать новый, более эффективный дизельный двигатель. Тогда мы, исходя из учебников по термодинамике и др., ставим перед собой задачу создания нового двигателя с соответствующим теоретически возможным КПД. Работая целеустремленно над такой проблемой, мы, естественно, не достигнем указанного КПД. Зато имеем все шансы создать двигатель с КПД, превышающим все имеющиеся аналоги. В частности, здесь уместно напомнить известную истину о том, что догнать кого-либо в научно-технической конкуренции – невозможно. Можно только перегнать за счет яркой идеи.

2. Использование "экстремистского" подхода. Его сущность состоит в стремлении полного исключения влияния выявленного негативного фактора. Например, он в случае снижения продуктивности скважин из-за проявления деформационных процессов приводит к следующему выводу: "Ах, деформация коллектора мешает мне красиво жить – устраним ее полностью". И тогда мысль начинает работать над такой конкретной проблемой.

3. Постараться найти решение по принципу "наоборот". Образно говоря, пусть все Ваши коллеги некий отрезок пути преодолевают в направлении слева направо. Постарайтесь пройти его наоборот, справа налево. В девяти из десяти случаев Вас ждет неудача. Но в одном, самом невероятном случае, Вас ждет радостная победа.

4. Целевой настрой себя, своего подсознания на необходимость создания новой, эффективной технологии активного воздействия на рассматриваемую залежь и процессы, протекающие в пласте при ее разработке. Озадаченное подсознание всегда помогает найти новый, эффективный результат. История науки и техники об этом свидетельствует неоспоримо. О подключении подсознания к активной работе хорошо сказано в [245]. В этой же работе имеются ценные указания на интенсификацию всей умственной и творческой человеческой деятельности.

Эти подходы и принцип помогают уйти от эволюционного совершенствования рассматриваемой технологии и найти решение кардинально, революционно изменяющее суть технологии. Тогда эффект оказывается наиболее значительным, впечатляющим. Следует

иметь в виду, что рассматриваемый алгоритм творческой созидательной работы полезен во всех или многих сферах нашей жизни.

Прежде чем перейти к иллюстрации применения высказанных рекомендаций и изложению некоторых технологий, следует вернуться к результатам специальных лабораторных экспериментов, изложенным в параграфе 8 гл. 6. Данные этих экспериментов легли в основу трех технологий активного воздействия на процессы разработки газовых месторождений. Кроме того, они дополняют наши представления о процессах, имеющих место при проявлении водонапорного режима.

## 2. ТЕХНОЛОГИЯ АКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ

Водонапорный режим характеризуется рядом негативных последствий. Поэтому в практике добычи газа пытались воздействовать на его проявление. Распространенным был следующий подход к эксплуатации скважин перед их обводнением.

1. Если происходило увеличение содержания ионов хлора в воде, добываемой вместе с газом, то это свидетельствовало о приближении к скважине ГВК. Тогда дебит скважины уменьшали.

2. При появлении воды в продукции скважины в ней начинали проводить ремонтно-изоляционные работы (РИР) с целью ликвидации мест водопритоков.

3. После обводнения скважина выводилась из фонда добывающих.

Вскрытый механизм поведения защемленного газа и его количественные закономерности позволили предложить технологию активного воздействия на водонапорный режим, составными элементами которой оказались действия по принципу "наоборот" [137, 271].

1. При приближении ГВК к скважине дебит ее не следует уменьшать, а надо по возможности форсировать отбор газа. Это приводит к повышенному снижению давления в пласте в районе данной скважины. Значит при обводнении этой зоны пласта микро- и макрозащемленные объемы газа будут характеризоваться низкими давлениями (малыми удельными запасами газа в единице обводненного порового объема пласта).

2. РИР в скважинах проводить не следует. Если в результате успешно проведенных РИР пластовая вода не будет поступать в данную скважину, то язык воды, продвигаясь в глубь залежи, приведет к защемлению новых объемов газа, обводнению новых скважин. В противном случае сложности добычи обводненной продукции локализуются в рассматриваемой скважине и снижаются потери газа в пласте.

3. После обводнения скважины ее не следует отключать. Целесо-

образно продолжать ее эксплуатацию, исходя из следующих соображений.

Добыча воды из скважины замедляет, предотвращает дальнейшее ее продвижение в залежь в районе данной скважины.

При добыче воды давление в обводненной зоне вокруг скважины начинает снижаться. Пузырьки защемленного газа расширяются. Фазовая проницаемость для воды в районе рассматриваемой скважины снижается на порядок и более. Следовательно, возникает зона повышенных фильтрационных сопротивлений. В результате здесь создаются неблагоприятные условия для прохождения новых объемов пластовой воды.

При снижении давлений вокруг скважины на 25 - 35 % по сравнению с давлением обводнения данной зоны пласта защемленный газ приобретает подвижность. Вместе с добываемой водой начинается извлечение защемленного газа [137, 174].

Очевидно, что все указанные операции "наоборот" способствуют повышению компонентоотдачи при водонапорном режиме, хотя и приходится нести затраты на добычу и утилизацию добываемой воды.

### **Особенности строения и разработки Оренбургского месторождения**

Впервые рассмотренная технология стала внедряться на Оренбургском и Битковском газоконденсатных месторождениях [135, 174].

Оренбургское газоконденсатное месторождение (ОГКМ) введено в разработку в 1974 г. по Проекту, составленному в предположении проявления газового режима. Однако с первых месяцев разработка осложнилась водопроявлениями в скважинах, затем и выбытием скважин из эксплуатации вследствие обводнения.

Под обводненными скважинами понимаются такие, в которых имеется уровень воды в стволе и атмосферное давление на устье. При появлении признаков пластовой воды в продукции этих скважин вначале их дебиты по газу уменьшали до 2 раз так, чтобы вода не выносилась на устье. Однако вода продолжала поступать в рассматриваемые скважины, накапливалась в стволе, НКТ и приводила к "самоздавливанию" этих скважин. Таким образом, снижение дебитов скважин на водоопасных направлениях способствует их обводнению и выбытию из эксплуатации.

ОГКМ отличается специфическими особенностями строения коллектора, которые predeterminedили соответствующий механизм дренирования и обводнения продуктивных отложений, а также скважин.

ОГКМ представлено тремя куполами – Восточным, Центральным и Западным. Этаж газоносности составляет от 300 до 500 м.

Продуктивный карбонатный пласт состоит из переслаивающихся низко- и высокопроницаемых коллекторов. Низкопроницаемые разности характеризуются коэффициентами проницаемости порядка  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и менее и толщинами в десятки метров. Высокопроницаемые пропластки ( $k > 1$  мкм<sup>2</sup>) имеют небольшую толщину – 0,5-2 м. Отношение коэффициентов проницаемости высоко- и низкопроницаемых коллекторов достигает  $10^4 - 10^5$ . Вследствие такой уникальной неоднородности пласта высокопроницаемые пропластки получили название суперколлекторов.

Основные запасы газа (и других компонентов) приурочены к низкопроницаемым разностям. Пути фильтрации газа к скважинам служат суперколлекторы. Они определяют значительные дебиты скважин. Вследствие малости запасов газа в суперколлекторах давление в них быстро должно было бы стремиться (условно) к атмосферному.

Однако возникающая разность давлений и значительность поверхности контакта приводят к перетокам газа из низкопроницаемых разностей в суперколлекторы (рис. 12.1). Как показывают расчеты, установившиеся во времени перетоки газа наблюдаются при разнице в давлениях порядка 0,1 МПа.

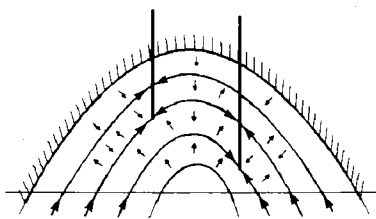
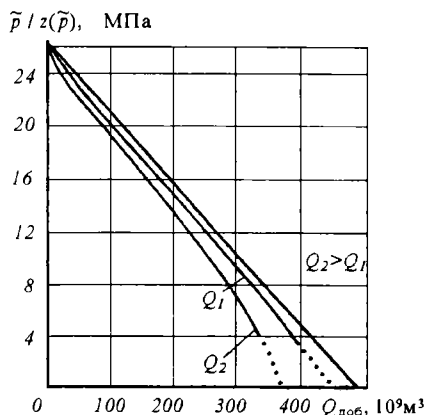


Рис. 12.1. Схема строения и дренирования продуктивных отложений ОГКМ

Рис. 12.2. Зависимости  $\bar{p} / z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  для месторождений типа Оренбургского



Таким образом, в продуктивных коллекторах типа ОГКМ наблюдается различие давлений в низко- и высокопроницаемых разностях. Очевидно, что при определениях по скважинам пластовых давлений замеряются давления в суперколлекторах. Это приводит к тому, что зависимость  $\bar{p} / z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  для рассматриваемого типа коллектора при газовом режиме располагается ниже соответствующей зависимости для однопластовой залежи. При этом оказалось, что в рассматриваемом типе коллекторов даже в условиях газового



режима поведение зависимости  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  определяется темпом отбора газа. Чем больше темп отбора газа, тем дальше эта зависимость отклоняется от линии газового режима для однопластовой залежи (с одинаковыми запасами газа).

Суперколлекторы служат путями движения к скважинам не только газа, но, естественно, и пластовой воды. Поэтому вода рано начала появляться в продукции скважин ОГКМ. Основное негативное последствие от продвижения воды по суперколлекторам состоит в снижении коэффициента газоотдачи (компонентоотдачи). За фронтом вытеснения газа водой в суперколлекторах существенно затрудняются перетоки газа из низкопроницаемых разностей. Можно предположить, что в них как бы отсекается часть запасов, формируются макрозащемленные объемы газа.

Данное обстоятельство соответственно отражается на характере зависимости  $\bar{p}/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$  (рис. 12.2). Даже при водонапорном режиме они располагаются ниже линии газового режима для однопластовой залежи. Из рис. 12.2 видно сколь значительными могут быть потери газа в результате формирования макрозащемленных объемов газа [119].

Другая важная особенность ОГКМ – трещиноватость карбонатного массива. Она возникла в период формирования ловушки и хрупкого разрушения исходного карбонатного пласта. Часть вертикальных трещин "залечена" вышезалегающими отложениями каменной соли и в результате других вторичных процессов.

Хаотично развитая трещиноватость участвует в процессах фильтрации как газа, так и воды. Обводнение немалого числа скважин на ОГКМ находит разумное объяснение только с позиций учета трещиноватости [265]. Затруднительно утверждать какой из факторов - наличие суперколлекторов или системы трещин – оказывает наибольшее влияние на процесс разработки ОГКМ.

## Активное воздействие на водонапорный режим ОГКМ

Успешная апробация изложенной технологии активного воздействия на водонапорный режим ОГКМ осуществлена Е.Е. Фроловым при участии и поддержке главного геолога ПО "Оренбурггаздобыча" Ю.А. Участкина и главного инженера ВПО "Оренбурггазпром" Р.И. Вяхирева. 29 января 1979 г.<sup>1</sup> была пущена в эксплуатацию обводненная скв. 508 на УКПГ-8. На устье скважины по шлейфу с УКПГ подавался газ высокого давления. Это привело к оттеснению некоторо-

---

<sup>1</sup> Дата, видимо, начала нового этапа разработки газовых месторождений на основе активного воздействия на процессы, происходящие в пласте при добыче жидких и газообразных флюидов.

го количества воды из скважины в пласт. Скважина переключена на факельную линию. Вновь подается газ высокого давления на устье скважины и т.д. После трех таких операций скважина зафонтанировалась с дебитом по газу около 800 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по воде – порядка 60 м<sup>3</sup>/сут. Затем она длительно (до проведения неудачных РИР) эксплуатировалась с дебитами по газу около 600 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по воде – примерно 30 м<sup>3</sup>/сут.

Механизм освоения скв. 508 представляется следующим. В разрезе скважины, предположим, имеется два суперколлектора. По одному из них она обводнилась. При подаче газа высокого давления вода из скважины оттеснялась в обводненный (и частично необводненный) суперколлектор. После снижения забойного давления ниже давления в необводненном суперколлекторе скважина зафонтанировалась за счет естественного газлифта. Из обводненного пропластка стала поступать пластовая вода, а из необводненного - газ.

Затем были введены в эксплуатацию другие обводненные скважины. Эксплуатация обводняющихся и обводненных скважин стала широко производиться на ОГКМ [135]. Опыт ОГКМ и Битковского месторождения позволил работникам газовой промышленности преодолеть "водобоязнь". Активное воздействие на водонапорный режим получило распространение и на других месторождениях страны. При этом экономятся средства от непроведения РИР, возрастает фонд добывающих скважин, а главное, увеличиваются конечные коэффициенты компонентоотдачи продуктивного пласта. Увеличение конечного коэффициента газоотдачи на ОГКМ всего на 1 % в стоимостном выражении составляет около 500 млн. руб. (в ценах 1980г.).

### **3. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ. ВТОРИЧНАЯ ДОБЫЧА ГАЗА**

Рассмотренные лабораторные эксперименты указали на принципиальную возможность и целесообразность отбора воды из обводняющихся и обводненных скважин с целью повышения конечных коэффициентов компонентоотдачи пласта. Однако требовалось ответить на ряд вопросов технологического порядка, от которых зависит эффективность данного мероприятия. Для этих целей и решения аналогичных задач и проблем в последние годы широкое распространение получает крупномасштабное математическое моделирование на ЭВМ процессов разработки месторождений природных газов [136, 154].

#### **Математическое моделирование и исследование процесса воздействия на водонапорный режим**

Лабораторные эксперименты позволили "в малом" исследовать

особенности поведения заземленного газа в обводненной модели пласта. На их основе обоснована технология активного воздействия на водонапорный режим. Промысловые работы на скважинах ОГКМ подтвердили правомерность выбранного подхода к обводненным и обводняющимся скважинам. Для оценки последствий применительно к месторождению в целом важны математические эксперименты на ЭВМ. В математических экспериментах точно известны начальные запасы, добыча газа, воды (и других компонентов) из каждой скважины и месторождения в целом, динамика полей давлений и насыщенностей пласта флюидами в разных точках. Следовательно, достоверно можно оценить последствия тех или иных воздействий на процесс разработки, фильтрационные течения и т.д. Поэтому математические эксперименты на ЭВМ служат мощным средством поиска, обоснования и исследования новых технологий воздействия на продуктивные пласты с целью повышения компонентоотдачи недр.

Была выбрана газовая залежь прямоугольная в плане (рис. 12.3). Продуктивный пласт состоит из четырех зон неоднородности по величине коэффициента проницаемости. Добывающие скважины размещены так, как показано на рис. 12.3. При этом дебиты их до начала обводнения одинаковы и равны 40 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Темп отбора газа в период постоянной добычи составляет 5 % от запасов в год.

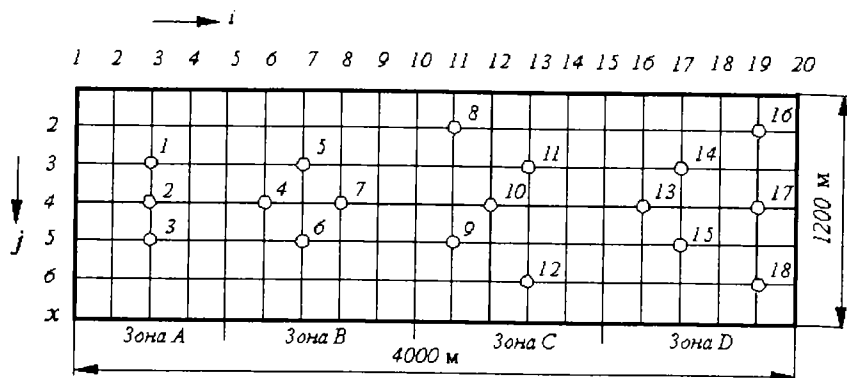


Рис. 12.3. Схема гипотетической залежи и расположения добывающих скважин ( $m=0,3=\text{const}$ ;  $k_A=1 \text{ мкм}^2$ ;  $k_B=0,5 \text{ мкм}^2$ ;  $k_C=0,1 \text{ мкм}^2$ ;  $k_D=0,05 \text{ мкм}^2$ ;  $h=20 \text{ м}$ ;  $p_n=25 \text{ МПа}$ ;  $Q_{\text{зан}}=5 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ )

Моделируется поступление в залежь контурной воды. По периметру залежи задана зависимость изменения во времени дебита  $q_v$  контурной воды (рис. 12.4). Здесь же приведена зависимость  $Q_v=Q_v(t)$  изменения во времени суммарного количества воды, поступающей в залежь.

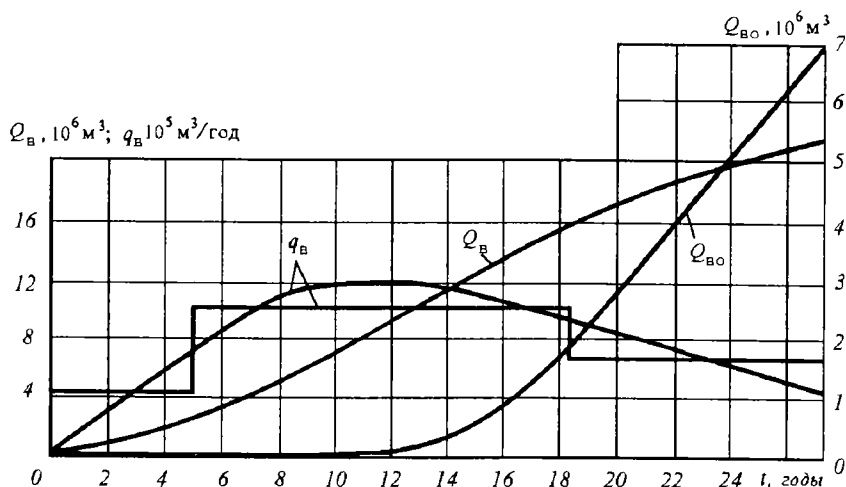


Рис. 12.4. Зависимости изменения во времени дебита воды  $q_v$ , суммарного количества поступающей в залежь  $Q_v$  и суммарного добытого количества воды  $Q_{во}$  из обводненных скважин (II вариант)

Для рассматриваемой залежи выполнены расчеты в двух вариантах.

**I вариант.** Моделируется технология пассивной разработки месторождения при водонапорном режиме. Это означает, что после обводнения любой из скважин она выводится из фонда добывающих. Рассчитываются показатели разработки месторождения до момента обводнения последней добывающей скважины.

**II вариант.** Исследуется эффективность технологии активного воздействия на водонапорный режим. После обводнения каждой из добывающих скважин они не отключаются, в них задается отбор воды с одинаковым и постоянным во времени дебитом в  $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Вместе с водой продолжается затем добыча заземленного газа. Определяются технологические показатели разработки до достижения в районе скважин пластового давления 1 МПа.

Результаты выполненных расчетов позволяют отметить следующее.

На рис. 12.5 и 12.6 приведены карты изобар и профили давления на 17,3-й год разработки залежи согласно стратегиям вариантов соответственно I и II. Здесь же линиями из точек указаны текущие зоны газоносности. В I варианте на рассматриваемую дату в необводненной зоне пласта эксплуатируются только две, а во II варианте – пять скважин. Большая зона газоносности во II варианте объясняется тем, что часть поступающей воды в залежь отбирается через обводнившиеся скважины (см. рис. 12.4).

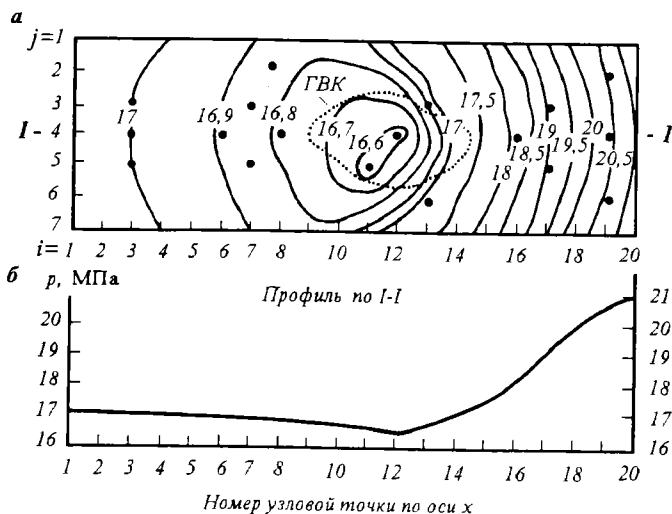


Рис. 12.5. Карта изобар (а) и профиль давления (б) на 17,3 год разработки без отбора воды из обводненных скважин (I вариант)

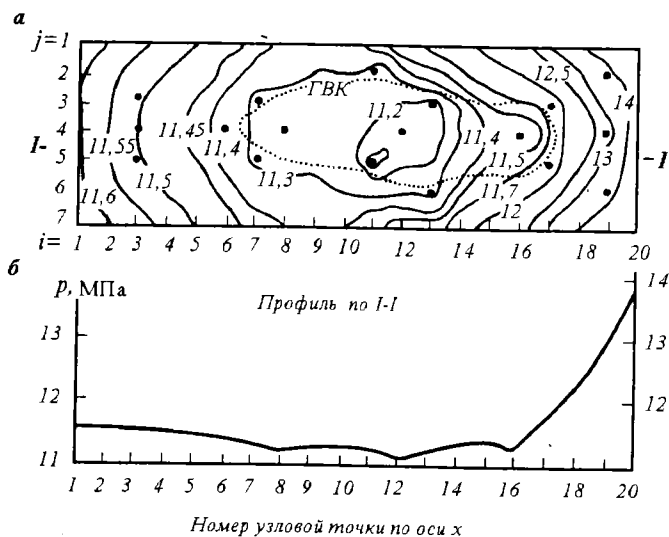


Рис. 12.6. Карта изобар (а) и профиль давления (б) на 17,3 год разработки при активном воздействии на водонапорный режим (II вариант)

Большой отбор газа из необводненных скважин во II варианте объясняет тот факт, что коэффициент газоотдачи на рассматриваемую дату составляет 0,82, а в I варианте – 0,764. Указанная раз-

ница объясняется также тем, что во II варианте при добыче воды из обводненных скважин происходит добыча заземленного газа.

Изменения во времени годовых темпов отбора газа из залежи приведены на рис. 12.7. До начала обводнения скважин, как отмечалось темп разработки залежи в обоих вариантах одинаков. После начала обводнения скважин в I варианте происходит резкое падение добычи газа из месторождения. Через 18,6 года в I варианте разработка месторождения прекращается (кривая 2 на рис. 12.7).

Другие зависимости на рис. 12.7 иллюстрируют изменение во времени отбора газа из обводненных, необводненных и обводненных+необводненных скважин во II варианте (кривые 1, 3 и 4 соответственно). За счет эксплуатации обводненных скважин продолжительность разработки месторождения возрастает на 8,6 года (во II варианте). Интересно отметить, что последние два года на месторождении добыча газа осуществляется только за счет продолжения эксплуатации обводненных скважин (точки на рис. 12.7).

Показатели разработки (рис.12.8) свидетельствуют о следующем. Суммарное добытое количество газа во II варианте (индекс "II") значительно превосходит накопленную добычу газа в I варианте (индекс "I"). Конечный коэффициент газоотдачи в I варианте составляет 0,77, а во втором – 0,97, т.е. увеличивается на 20 пунктов или на 26 %.

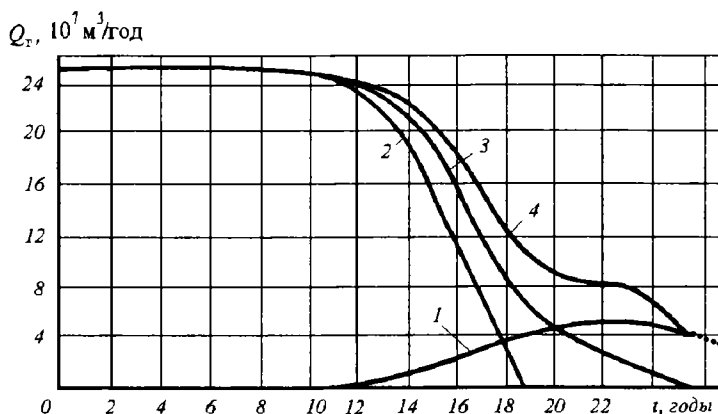


Рис. 12.7. Зависимости изменения во времени годового отбора газа из обводненных и необводненных скважин

1 – из обводненных скважин при регулировании разработки; 2 – отбор газа согласно I варианту; 3 – из необводненных скважин при регулировании разработки; 4 – из необводненных и обводненных скважин при регулировании разработки

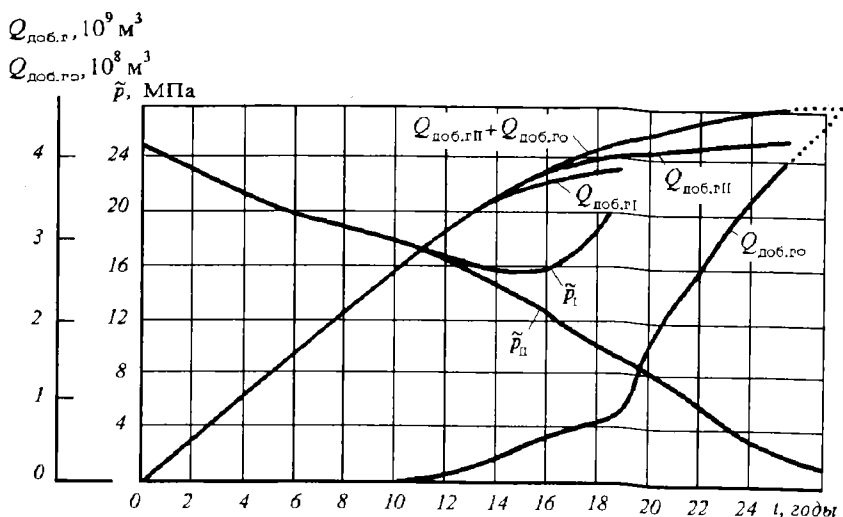


Рис. 12.8. Зависимости изменения во времени среднего пластового давления  $\bar{p}$  и добытого количества газа из необводненных  $Q_{\text{доб.г}}$ , обводненных  $Q_{\text{доб.го}}$  и обводненных и необводненных ( $Q_{\text{доб.г}} + Q_{\text{доб.го}}$ ) скважин

За время активного воздействия на водонапорный режим во II варианте отбирается около 30% воды, поступающей в залежь. За счет этого достигается прирост конечного коэффициента газоотдачи пласта на 26%.

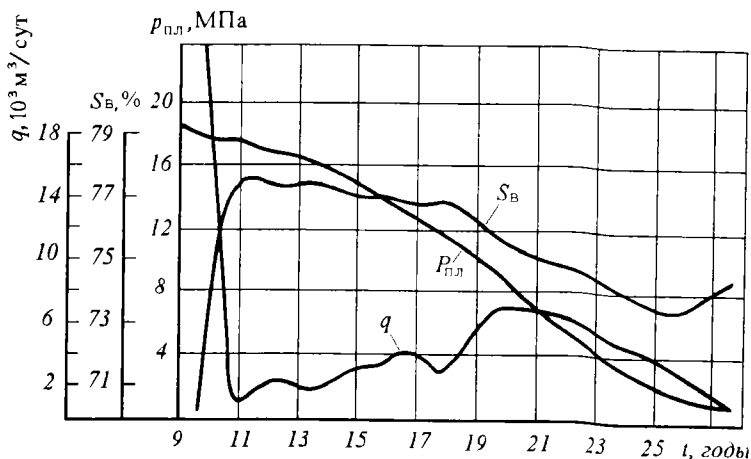


Рис. 12.9. Технологические показатели эксплуатации скв. № 16 и 18 после их обводнения (см. рис. 12.3)

При этом только в результате добычи защемленного газа при эксплуатации обводненных скважин прирост коэффициента газоотдачи составляет 9 пунктов. За счет меньшего темпа сокращения площади газоносности, возрастания фонда добывающих скважин и увеличения добычи газа из них за безводный период конечный коэффициент газоотдачи увеличивается на 11 пунктов (во II варианте по сравнению с I).

В связи с обводнением скважин и сокращением отбора газа из месторождения среднее пластовое давление в I варианте после 14-го года разработки начинает возрастать. Во II варианте в результате частичного отбора воды среднее давление в залежи непрерывно снижается.

Из показателей эксплуатации некоторых обводненных скважин (рис. 12.9) видно, что при обводнении скважины в узловой точке ее расположения происходит рост коэффициента водонасыщенности  $S_w$  пласта. В результате дебит ее по газу снижается. После начала отбора воды дебит скважины по газу несколько возрастает. Дальнейшее снижение дебита скважины по газу связано с уменьшением пластового давления  $p_{пл}$  вблизи рассматриваемой скважины.

Аналогичные исследования выполнены на элементе пласта ОГКМ [154].

Математические эксперименты на ЭВМ позволили сделать следующие выводы.

Отбор воды из обводняющихся и обводненных скважин надо производить незамедлительно, при этом по возможности с наибольшими дебитами (по воде). Целесообразно отбор осуществлять как можно ближе к первоначальной поверхности ГВК (на подходе к залежи). Если следовать данным рекомендациям, то имеем:

- наиболее благоприятную динамику годовых отборов газа из месторождения;
- наибольший конечный коэффициент газоотдачи пласта;
- наименьшие затраты на добычу воды.

## Вторичная добыча газа

Возрастает число "новых" для газовой промышленности месторождений – законченных разработкой при водонапорном режиме с низкими конечными коэффициентами компонентоотдачи пласта. На основе выполненных исследований на повестку дня поставлен вопрос о вторичной добыче газа. Автором с соавторами в 1981 г. было предложено организовать вторичную добычу газа на обводненных газоконденсатных месторождениях Краснодарского края. При этом в качестве первоочередного объекта выбран III горизонт Майкопского месторождения. Затем в 1984 г. были сделаны обоснования по орга-



низации вторичной добычи газа на некоторых месторождениях Туркменской ССР (Майское, Наип, Байрам-Али).

Сущность технологии вторичной добычи газа состоит в следующем [269]. Вводятся в эксплуатацию по возможности все обводненные скважины. Для этих целей наибольшего предпочтения заслуживает газлифтная эксплуатация скважин, применение ПАВ, плунжерных лифтов или использование скважинных насосов. Осуществляются добыча и утилизация пластовой воды. В результате происходит снижение пластовых давлений в обводненных зонах пласта. Микро- и макрозащемленные объемы газа расширяются и с некоторого момента начинают поступать в скважины. Добыча защищенного газа по месторождению возрастает и затем, естественно, начинает снижаться (рис. 12.10). Данные рис.12.10 соответствуют случаю, когда вторичная добыча газа начинается сразу после обводнения всех скважин на месторождении.

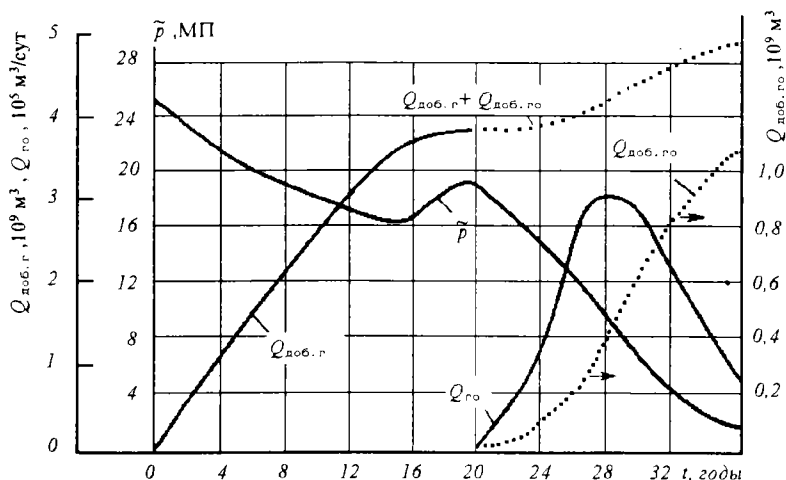


Рис. 12.10. Зависимости изменения во времени среднего давления  $\bar{p}$ , годового отбора и добытого количества газа до ( $Q_{\text{доб.г}}$ ) и после ( $Q_{\text{го}}, Q_{\text{доб.го}}$ ) ввода в эксплуатацию обводненных скважин

Результаты расчетов на той же модели пласта (см. рис.12.3) говорят о следующем. Наилучшие технико-экономические показатели достигаются в случае активного воздействия на водонапорный режим с самого начала обводнения продукции скважин. Однако и вторичная добыча газа на законченных разработкой месторождениях служит эффективным методом повышения компонентоотдачи пласта. Не следует затягивать внедрение технологии вторичной до-

бычи газа. В противном случае ухудшатся технико-экономические показатели. В законченном разработкой месторождении давление обычно ниже, чем в окружающем водоносном пласте. Поэтому поступление воды в залежь продолжается и после прекращения отбора газа. Это приводит к тому, что микро- и макрозаемленные объемы газа подвергаются сжатию (вследствие возрастания пластового давления). Потребуется затем отобрать дополнительно значительные объемы воды, чтобы заземленный газ приобрел подвижность.

## 5. ТЕХНОЛОГИЯ АКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ ГАЗА С АВПД

В последние годы в Средней Азии и других районах открыто несколько "запечатанных" месторождений газа с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Это новый для газовой промышленности тип месторождений, разработка которых, видимо, будет характеризоваться рядом специфических особенностей.

Одна из основных причин аномалий в разработке будет связана с явлениями повышенной деформации продуктивного коллектора. Это объясняется тем, что при высоких внутривисочных давлениях только часть горного давления передается на скелет коллектора. Часто месторождения с АВПД представлены карбонатными, трещиновато-пористыми пластами. Следовательно, по мере снижения пластового (внутривисочного) давления будет происходить смыкание трещин и все большее отключение от дренирования плотных матриц пород.

На примере месторождения Зеварды рассмотрим комплекс интересующих нас вопросов [139].

Промышленная газоносность месторождения установлена в 1968 г. Газовая залежь приурочена к рифогенным известнякам, относится к типу сводовых, массивных и характеризуется АВПД (коэффициент аномальности 1,8).

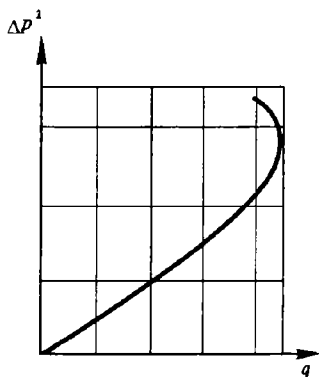
Коэффициент пористости газомещающих пород изменяется от 2 до 32 %, коэффициент проницаемости – от единиц до тысячных долей микрометров квадратных. Коэффициент газонасыщенности составляет 89 %. Газовая залежь подстилается плотными непроницаемыми породами *XVII* горизонта. Крыльевые части резервуара представлены практически непроницаемыми, плотными глинисто-карбонатными породами, которые выполняют роль литологического экрана по площади. От выпезалегающих отложений продуктивный разрез изолирован мощной толщей сульфатногалогенных отложений. Следовательно, пластовый резервуар является замкнутым, и разработка месторождения будет осуществляться при газовом режиме.

Содержание метана в пластовом газе – 89 - 90,8 %, его гомологов 4,5 - 5 %,  $\text{CO}_2$  – 3,5 %,  $\text{H}_2\text{S}$  – 0,09%,  $\text{N}_2$  – 0,91 %. Потенциальное содержание конденсата составляет 76 г/м<sup>3</sup>, коэффициент его извлечения

по данным бомбы PVT – 0,78, начальное пластовое давление – 50,3 МПа.

## Оценка ситуации

Результаты исследований разведочных скважин показали, что индикаторные линии по некоторым из них имеют вид, как на рис. 12.11. Наиболее вероятная причина такого искривления индикаторных линий заключается в деформации продуктивного коллектора в



призабойной зоне при снижении забойного давления. Интерпретация результатов исследований скважин позволила установить коэффициенты, учитывающие возрастание фильтрационных коэффициентов  $A$  и  $B$  в уравнении притока газа к скважинам.

Рис. 12.11. Характерный вид индикаторных линий некоторых скважин месторождения Зеварды

В результате были установлены зависимости изменения во времени (в функции снижения пластового давления) коэффициентов  $A$  и  $B$  в уравнении притока газа к скважинам. С этими коэффициентами выполнены прогнозные расчеты. Из данных расчетов следует, что уровень рентабельной добычи газа достигается при низких значениях конечного коэффициента газоотдачи – около 50 % (в зависимости от конструкции скважин, режимов их эксплуатации и др.).

Таким образом, оценка ситуации – негативная. Не представляется возможным смириться с коэффициентом газоотдачи около 50%, тем более, что он достигается при предположении проявления газового режима.

## Установление причин негативности

В рассматриваемом случае очевидной оказывается основная причина неэффективности разработки месторождения Зеварды по традиционной (пассивной) технологии. Это – деформация продуктивного коллектора.

При разработке месторождения Зеварды внутрипоровое давле-

ние будет изменяться от 50,3 МПа до некоторого конечного давления. Следовательно, пласт и призабойные зоны должны подвергаться значительным нагрузкам (десятки мегапаскалей). Соответствующие деформации пласта – коллектора приведут к уменьшению коэффициентов проницаемости и резкому снижению продуктивных характеристик скважин. Поэтому при отборе из залежи около 50 % запасов дебиты скважин оказываются столь малыми, что дальнейшая разработка месторождения становится не выгодной.

### **Поиск технологии активного воздействия на процесс разработки**

Основным фактором, лимитирующим получение высокой компонентоотдачи пласта, служит деформация продуктивного коллектора. Следовательно, основное внимание должно быть уделено данному фактору.

“Экстремистский” подход состоит в стремлении полностью исключить деформации пласта - коллектора. Этого можно достичь при неизменности начального пластового давления. Очевидно, что для этого требуется поддержание пластового давления.

Для поддержания пластового давления следует рассмотреть возможность применения жидких или газообразных агентов.

В качестве газообразных агентов заслуживают внимания азот или выхлопные (дымовые) газы (см. параграф 5, гл. 9). Такая альтернатива в 1976 - 1977 гг., когда обосновывалась стратегия разработки месторождения Зеварды, не рассматривалась, ибо эти газы в то время находились еще вне поля зрения разработчиков-газовиков. Поэтому была исследована возможность применения воды для поддержания давления.

Применение воды для поддержания давления в случае газоконденсатных залежей по некоторым отмечавшимся причинам (см. параграф 1 гл. 9) не получило распространения. Тем более никогда не стоял вопрос о заводнении газовой залежи, да еще при благоприятной возможности разработки ее в условиях газового режима.

Результаты изложенных лабораторных экспериментов (см. параграф 8 гл. 6) позволили, учитывая запечатанность ловушки месторождения Зеварды, обосновать возможность и целесообразность его заводнения. Тогда добывающие скважины размещаются в своде структуры, а нагнетательные – в подошвенной части (см. рис. 9.22).

Поддержание давления на уровне начального требует значительных энергетических затрат. Кроме того, при высоком уровне поддерживаемого давления масса защемляемого газа в обводненном объеме пласта возрастает. Поэтому необходимо исследовать различные стратегии изменения пластового давления в залежи (см. рис. 9.21). Техничко-экономические расчеты показывают, что месторо-

ждение Зеварды целесообразно 13 лет разрабатывать в режиме истощения пластовой энергии. В этот период деформация продуктивного коллектора еще не оказывает существенного влияния на продуктивные характеристики добывающих скважин.

Затем следует период закачки воды и поддержания давления на неизменном уровне в 35,2 МПа в течение 15 лет. За это время отбираются основные запасы газа в условиях отсутствия дополнительного деформирования пласта – коллектора. К 28-му году ловушка в значительной мере будет заполнена водой и отметка ГВК расположится на несколько метров ниже нижних перфорационных отверстий добывающих скважин.

После этого месторождение будет разрабатываться в режиме истощения пластовой энергии (см. рис. 9.22). В результате давление в области газоносности снижается. В связи с замкнутостью ловушки, синхронно станет уменьшаться давление в обводненной зоне пласта. При снижении здесь давления на 25 - 35 % от 35,2 МПа (давления заводнения) микро- и макрозашемленные объемы газа приобретают подвижность и зашемленный газ начинает поступать в область газоносности. Это приводит к контролируемому приросту коэффициента газотдачи.

В результате реализации рассматриваемой технологии активного воздействия на деформационные процессы конечные коэффициенты газо- и конденсатоотдачи месторождения Зеварды увеличатся соответственно на 28 % и 24 %. Прирост народнохозяйственного эффекта составит около 80 млн. руб. (в ценах конца семидесятых годов).

### **Дополнительные положительные последствия**

Для технологий активного воздействия на процессы разработки месторождений углеводородов характерно следующее обстоятельство. Стремление к достижению одного положительного результата приводит нередко к необходимости получения другого положительного эффекта.

Так, для заводнения месторождения Зеварды предложено использовать солоноватую воду, накапливаемую в Денгизкульской впадине. Сюда она сбрасывается с орошаемых хлопковых полей. Около 60% запасов этой воды достаточно для заводнения месторождения Зеварды.

В связи с возможностью перелива воды из хранилища возникает проблема ее отвода, требующая значительных капиталовложений. В случае заводнения месторождения необходимость в таких капиталовложениях отпадает.

Часть территории соседнего месторождения Денгизкуль затопляется сбрасываемыми в хранилище водами. Использование воды для

заводнения снимает другую проблему – строительство дорогостоящих эстакад для освоения и добычи газа из месторождения Денгизкуль.

### Природой поставленный эксперимент

В стране отсутствуют законченные разработкой месторождения газа с АВПД, поэтому закономерны сомнения в возможности преувеличения последствий деформации продуктивного пласта.

Природой поставленный эксперимент на месторождении Памук свидетельствует о справедливости делаемых выводов<sup>1</sup>. На этом месторождении три купола – Северный, Центральный и Южный. До начала разработки на Северном и Центральном куполах – гидростатическое давление, а в Южном сохранилось АВПД.

Анализ кернов из всех куполов свидетельствует, что коэффициенты проницаемости их довольно близки. Это естественно, так как керны исследованы при одинаковых (поверхностных) условиях. Однако продуктивности скважин на указанных куполах оказались существенно отличающимися. При этом выполняется неравенство:

$$\left(\frac{q_{\text{гидр}}}{q_{\text{АВПД}}}\right)_{\text{П}} < \left(\frac{q_{\text{гидр}}}{q_{\text{АВПД}}}\right)_{\text{З}}$$

Здесь приводятся отношения дебитов скважин на месторождениях Памук и Зеварды (индексы П и З соответственно) при гидростатических давлениях и АВПД. В этом неравенстве  $q_{\text{гидр}}$  месторождения Зеварды взято из наших прогнозных расчетов. Другие дебиты – фактические. Отсюда следует, что на месторождении Зеварды еще, видимо, недоучли негативные последствия деформации продуктивного коллектора.

Разработка месторождения Зеварды сегодня протекает еще в режиме истощения пластовой энергии. Деформационные процессы пока не оказались столь значительными, как это следовало из прогнозных расчетов конца 70-х годов. По мнению В.А.Черных, здесь проявился арочный эффект, который снизил влияние геостатического давления на деформационные процессы. Природой поставленный эксперимент на месторождении Памук протекал в геологические времена и поэтому, а также вследствие малых размеров куполов этого месторождения, влияние геостатического давления оказалось иным, чем на месторождении Зеварды. Тем не менее, научный интерес к месторождениям с АВПД не должен уменьшаться.

---

<sup>1</sup> Согласно совместным исследованиям с Е.И.Петренко [151].

## 5. АКТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

Возрастает число открытых нефтегазоконденсатных залежей. Для этих залежей характерно то, что они представлены газоконденсатной шапкой и нефтяной оторочкой. Важность для газовой промышленности таких залежей очевидна, так как они имеются в разрезе Уренгуйского, Заполярного, Ен-Яхинского и других месторождений севера Тюменской области.

### Оценка ситуации

Она оказывается негативной. Если в целом по стране средний коэффициент нефтеотдачи составляет около 38% (по данным Н.Н. Лисовского и В.П. Филиппова), то коэффициенты нефтеотдачи нефтяных оторочек изменяются от единиц до 20%. С такой низкой эффективностью разработки нефтяных оторочек согласиться нельзя.

### Выявление причин низкой эффективности

Известны разные стратегии разработки нефтегазоконденсатных залежей [17, 22, 58, 97, 103], однако тактика добычи нефти в отдельных скважинах практически везде одинакова. Осуществляется частичное вскрытие нефтяной оторочки (рис. 12.12). Определяются так называемые безгазовый или (и) безводный дебит нефти. Если позволяет продуктивность пласта, то в качестве технологического режима эксплуатации скважин задается режим критического безгазового дебита. Однако вследствие малости безгазовых дебитов зачастую скважины эксплуатируются при сверхкритических дебитах. Соответствующий опыт показывает, что скважины затем довольно быстро загазовываются и обводняются.

Проведенные исследования показали, что явление конусообразования представляет собой нестационарный процесс (см. параграф 2, гл. 3). При отборе нефти по схеме, приведенной на рис. 12.12, в нефтенасыщенном интервале создается зона пониженного пластового давления. Поэтому газ и вода, находящиеся при начальном давлении, устремляются в зону пониженного давления. При этом они со временем полностью оттесняют нефть из призабойной зоны, вызывая загазование и обводнение продукции скважины. Следовательно, рано достигаются уровни нерентабельной добычи нефти, соответственно - низкий конечный коэффициент нефтеотдачи нефтяной оторочки.

## Поиск технологии активного воздействия на фильтрационные процессы

Особенности фильтрационных процессов в призабойной зоне определяют загазование и обводнение добывающих скважин, поэтому поиск должен проводиться в направлении отыскания способов воздействия на фильтрационные течения в призабойной зоне.

Практика показывает, что часто загазование или (и) обводнение продукции скважин - неизбежный процесс. И возникает он при попытках избежать поступления воды и газа в скважину за счет избирательного вскрытия нефтенасыщенного интервала.

Целесообразно рассмотреть возможность сделать все наоборот а именно: вскрыем продуктивный пласт так, как показано на рис. 12.13 и будем эксплуатировать скважину в условиях совместного

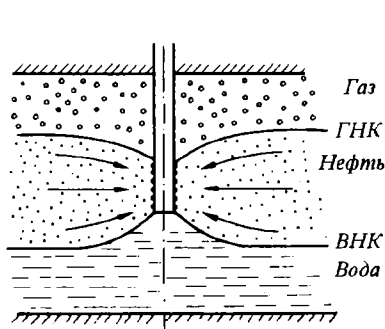


Рис. 12.12. Распространенная схема вскрытия и дренирования нефтяной оторочки нефтегазовой залежи

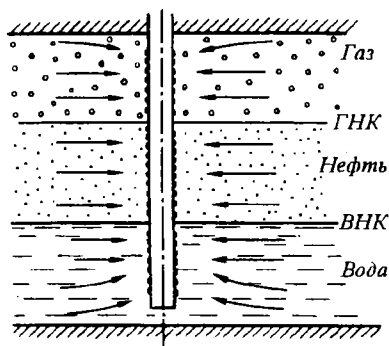


Рис. 12.13. Альтернативная схема вскрытия и дренирования продуктивного пласта в случае нефтегазовой залежи

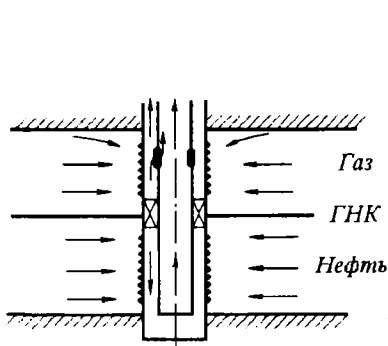


Рис. 12.14. Одновременная раздельная регулируемая схема добычи нефти и газа

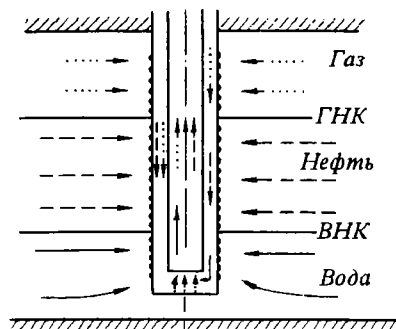


Рис. 12.15. Схема совместной добычи газа и воды с использованием одного ряда НКТ



притока к ней газа, нефти и воды. Конструктивно это решается по схеме одновременного раздельного или совместного притока газообразных и жидких флюидов к скважине (рис. 12.14 и 12.15).

По схеме одновременной раздельной эксплуатации добыча нефти осуществляется по НКТ, а газа – по затрубному пространству. Часть газа подается в НКТ для внутрискважинной газлифтной добычи нефти. Схема хорошо регулируема. Предположим, возрастает газовый фактор нефти, добываемой по НКТ. Тогда уменьшается дебит скважины по нефти, чтобы предотвратить загазование продукции. Если возрастает выход жидких углеводородов в газе, добываемом по затрубью, то уменьшается дебит скважины по газу.

Рассматриваемая схема усложняется, если надо добывать еще и пластовую воду. Тогда нужны еще один ряд НКТ и насосная добыча воды. При наличии в газе, например, сероводорода требуется еще один ряд НКТ.

Альтернативой этому служит вариант организации совместной добычи всей продукции по одному ряду НКТ. Достоинство ее заключается в простоте конструкции скважины. При наличии всего одного ряда НКТ имеется свободное затрубное пространство, по которому на забой можно подавать ингибиторы коррозии, гидратообразования, отложения солей и парафина. Однако схема достаточно жестка с точки зрения возможностей регулирования притока отдельных флюидов к скважине.

При любом из рассматриваемых вариантов добычи каждый из флюидов имеет свой выход в скважину. Поэтому, например, газу нет надобности прорываться в зону нефтеносности. Следовательно, создаются условия для исключения деформаций ГНК и ВНК вблизи забоя скважины. В результате динамика добычи флюидов при традиционном и совместном дренировании продуктивного пласта имеет вид, схематично показанный на рис. 12.16 и 12.17.

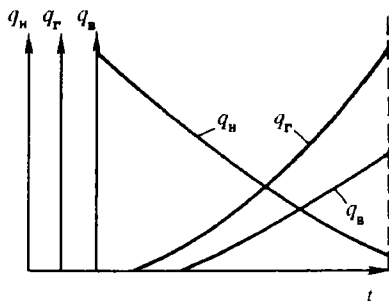


Рис. 12.16. Изменение во времени дебитов скважины по газу, нефти и воде при дренировании оторочки по схеме, приведенной на рис. 12.12

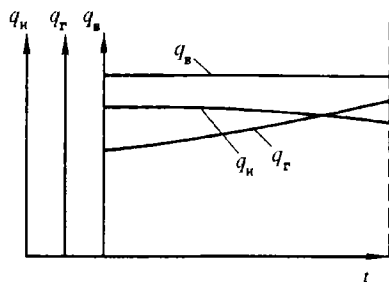


Рис. 12.17. Изменение во времени дебитов скважины по газу, нефти и воде при дренировании оторочки по схеме, приведенной на рис. 12.13

Совместный или одновременный раздельный способы добычи газообразных и жидких флюидов характеризуются равенством приведенных забойных давлений против газо-, нефте- и водоносного интервалов. Это означает, что одинаковы депрессии на каждый из интервалов дренирования. Данное обстоятельство позволяет довольно просто устанавливать искомые дебиты скважины по газу, нефти и воде [83, 111, 112].

Оказывается, что для неподвижности, например, ГНК требуется отбирать значительные количества газа. Так для одной из залежей Уренгойского месторождения при дебите 30 т/сут нефти необходимо ориентироваться на добычу 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Если каждая скважина будет отбирать столько газа, то это приведет к быстрому снижению давления в области газонасности. В результате произойдут глобальные деформации оторочки в целом – ее смещение в газонасную зону, расформирование запасов нефти.

Следовательно, исключение локальных деформаций ГНК и ВНК около скважин приводит к глобальным деформациям всей нефтяной оторочки.

Оценка новой возникающей ситуации неблагоприятна. Причина – снижение давления в области газонасности.

Значит, необходимо поддерживать давление в области газонасности на уровне начального. Теперь вспомним, что над нефтяной оторочкой располагается не газовая, а газоконденсатная шапка. Поэтому добываемый газ после извлечения из него конденсата целесообразно обратно возвращать в пласт. А это есть не что иное как сайклинг-процесс.

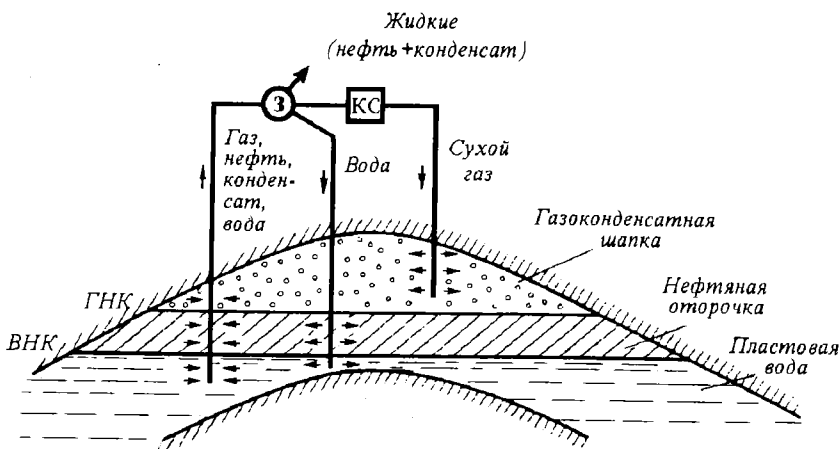


Рис. 12.18. Схема технологии активного воздействия на пласт при разработке нефтегазоконденсатной залежи

Таким образом, технология активного воздействия на процесс разработки нефтегазоконденсатной залежи схематично выглядит так, как показано на рис. 12.18 [138, 301]. Здесь сайклинг-процесс становится технологически необходимым. Другими словами, если мы собираемся на основе рассматриваемой технологии увеличивать коэффициент нефтеотдачи, то "попутно" необходимо позаботиться об увеличении и коэффициента конденсатоотдачи пласта.

Рассматриваемая технология характеризуется значительной эффективностью. Это связано с тем, что:

- увеличивается коэффициент нефтеотдачи;
- на 20 - 40 % возрастает коэффициент конденсатоотдачи;
- не требуются специальные скважины для добычи газа и конденсата;
- конденсат с первого года разработки добывается в качестве товарного продукта.

В связи с достоинствами, технология была рекомендована автором совместно с соавторами в 1981 г. для освоения нижнемеловых нефтегазоконденсатных залежей Уренгойского месторождения. Проведенные при этом расчеты показывают, что народнохозяйственный эффект только по двум залежам БУ-8 и БУ-10, II в результате внедрения рассмотренной технологии за 20 лет разработки возрастает на 10 млрд. руб. (в ценах 1981 г.). Ранее проводившиеся расчеты только по сайклинг-процессу или традиционной технологии добычи нефти из оторочек этих залежей показывали их нерентабельность. К сожалению, активный подход к разработке нефтегазоконденсатных залежей не был принят к реализации или апробации.

Подчеркнем следующее обстоятельство. Сайклинг-процесс в случае нефтегазоконденсатных залежей необходим не столько с точки зрения увеличения конденсатоотдачи газовой шапки, сколько для увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи нефтяной оторочки. Сайклинг-процесс здесь технологически необходим.

В первоначальном варианте технологии мы предполагали закачку попутно добываемой воды ниже ВНК. Исследования, изложенные в [189], показали, что воду целесообразнее закачивать в нефтяную оторочку, что и отражено на рис. 12.18.

## 6. ОСВОЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТИПА ОРЕНБУРГСКОГО

В связи с недоразведанностью нефтяной оторочки, потребностями в газе, конденсате, сере ОГКМ было введено в разработку в режиме истощения в 1974 г. с целью добычи указанных продуктов из газоконденсатной шапки.

Оценка ситуации здесь негативная, так как месторождение раз-

рабатывается в режиме истощения пластовой энергии и нефть не отбирается. О части из причин было сказано. Недоразумение состояло и в том, что запасы нефти были подсчитаны по категории  $C_2$ , т.е. без права разработки всего месторождения.

Поиск требуемых решений привел автора вместе с соавторами в 1981 г. к следующим результатам [138].

Забои добывающих скважин на ОГКМ располагались, согласно утвержденному Проекту, на 50 м выше газожидкостного контакта. Как отмечалось, продукция этих скважин начала обводняться. Отсутствие в продукции нефти перед началом обводнения скважин привело промысловиков к мысли о практической малозначимости нефтяной оторочки.

Изложенный ранее механизм дренирования отложений ОГКМ (см. параграф 2 гл. 12) позволил объяснить причину отсутствия нефти в скважинах перед обводнением продукции.

Вода поступает в ОГКМ по суперколлекторам и трещинам. Запасы нефти в суперколлекторах в пределах нефтяной оторочки малы. При расстоянии по вертикали от забоев скважин до ГНК в 50 м вдоль напластования эти расстояния составляют сотни метров. Поэтому при вытеснении нефти водой на таких расстояниях происходит размазывание нефти и поступление в скважины сразу воды. Если это так, то основные запасы нефти, находящиеся в низкопроницаемых коллекторах (по состоянию на 1981 г.), еще не должны были расформироваться и за них следовало бороться.

Поэтому последующие добывающие скважины рекомендовалось нами бурить со вскрытием нефтяной оторочки (рис. 12.19). При этом целесообразна одна из рассмотренных совместных или совместно-раздельных схем добычи газа и нефти.

Однако в рассматриваемом типе коллекторов обычное вскрытие нефтяной оторочки не обеспечит добычу нефти. Вместо нефти следует ожидать во многих скважинах воду и газ, так как, видимо, значительное число суперколлекторов уже промыто водой в интервале нефтяной оторочки.

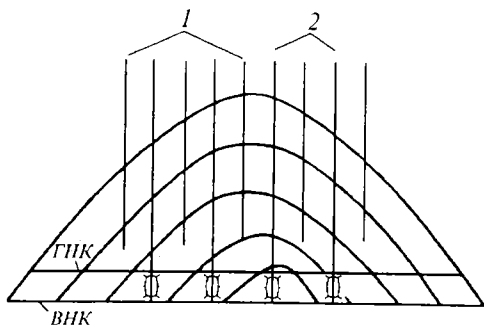


Рис. 12.19. Существующая и предлагаемая схема дренирования скважинами отложений ОГКМ на основе скважин типа 1 и 2 соответственно

Поиск выхода из положения приводит к необходимости переформирования продуктивного коллектора в районе добывающих (и нагнетательных) скважин. Около скважин следует устранять пластовый характер строения коллектора, снижать роль суперколлекторов и трещин как основных путей фильтрации. Около скважин желательно иметь элементы массивной залежи. Поэтому перспективно проведение в скважинах взрывов. За счет этого будут возникать новые трещины, создаваться зона трещиноватости, приближая коллектор к массивному характеру строения.

Осуществление описанных мероприятий приведет к добыче в скважинах газа, нефти и воды. В практике нефтедобычи возрастание обводненности продукции нежелательно, так как ведет к росту затрат на добычу, сбор и обработку обводненной нефти. Применительно к ОГКМ обводнение продукции способствует повышению компонентоотдачи пласта. В самом деле, в параграфе 2 гл. 12 показано, что при водонапорном режиме пластовую воду в скважинах целесообразно отбирать как можно раньше, как можно в больших объемах и по возможности на подходе к газовой (газоконденсатной) залежи. Именно предлагаемый отбор нефти из нефтяной оторочки отвечает данным требованиям и будет способствовать увеличению газо- и конденсатоотдачи основной газоконденсатной залежи.

Поучительный негативный результат разработки ОГКМ говорит о следующем принципиальном положении. Энергия газоконденсатной шапки должна расходоваться прежде всего на добычу нефти. Ее нельзя расходовать только на добычу газа и конденсата.

Данное положение не было учтено в уточненном проекте ОПЭ Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (1984 г.). Здесь предлагалось осуществлять разработку месторождения по принципу сверху вниз и при частичном поддержании пластового давления. Поэтому автор на заседании ЦКР предложил осваивать в первую очередь нефтяную оторочку, а давление поддерживать неизменным и не ниже давления начала конденсации. Такая стратегия разработки обеспечивает достижение высоких темпов отбора жидких (нефть + конденсат) углеводородов, способствует ускорению доразведки нижних интервалов, повышению конечных коэффициентов нефте- и конденсатоотдачи пласта.

Следовательно, в теории и практике разработки месторождений природных углеводородов требуется учитывать не только положительный опыт, но в большей мере и полученные отрицательные результаты. Поэтому о негативном опыте также следует говорить, чтобы не допустить его тиражирование на другие месторождения. Помимо Карачаганакского месторождения необходимо избежать расходования пластовой энергии только для добычи газа и конденсата из нижнемеловых нефтегазоконденсатных залежей Уренгойского и других месторождений.

## 7. ВТОРИЧНАЯ ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ПУТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА

По разным, отмеченным уже причинам сайклинг-процесс не был реализован ни на одном газоконденсатном месторождении страны. Только в бывшем СССР он был применен, причем не очень удачно, на Ново-Троишском месторождении [84].

Поэтому разработка всех газоконденсатных залежей проводится в режиме истощения пластовой энергии. В этой связи актуальна проблема повышения конденсатоотдачи. В качестве перспективной может рассматриваться технология извлечения выпавшего конденсата путем заводнения пласта. Несколько конкретнее рассмотрим этот подход на примере частично истощенной газоконденсатной залежи горизонта В-196 Анастасьевского месторождения (Украина) [124].

### Лабораторные эксперименты

С целью установления возможности заводнения частично истощенной газоконденсатной залежи экспериментально исследовалось вытеснение водой выпавшего в пористой среде конденсата [174, 175]. Опыты проводились на линейной модели пласта, изготовленной из толстостенной трубы длиной 2,1 м и внутренним диаметром 9,8 см. Пористой средой служила смесь кварцевого песка и маршалита. Начальная газонасыщенность моделей в разных опытах изменялась от 0,237 до 0,746, насыщенность связанной водой – от 0,182 до 0,302; абсолютная проницаемость двух моделей составляла соответственно 0,0426 мкм<sup>2</sup> и 0,157 мкм<sup>2</sup>; коэффициент пористости – 0,358 и 0,340 соответственно. В экспериментах использовались пластовая вода, конденсат и природный газ Битковского газоконденсатного месторождения.

Перед опытом модель пласта заполнялась под вакуумом водой и затем интенсивно продувалась азотом для создания остаточной водонасыщенности, вакуумировалась и насыщалась стабильным конденсатом, который в дальнейшем вытеснялся нестабильным конденсатом при давлении в 2 раза превышающем давление опыта, и через модель вновь прокачивался азот. Частичное разгазирование сырого конденсата проводилось для вытеснения его выделяющимся газом из мелких пор и более равномерного распределения по объему модели пласта. После создания определенной конденсатонасыщенности пористой среды азот заменялся природным газом. Насыщенность пористой среды отдельными фазами определялась на основе балансовых соотношений и контролировалась методом гаммаскопии.

В ходе экспериментов при вертикальном положении модели газоконденсатная смесь вытеснялась пластовой водой. Давление опыта находилось в пределах 4,90 МПа - 5,23 МПа. Извлекаемые из пласта

жидкость и газ пропускали через сепаратор и измеряли добытое их количество. По опытным данным определялись коэффициенты остаточной конденсатонасыщенности и конденсатоизвлечения на момент прорыва воды из модели пласта, а также после ее длительной про-

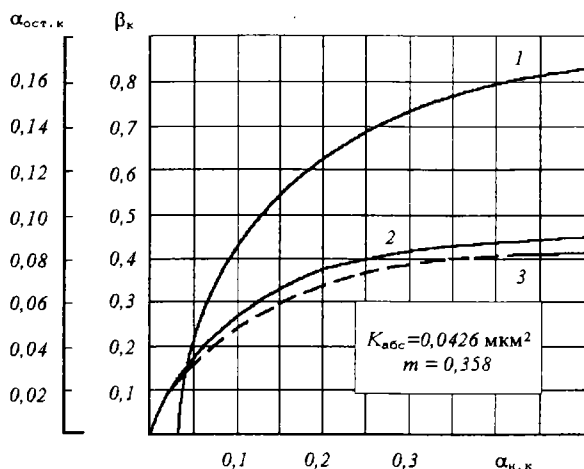


Рис. 12.20. Зависимости коэффициентов вытеснения конденсата водой (1) и остаточной конденсатонасыщенности (2) и (3) от коэффициента начальной конденсатонасыщенности:

1, 2 — в безводный период; 3 — после длительной прокачки воды

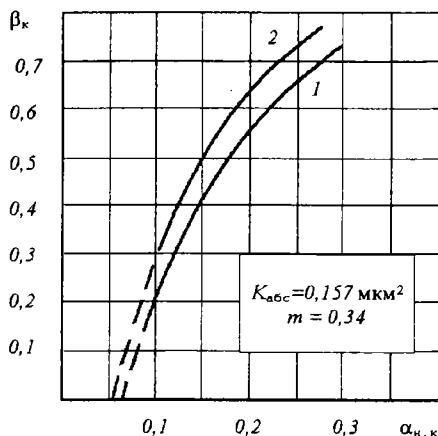


Рис. 12.21. Зависимости коэффициента вытеснения конденсата водой из модели пласта в безводный период (1) и после длительной промывки пористой среды (2) от коэффициента начальной конденсатонасыщенности

мывки и прекращения выноса конденсата. Результаты исследований представлены на рис. 12.20 и 12.21 в виде зависимостей коэффициентов остаточной конденсатонасыщенности  $\alpha_{\text{ост.к}}$  и конденсатоизвлечения  $\beta_{\text{к}}$  до водного периода и к концу водного периода от коэффициента начальной конденсатонасыщенности  $\alpha_{\text{н.к}}$ .

Опытные данные показывают, что выпавший конденсат начинает вытесняться водой из пористой среды в случае достижения коэффициентом конденсатонасыщенности значения, равного 0,029 (см. рис. 12.20) или 0,060 (см. рис. 12.21).

В других сериях опытов значения данной величины изменялись в пределах от 0,025 до 0,035. При иных параметрах пористой среды и свойствах газоконденсатной смеси и пластовой воды следует ожидать других значений критической конденсатонасыщенности. Из рис. 12.20 и 12.21 следует, что зависимости коэффициентов остаточной конденсатонасыщенности  $\alpha_{\text{ост.к}}$  и конденсатоизвлечения  $\beta_{\text{к}}$  в безводный период от начальной конденсатонасыщенности  $\alpha_{\text{н.к}}$  имеют параболический характер. При значении  $\alpha_{\text{н.к}} = 0,1$  коэффициент конденсатоизвлечения в безводный период изменяется для различных серий опытов от 0,48 до 0,58, а коэффициент остаточной конденсатонасыщенности – от 0,042 до 0,052. При  $\alpha_{\text{н.к}} = 0,3$  величина  $\beta_{\text{к}}$  равняется 0,73, а  $\alpha_{\text{ост.к}} = 0,08$  (рис. 12.20). В случае рис. 12.21 аналогичные значения  $\beta_{\text{к}}$  достигаются при  $\alpha_{\text{н.к}} = 0,15$ .

Согласно экспериментальным данным, основная часть конденсата извлекается из пласта в безводный период. Длительная прокачка воды приводит к отмыву из пористой среды дополнительного количества конденсата и соответственно к снижению коэффициента остаточной конденсатонасыщенности и росту коэффициента конденсатоизвлечения. Практически во всех опытах основное количество конденсата было получено к моменту прокачки воды в объеме 0,5 порового объема модели пласта. Интенсивность отмыва конденсата возрастает с уменьшением коэффициента начальной конденсатонасыщенности. Так, при изменении  $\alpha_{\text{н.к}}$  от 0,1 до 0,5 коэффициент конденсатоизвлечения, достигаемый за водный период, уменьшается с 0,1 до 0,025. Весь конденсат, извлекаемый из модели пласта в водный период, находился в состоянии стойкой конденсатоводяной эмульсии, имеющей повышенную вязкость по сравнению с водой.

Образование в пласте переходной зоны повышенной вязкости способствует более полному вытеснению конденсата водой, препятствует вязкостному языкообразованию и обеспечивает выравнивание фронта воды.

Результаты исследований свидетельствуют об эффективности процесса последовательного вытеснения газа конденсатом и водой. По опытным данным коэффициент вытеснения газа на момент появления конденсата на выходе из модели на 2,5÷8% выше, чем в случае



вытеснения газа водой. При последующей закачке воды из пористой среды вымывается вместе с конденсатом часть ранее защемленного газа, и коэффициент вытеснения газа увеличивается дополнительно на  $5,8 \div 8,3\%$ . Увеличение коэффициента вытеснения газа объясняется более низкими значениями поверхностного натяжения на границе конденсат-газ и вода-конденсат, чем на контакте вода-газ.

Таким образом, результаты лабораторных исследований свидетельствуют о возможности извлечения выпавшего в пористой среде конденсата и повышения коэффициента конденсатоотдачи за счет заводнения частично истощенной газоконденсатной залежи. Это означает, что реально просматривается новая, доступная и эффективная технология вторичной добычи ценнейшего сырья – выпавшего в пласте углеводородного конденсата.

### **Геологическая модель и состояние разработки горизонта В-196 Анастасьевского месторождения**

Для оценки степени эффективности заводнения частично истощенной газоконденсатной залежи необходимо выполнить соответствующие газогидродинамические расчеты применительно к реальному объекту. В качестве такового выбрана залежь горизонта В-196 Анастасьевского месторождения. Горизонт В-196 залегает на глубине 4600 м. Начальное пластовое давление равно 52 МПа, а пластовая температура  $-393^{\circ}\text{K}$ . Размеры залежи по площади небольшие. Толщина пласта изменяется в пределах 12 – 15,4 м.

На рис. 12.22 представлена сеточная область, которой была аппроксимирована в дальнейших исследованиях залежь горизонта В-196. На востоке залежь ограничена литологическим замещением коллектора, а на западе – тектоническим нарушением. Рассматриваемая залежь зоной ухудшенной проницаемости разделяется на две части – северную, район скважин 122 и 140, и южную – район скважин 8, 15, 14 и 129. При этом основные запасы газа и конденсата приурочены к южной части горизонта.

Горизонт В-196 введен в разработку в 1976 году. До мая 1988г. текущие коэффициенты газоотдачи и конденсатоотдачи составили соответственно 0,210 и 0,125. Рассматриваемая залежь дренировалась двумя скважинами №8 и №23. Дебиты этих скважин быстро снижались во времени. Так, дебит скважины №8 к 1988 г. уменьшился в 10 раз по сравнению с начальным значением, при этом пластовое давление в районе скважины упало с 52 МПа до 31,4 МПа. Скважина №23, спустя 2 года, выбыла из эксплуатации по техническим причинам. В момент остановки скважины пластовое давление в ее окрестности равнялось 25,4 МПа, а затем восстановилось до 30,2 МПа.

Вследствие недостаточности исходной геолого-физической ин-

формации, при проведении прогнозных расчетов горизонт В-196 аппроксимировался сеточной областью согласно рис.12.22 с числом узлов по координатным осям  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$  соответственно 13, 14 и 1. Размеры одного сеточного блока составляли  $250 \times 250 \times 14$  м. В связи с отсутствием данных по изменению коллекторских свойств пласта по толщине и характеру дренирования разреза по оси  $Z$ , пришлось ограничиться исследованием процесса без его детализации вдоль оси  $Z$ . При задании в модели пласта емкостных и фильтрационных параметров использовались данные промыслово-геофизических исследований и результаты кернового анализа.

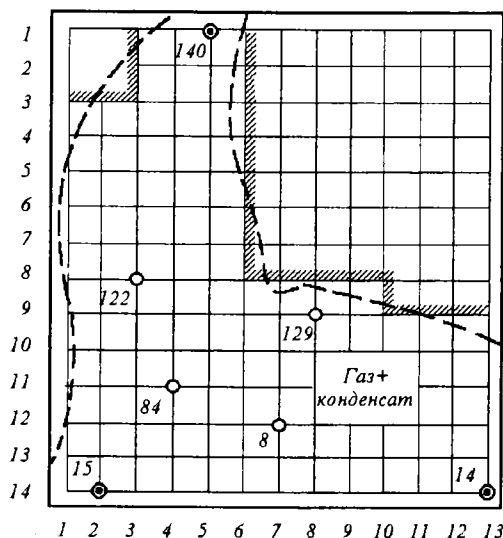


Рис. 12.22. Аппроксимация области интегрирования сеточной областью. Скважины:

- — добывающие
- — нагнетательные
- ▨ — непроницаемая граница

При проведении прогнозных расчетов на сеточной области горизонта В-196 размещаются четыре эксплуатационные и три нагнетательные скважины. Порядок ввода их в эксплуатацию при реализации процесса заводнения следующий: 1 год – работают скважины № 8, 122, 14, 15, 140; 2 год – добавляется скважина № 84 и на 3 год вводится скважина №129.

Прогнозные расчеты осуществлялись с использованием трехфазной математической модели. Фазовые превращения учитывались за счет изменения долей компонентов в фазах, участвующих в фильтрации при различных давлениях. Это означает, что исследовалась фильтрация трех фаз: газообразной, жидкой углеводородной и водяной. В качестве условных компонентов принимались газовый, конденсатный ( $C_{5+}$ ) и водяной.

При определении доли  $C_{5+}$  в газовой фазе и доли газового компонента в углеводородной фазе при различных давлениях пластовая система моделировалась 15 компонентами. Начальный состав смеси в мольных процентах следующий: азот – 2,69, углекислый газ – 3,31, метан – 60,95, этан – 10,89, пропан – 6,66, бутан – 2,84, группа углеводородов  $C_{5+}$  – 12,66%. Содержание группы углеводородов  $C_{5+}$  в исходной смеси равно 895 г/м<sup>3</sup>, что соответствует 1026 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> – потенциальному содержанию дебутанизированного конденсата в пластовом газе.

Важными замыкающими соотношениями трехфазной математической модели являются зависимости фазовых проницаемостей для газа, конденсата и воды от насыщенности флюидами порового пространства. Для фазовых проницаемостей воспользовались уравнениями, полученными В.Роузом [12]. При этом, вследствие отсутствия необходимых экспериментальных данных, на основе качественного анализа результатов эксплуатации скважин и экспертных оценок критические значения насыщенностей для газа, конденсата и воды, при которых они подвижны, приняты равными 0,1; 0,18 и 0,20 соответственно.

На начало прогнозных расчетов принято, что текущее пластовое давление везде одинаково и равняется 25 МПа. Согласно результатам математического моделирования процесса дифференциальной конденсации текущие значения коэффициентов газо-, конденсато- и водонасыщенности приняты равными:  $S_g = 0,44$ ;  $S_k = 0,44$ ;  $S_w = 0,12$ .

## Варианты доразработки горизонта В-196

В первой серии исследований рассмотрены следующие варианты доразработки.

Вариант 1. Данный вариант является базовым, характеризуется тем, что газоконденсатная залежь дорабатывается в режиме истощения пластовой энергии до достижения давления забрасывания, равного 9 МПа, что вызвано технологическими условиями добычи, сбора и обработки добываемой продукции на промысле. В соответствии с отмеченным порядком ввода скважин в эксплуатацию и заданным условием годового отбора газа в объеме 5% от текущих (на начало периода прогнозных расчетов) запасов, с учетом работы четырех добывающих скважин установлен начальный среднесуточный дебит одной скважины. Он оказался равным 16,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут, что согласуется с динамикой показателей при предшествующем периоде разработки.

Вариант II. В данном варианте пластовое давление в результате заводнения поддерживается на уровне 25 МПа. Начальный средний дебит одной скважины, как и в I варианте, равняется 16,5

тыс.м<sup>3</sup>/сут. При этом вместе с газом добывается 5 т/сут конденсата.

В соответствии с заданными отборами газа и конденсата среднесуточный дебит нагнетательных скважин изменялся от 40 м<sup>3</sup>/сут до 82 м<sup>3</sup>/сут.

Расчеты ведутся до полного обводнения добывающих скважин.

Вариант III. При тех же системе размещения скважин и сроках ввода их в эксплуатацию предусматривается повышение среднего пластового давления до 35 МПа. Для этого осуществляется повышение объемов закачки над объемами добычи флюидов из пласта в соотношении 2,5 : 1. Затем процесс вытеснения конденсата (и газа) водой продолжается при постоянном пластовом давлении. Начальные дебиты эксплуатационных скважин – как и в I и II вариантах. Дебиты нагнетательных скважин, в соответствии с их продуктивными характеристиками, приняты равными 250 м<sup>3</sup>/сут – для скважин №14 и 15 и 100 м<sup>3</sup>/сут – для скважины № 140.

Ожидается, в частности, что при достижении пластовым давлением величины 35 МПа процесс вытеснения будет проходить при несколько больших значениях коэффициента конденсатонасыщенности вследствие дополнительного растворения пластового газа в ретроградном конденсате.

Вариант IV. Предусматривается с начала закачки и до достижения давления равного 35 МПа прекращение отборов газа и конденсата из залежи. После достижения уровня давления в 35 МПа начинается разработка залежи при поддержании неизменным этого давления. Все остальные исходные позиции аналогичны III варианту.

Более быстрое достижение максимальных значений конденсатонасыщенности в пласте должно привести к интенсификации добычи конденсата с начала разработки залежи. Вследствие отсутствия отбора флюидов достижение указанного момента приближается.

## Результаты исследований

В качестве примера приведем зависимости от времени суммарных показателей разработки рассматриваемой залежи в исследованных вариантах (см. рис. 12.23 - 12.26).

Результаты расчетов показывают, что наибольший коэффициент газоотдачи имеет место при доработке залежи в режиме истощения – 53%, а наименьший – при разработке по сценариям III и IV вариантов – 34,2%. В то же время максимальный коэффициент конденсатоотдачи достигается в IV варианте разработки – 37,7%, а минимальный – в I варианте – 6,7%.

По II и III вариантам за период доработки будет отобрано соответственно 32,9% и 30,4% от запасов конденсата на начало заводнения.

В целом, результаты заводнения являются положительными. Однако к концу разработки залежи В-196, например, по сценарию *III* варианта в пласте остается 65,8% газа и 69,6% конденсата от их значений на начало заводнения.

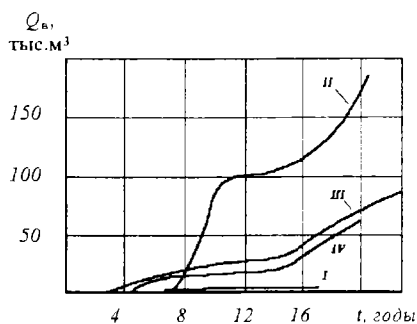


Рис. 12.23. Изменение во времени отбора воды из эксплуатационных скважин для I-IV вариантов разработки

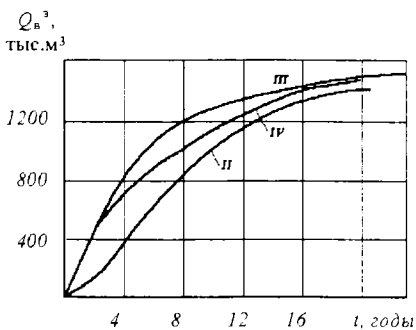


Рис. 12.24. Изменение во времени объемов закачки воды в пласт для II-IV вариантов разработки

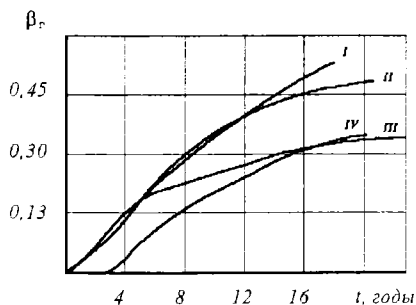


Рис. 12.25. Изменение во времени коэффициента газоотдачи для I-IV вариантов разработки

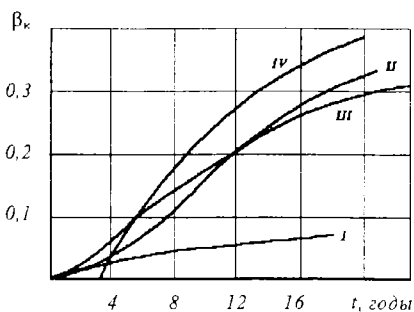


Рис. 12.26. Изменение во времени коэффициента конденсатоотдачи для I-IV вариантов разработки

Результаты расчетов свидетельствуют, что остаточный в пласте конденсат имеет фазовую проницаемость отличную от нуля, т.е. конденсат при создании определенных депрессий на пласт может притекать к забоям эксплуатационных скважин. Поэтому с целью дальнейшего увеличения компонентоотдачи залежи целесообразно продолжить эксплуатацию обводненных скважин (о таком подходе подробнее уже сказано в данной главе).

В связи с тем, что предлагаемый метод заводнения рассматривается в качестве вторичного метода повышения конденсатоотдачи, то отбор воды из обводненных скважин (и соответственно углеводо-

родов ) следует отнести к разряду третичных методов увеличения коэффициента компонентоотдачи залежи.

Для этих целей III вариант редуцируется следующим образом. После обводнения очередной эксплуатационной скважины предусматривается не отключение, а перевод ее на отбор воды из пласта с постоянным дебитом, равным  $75 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В момент обводнения последней эксплуатационной скважины прекращается режим поддержания пластового давления в залежи, и все эксплуатационные скважины работают на отбор воды до момента снижения среднего пластового давления до величины давления забрасывания (9,9 МПа).

Сказанное означает, что доразработка залежи вначале начинается с реализации вторичного метода добычи (заводнения пласта). Затем на этот процесс накладывается метод третичной добычи углеводородов. В дальнейшем одновременно реализуются вторичный и третичный методы добычи.

Результаты расчетов показывают на перспективность такого подхода. Разработка залежи В-196 Анастасьевского месторождения по III варианту с переходом на третичный метод увеличения компонентоотдачи продлится в общей сложности 23 года. За это время из залежи будет извлечено 68,8% газа и 43,3% конденсата от запасов на начало периода доразработки. При этом накопленный отбор воды из залежи будет равен  $1295,1 \text{ тыс.м}^3$ , а объем закачанной воды составит  $1569,1 \text{ тыс.м}^3$ .

Последний вариант по величине критерия экономической эффективности оказался наилучшим среди всех исследованных.

## 8. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ЗАВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

Идея поддержания пластового давления в газоконденсатных залежах путем заводнения пласта все в большей мере привлекает внимание научных и практических работников. Однако большинство известных публикаций касалось заводнения залежи при давлении на уровне давления начала конденсации. Другими словами, основное внимание уделялось недопущению выпадения конденсата в пласте. О достоинствах такого способа говорилось уже. Однако целесообразность именно только такого подхода к поддержанию пластового давления не является очевидной.

В самом деле, давления начала конденсации ( $p_{нк}$ ) или равны начальному пластовому давлению ( $p_n$ ) или характеризуется меньшей величиной по сравнению с  $p_n$ , ( $p_{нк} < p_n$ ). Если заводнение производится при условии ( $p_{нк} \leq p_n \leq p_{\text{з}}$ ) [ 279 ], то микро- или макрозащемляемые объемы газа остаются в обводненной зоне при высоком пластовом давлении. Вместе с газом теряется и конденсат. Поэтому отно-

сительные потери газа и конденсата оказываются немалыми, хотя часть из них и будет извлечена в дальнейшем при переходе к режиму истощения (подробнее об этом говорится в параграфе 2 этой главы).

В связи с этим были выполнены лабораторные эксперименты по заводнению газоконденсатной залежи при давлениях ниже давления начала конденсации ( $p_3 < p_{нк}$ ). Результаты этих экспериментов опубликованы в [174, 175]. Целесообразность таких экспериментов диктовалась:

- во-первых, тем обстоятельством, что в нашей стране все газоконденсатные месторождения разрабатываются без поддержания пластового давления. Поэтому если рассматривать возможность повышения конденсатоотдачи за счет, например, заводнения, то придется как раз исследовать этот процесс при  $p_3 < p_{нк}$ ,
- во-вторых, масса защемляемых микро и макро объемов газа при заводнении будет меньшей, чем в случае, когда  $p_{нк} < p_3 < p_n$ .

Вместе с этим остается вопрос о степени подвижности выпадающего в пласте конденсата. Уже говорилось, что конденсатонасыщенность при разработке газоконденсатных месторождений в режиме истощения не высока (на месторождении Вуктыл она не превышает 12-13% от начального порового объема). Коль скоро остаточная нефтенасыщенность в обводненных зонах нефтяных месторождений доходит до 50%, то возникает сомнение о возможности вымыва водой этого ретроградного конденсата.

Однако опыт разработки месторождений Краснодарского края оставляет место для значительного оптимизма. Ранее отмечали, что на этих месторождениях имело место формирование конденсатного вала перед фронтом поступающей в пласт воды [236, 246, 247]. И это при том, что данные месторождения значительно уступали месторождению Вуктыл по значению начального конденсатогазового фактора. На месторождениях Краснодарского края насыщенность ретроградным конденсатом составляла несколько первых процентов.

Такую подвижность конденсата удалось наблюдать и в лабораторных экспериментах, когда конденсат вытеснялся водой при конденсатонасыщенности в несколько процентов [175]. Это объясняется тем, что конденсат менее вязкий флюид, чем нефть, в нем значительно меньше смол, асфальто-смолистых веществ, которые предопределяют повышенные адгезионные свойства нефти, по сравнению с конденсатом. Выполненные лабораторные эксперименты позволили предложить следующие подходы к поддержанию пластового давления в газоконденсатных залежах при  $p_3 < p_{нк}$  [174].

Целесообразным является заводнение пласта при давлении несколько ниже  $p_{нк}$ . Степень неравенства  $p_3 < p_{нк}$  зависит от начального конденсатогазового фактора, степени крутизны пластовой изотермы конденсации, что предопределяет интенсивность выпадения конденсата при рассматриваемом давлении заводнения  $p_3$ . На-

чальная фаза выпадения конденсата реализуется для искусственной гидрофобизации пористой среды. Эксперименты показывают, что в таких случаях повышается эффективность вытеснения газа водой. В результате возрастают коэффициенты газо- и конденсатоотдачи и суммарное извлечение углеводородов из недр. В качестве гидрофобизатора выступают тяжелые фракции углеводородного конденсата. Таким образом, согласно рассматриваемой технологии, газоконденсатная залежь разрабатывается в режиме истощения до давления ниже  $p_{нк}$  на заданную величину. Величина давления  $p_z$  базируется на результатах лабораторных экспериментов и технико-экономических расчетах, выполняемых в итерационном цикле.

Следующая технология предусматривает разработку газоконденсатной залежи в режиме истощения пластовой энергии до давления максимальной конденсации. Затем осуществляется переход к заводнению пласта [ 277 ]. При давлении максимальной конденсации насыщенность пористой среды выпавшим конденсатом имеет максимальное значение. Это способствует более полному вытеснению ретроградного конденсата водой.

Иная технология заводнения газоконденсатной залежи осуществляется при постоянном давлении, соответствующем минимальным значениям вязкости и плотности выпавшего в пласте конденсата [270]. Нетрудно видеть, что при таких условиях облегчается процесс вымывания водой ретроградного конденсата.

По-видимому, оптимальные условия заводнения газоконденсатной залежи находятся в интервале давлений – между давлением максимальной конденсации и давлением, при котором имеют место наименьшие значения вязкости и плотности выпавшего конденсата. Для примера отметим, что газоконденсатная система месторождения Вуктыл характеризуется давлением максимальной конденсации равным 15 МПа. Минимальные же значения вязкости и плотности конденсата достигаются при давлениях 20-22 МПа.

Лабораторные эксперименты показывают, что увеличению коэффициентов газо- и конденсатоотдачи могут способствовать различные добавки к закачиваемой воде. Назначение химических добавок заключается в повышении коэффициента вытеснения газоконденсатной системы ( или газа и конденсата ) водой. Имеются рекомендации по применению водогазовой репрессии [304, 354] или созданию оторочки углеводородного растворителя перед фронтом закачиваемой воды (или газа) [ 71].

Перспективным является создание перед фронтом закачиваемой воды оторочки из, например, отходов какого-либо производства, так как использование специальных реагентов или растворителей удорожает процесс поддержания давления. Согласно лабораторным экспериментам, неплохие результаты достигаются при создании ото-



рочки вытесняющего вещества из отходов винил-хлорида методом химического пиролиза 1,2 – дихлорэтана [278].

## 9. УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

С точки зрения конечной конденсатоотдачи сайклинг-процесс является одним из лучших технологических воздействий на газоконденсатную залежь. Тем не менее уже говорилось, что, благодаря своим недостаткам, он не получил широкого распространения.

Знание недостатков всегда позволяет отыскивать пути их преодоления. Так, один из главных негативных факторов – длительная консервация запасов газа – сегодня имеет два противоядия. Первое из них частично снимает рассматриваемый негативный фактор, благодаря тому, что не весь добываемый сухой газ закачивается обратно в пласт. Согласно частичному сайклинг-процессу ( канадский вариант сайклинг-процесса, в связи с его обоснованием и использованием в Канаде в середине 60-х годов [367]), определенная доля добываемого сухого газа направляется на реализацию. Доходы от продажи газа сразу облегчают экономику процесса. Однако вследствие постоянного снижения пластового давления имеют место определенные потери конденсата. Согласно второму направлению, применение в качестве рабочего агента азота, выхлопных газов,  $\text{CO}_2$  может полностью исключить период консервации запасов газа. Вместе с тем, это решение не вполне универсально, так как требуется сооружение установок, например, для получения азота, а также для очистки добываемой продукции от прорывающегося к скважинам неуглеводородного рабочего агента.

Следующий по важности (в ряде случаев) негативный фактор – раннее “разжижение” добываемой продукции за счет прорыва сухого газа по отдельным высокопроницаемым пропласткам. Для повышения коэффициента охвата процессом вытеснения жирного газа наметились также ряд перспективных направлений. Периодическая закачка в нагнетательные скважины порций, например, воды способствует росту коэффициента охвата [118]. Разнесение по вертикали интервалов добычи жирного газа и закачки сухого газа также благоприятно сказывается на объемном коэффициенте охвата [147]. Периодические, циклические изменения пластового давления, например, за счет увеличения и снижения давления закачки позволяют лучше охватить низкопроницаемые пропластки, зоны, линзы закачиваемым сухим газом [158, 414]. Положительно сказывается на увеличении коэффициента охвата изменение направления фильтрационных потоков в пласте [414]. Естественно, что комбинирование рассматриваемых подходов способствует большему росту коэффициента охвата процессом вытеснения.

Третий главный негативный фактор, препятствующий широкому применению сайклинг-процесса – большие энергетические затраты на компримирование и закачку в пласт сухого газа. В самом деле, мало радости в том, если дополнительный прирост добычи конденсата за счет сайклинг-процесса будет идти на эквивалентное сжигание в приводах компрессорных агрегатов сухого газа. Поэтому поиск путей снижения энергетических затрат на поддержание пластового давления является актуальной проблемой. Одно из перспективных направлений заключается в отказе от закачки сухого газа и переходе на заводнение пласта. Наилучшее решение, как обычно, может находиться между этими двумя процессами. Рассмотрим технологию нового подхода к поддержанию пластового давления в газоконденсатной залежи, предложенную автором совместно с А.Н. Шандрыгиным и Т.Н.Сегин [ 266, 329 ].

### **Сущность нового подхода к поддержанию пластового давления**

Данный новый подход возник из стремления объединить положительные стороны сайклинг-процесса и заводнения пласта. Авторы постарались позаимствовать у сайклинг-процесса возможность достижения высокой конденсатоотдачи, а от заводнения пласта – сравнительно небольшие энергетические затраты на закачку воды, по сравнению с затратами на нагнетание газа.

Предлагаемая технология может быть реализована в одном из следующих двух вариантах. В первой модификации имеют место следующие этапы воздействия на продуктивный пласт.

I этап. Реализуется традиционный сайклинг-процесс. Это означает, что через нагнетательные скважины закачивается сухой газ, а с помощью эксплуатационных скважин осуществляется добыча газоконденсатной системы. Целью этого этапа является создание оторочки сухого газа. К сухому газу понятие оторочки не применялось ранее, поэтому придется теперь привыкать, так как более подходящее определение затруднительно предложить. Назначение же оторочки сухого газа заключается в том, что формируется буферный объем между пластовой газоконденсатной системой и закачиваемой затем водой. Очевидно, что для создания рассматриваемой оторочки могут использоваться также азот, выхлопные газы.

II этап. После создания оторочки сухого газа требуемого объема закачка газа прекращается и осуществляется процесс заводнения пласта. Цель данного этапа состоит в поддержании пластового давления и вытеснении жирного газа к скважинам за счет проталкивания водой оторочки сухого газа.

III этап. Разработка залежи в режиме истощения пластовой энергии. Целью третьего заключительного этапа является доизвлече-

ние остающихся в пласте газа и конденсата, в том числе и защемляемых в обводненной зоне пласта.

Первый этап способствует реализации достоинства сайклинг-процесса. Вследствие того, что этот этап примерно в 2 раза менее продолжительный, чем традиционный сайклинг-процесс, то резко сокращаются энергетические затраты на компримирование и закачку сухого газа. Создание оторочки сухого газа благоприятно также с той точки зрения, что при последующем заводнении в обводненных зонах пласта остаются микро- и макрозащемленные объемы сухого газа, а не газоконденсатной системы. Поддержание пластового давления путем заводнения сопровождается снижением энергетических затрат. Переход на заводнение позволяет поставлять сухой газ на рынок, это улучшает экономические показатели. Кроме того, закачка воды способствует некоторому выравниванию сформировавшегося фронта вытеснения жирного газа сухим. Этап снижения пластового давления позволяет отбирать газ и конденсат из газонасыщенной части пласта. Как уже говорилось ранее в данной главе, снижение пластового давления в обводненной зоне приводит к поступлению к скважинам части защемленных объемов газа и конденсата.

Если на первом этапе для поддержания давления используются неуглеводородные газы (азот, выхлопные газы,  $\text{CO}_2$ ), то на этапе заводнения в обводненных зонах теряется значительно менее ценный газ.

Во второй модификации рассматриваемая технология состоит из четырех этапов. На первом этапе осуществляется закачка в нагнетательные скважины некоторого количества воды. Назначение этой операции состоит в выравнивании профиля приемистости, так как закачиваемая вода прежде всего поступает в высокопроницаемые пропластки и резко снижает там фазовую проницаемость для нагнетаемого затем сухого газа.

После этого реализуются уже рассмотренные три этапа – нагнетание газа, закачка воды и снижение пластового давления.

## Некоторые результаты расчетов

Для выявления степени эффективности рассматриваемой технологии были поставлены математические эксперименты для различных случаев однородного и неоднородного по коллекторским свойствам элементов разработки [ 266, 329 ]. Для этих целей была использована модель фильтрации воды и бинарной смеси газов (сухого и жирного).

Исследованию подвергнуты процессы вытеснения в плане применительно к различным сеткам скважин, а также в профильных моделях слоисто-неоднородного пласта. В случае площадной фильтра-

ции рассматривались варианты однородного и зонально-неоднородного продуктивного коллектора.

Газогидродинамические расчеты свидетельствуют о том, что предлагаемая технология разработки эффективнее традиционного сайклинг-процесса. Например, в случае использования пятиточечного элемента для разработки однородного пласта с реализацией сайклинг-процесса допрорывный коэффициент конденсатоотдачи составил 0,65 ( для некоторой серии исходных данных ). При этом коэффициенты конденсатоотдачи равные 0,8 и 0,9 достигаются соответственно при закачке в пласт сухого газа в количестве 0,95 и 1,25 начальных запасов жирного газа в пласте. Согласно новой разновидности сайклинг-процесса коэффициент конденсатоотдачи равный 0,81 имеет место при нагнетании газа и воды соответственно в объемах 0,5 и 0,45 порового пространства пласта. В такой редакции следует понимать, что количество закачиваемого сухого газа составило 0,5 порового объема рассматриваемого элемента разработки, приведенного к начальному пластовому давлению и стандартной температуре. При дальнейшем понижении пластового давления осуществляется дополнительная добыча газа и конденсата.

При реализации второй модификации рассматриваемой технологии разработки конденсатоотдача в размере 0,8 достигается при меньшем объеме оторочки сухого газа – 0,35 – при условии закачки воды в количестве 0,05 порового объема до начала закачки сухого газа.

Большей эффективностью отличается предлагаемая технология в случае зонально-неоднородных по проницаемости пластов. В соответствующих вариантах моделировалось наличие включений с меньшей или большей проницаемостью по отношению к проницаемости разрабатываемого элемента пласта.

Сайклинг-процесс в случае наличия в пласте низкопроницаемых включений характеризовался прорывом сухого газа к скважинам при коэффициенте конденсатоотдачи равном 0,53. При закачке сухого газа в объеме 0,93 начальных запасов коэффициент конденсатоотдачи достигает 0,7. Такой же коэффициент конденсатоотдачи имеет место, если создать оторочку сухого газа в объеме 0,5 начальных запасов газа и затем приступить к заводнению пласта.

Аналогичные результаты были получены в случаях наличия в пласте высокопроницаемых включений, при рассмотрении воздействия на газоконденсатную залежь со слоистым строением продуктивного пласта и т.д. Во всех исследованных вариантах при реализации предлагаемой технологии достигаются более лучшие как технологические, так и технико-экономические показатели ( применительно к некоторым конкретным объектам разработки ).

## 10. ВТОРИЧНАЯ ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА НА ОСНОВЕ ЗАКАЧКИ СУХОГО ГАЗА

После открытия и в связи с необходимостью ввода в разработку уникального газоконденсатного месторождения Вуктыл в 60-х годах происходили достаточно оживленные дискуссии о рациональном подходе к его освоению. Острота проблемы состояла в том, что для этого месторождения было характерно высокое начальное значение конденсатогозавого фактора ( $500 \text{ см}^3 / \text{м}^3$ ) и соответственно значительные запасы конденсата. Вместе с тем лабораторные эксперименты О.Ф. Худякова на бомбе PVT показали, что даже при низком давлении забрасывания конечный коэффициент конденсатоотдачи в режиме истощения пластового давления составит не более 32%. Получалось, что потери конденсата к концу разработки превысят 100 млн.тонн. Это весьма значительные потери жидких углеводородов, если учесть, что тонна конденсата по выходу светлых нефтепродуктов эквивалентна 2-4 тоннам сырой нефти.

Казалось бы очевидной была необходимость реализации на данном месторождении сайклинг-процесса, как метода, обеспечивающего наибольшее конденсатоизвлечение. Однако в те годы против применения сайклинг-процесса имелись следующие возражения. Во-первых, остра была проблема дефицита энергоресурсов в центральных районах страны. Поэтому затруднительно было идти на длительную консервацию запасов газа. Во-вторых, возникали сомнения о возможной эффективности сайклинг-процесса в условиях карбонатных коллекторов. И в - третьих, страна не располагала необходимыми компрессорами для поддержания пластового давления. Из этих трех факторов решающим был первый.

В сложившейся ситуации автору пришла идея о компромиссном способе разработки месторождения Вуктыл. В 1968 г. в докладной записке на имя Председателя Госплана СССР Н.К. Байбакова и Министра газовой промышленности СССР А.К. Кортунова были высказаны соображения о целесообразности разработки этого месторождения в режиме частичного поддержания пластового давления – частичного сайклинг-процесса. К сожалению, эта идея не нашла поддержки, хотя, как оказалось, такая технология чуть раньше была предложена и успешно реализована в Канаде [367].

В результате, несмотря на уникальность месторождения Вуктыл по величинам КГФ и начальным запасам конденсата, оно стало разрабатываться в режиме истощения пластовой энергии. К настоящему времени (1996 г.) пластовое давление с уровня начального 37 МПа снизилось до 4-5 МПа. Сформировавшийся коэффициент конденсатоотдачи, равный 30%, уже может рассматриваться в качестве конечного, если не внедрять методы вторичной добычи конденсата.

Проблема повышения конденсатоотдачи на месторождении Вуктыл до сегодняшнего дня остается актуальной вследствие значительности запасов остающегося в пласте конденсата. Однако особенность этих запасов такова, что они характеризуются довольно низкой величиной коэффициента конденсатонасыщенности пласта – около 12-13% первоначально газонасыщенного порового пространства. Тем не менее, в начале 90-х годов мы предложили приступить к заводнению пласта с целью извлечения ретроградного конденсата. Основанием для этого служили обнадеживающие результаты лабораторных экспериментов, изложенные в предыдущих параграфах. Однако такой подход не был принят во внимание.

С конца 1993 г. по инициативе и научном руководстве Р.М. Тер-Саркисова на опытном участке месторождения Вуктыл приступили к промысловым экспериментам по закачке в пласт сухого газа с целью извлечения ретроградного конденсата [72, 299]. Опытный участок включает 10 добывающих и 4 нагнетательных скважин в районе УКПГ-8. К этому времени пластовое давление в данной зоне пласта находилось на уровне 4-5 МПа, что позволило осуществлять подачу сухого тюменского газа непосредственно из магистрального газопровода без специального его компримирования. Добываемый же газ подвергается компримированию перед подачей его в магистральный газопровод.

В результате закачки сухого газа в пласт он осуществляет вытеснение остаточного жирного газа к забоям добывающих скважин. Это, естественно, приводит к некоторому росту коэффициента конденсатоотдачи. Другой фактор, приводящий к его росту, заключается в том, что в зонах прохождения сухого газа в него начинают испаряться из ретроградного конденсата относительно легкие углеводородные компоненты. Поэтому после прорыва в скважины закачиваемого газа он будет представлять уже не сухой, а обогащенный компонентами  $C_2+C_3+$  газ. Дополнительная добыча этих компонентов также должна способствовать росту компонентоотдачи пласта.

Результаты промысловых экспериментов показывают следующее [72].

К 1.01.1996 г. на опытном участке в пласт было закачано 839 млн.м<sup>3</sup> тюменского газа. Вследствие значительной неоднородности коллекторских свойств пласта происходил довольно быстрый прорыв к скважинам закачиваемого газа. В скв. 129 прорыв газа произошел менее чем через 2 месяца. К середине 1996 г. тюменский газ прорвался по всем эксплуатационным скважинам, за исключением скв. 7. Эта скважина дренировала серпуховские коллектора, которые не вскрыты в нагнетательных скважинах. Кстати, это косвенно подтверждает справедливость высказанного в параграфе 5 гл. 4 подхода к повышению эффективности сайклинг-процесса в слоисто-неоднородных коллекторах. Наибольший допрорывный период около 15

мес. имел место по скв. 131 и 158. К середине 1996 г. доля закачиваемого газа в продукции 5 добывающих скважин оказалась значительной ( по скв. 127 – 50%, скв. 129 – 78%, скв. 131 – 69%, скв. 150 – 20% ).

Фактические данные показывают, что испарение в закачиваемый газ ретроградного конденсата через 1,5-2 года после прорыва агента к скважинам продолжается достаточно активно. При этом среднесуточная дополнительная добыча фракции  $C_{5+}$  по скважинам составляет почти 5 т/сут.

Масштабы опытных работ на месторождении Вуктыл предусматривается расширить. Одна из причин состоит в стремлении продлить время функционирования Вуктыльского комплекса, созданной инфраструктуры и обеспечения специалистов работой. В связи со строительством газопровода Ямал-Европа предполагается превратить месторождение Вуктыл в месторождение-регулятор. Тогда при периодических закачках и отборах газа будет иметь место дополнительная добыча ретроградного конденсата .

Анализ результатов промыслового эксперимента на Вуктыльском месторождении подтверждает целесообразность реализации полного или частичного сайклинг-процесса с самого начала разработки или с момента приближения к давлению начала конденсации. По сравнению с этим вторичная добыча конденсата характеризуется меньшей эффективностью. Так продолжительность сайклинг-процесса обычно исчисляется из необходимости прокачки через пласт примерно одного порового объема запасов газа (при соответствующем давлении). Тогда накопленная добыча конденсата составляет 50 и более процентов от начальных запасов.

При закачке же сухого газа при низком давлении, когда извлечение конденсата идет за счет процесса его испарения, один прокачанный объем газа обеспечивает прирост лишь 1% конденсатоотдачи пласта [305].

В связи с превращением месторождения Вуктыл в месторождение-регулятор периодические отборы и закачки газа будут попутно способствовать росту конденсатоотдачи пласта. Вместе с тем целесообразно здесь одновременно исследовать эффективность применения и других подходов.

Так напрашивается необходимость периодической подачи в нагнетательные скважины порций воды. Согласно экспериментальным исследованиям (см. параграф 5 гл. 9), в резко неоднородных коллекторах периодическая закачка газа и воды способствует значительному росту коэффициента охвата вытеснением, ибо закачиваемый газ в отдельных случаях на месторождении Вуктыл прорывался к скважинам менее чем через 2 месяца.

Согласно исследованиям, изложенным в параграфе 5 гл.4, целесообразно разносить по вертикали забой добывающих и нагнета-

тельных скважин, что также способствует росту коэффициента охвата. Показатели эксплуатации скв. №7 на месторождении Вуктыл подтверждают это.

Вряд ли для роли месторождения-регулятора необходим весь начальный поровый объем месторождения Вуктыл. Оптимальная его величина определяется на основе технико-экономических расчетов. Тогда излишнюю часть порового объема целесообразно искусственно заводнить. Это позволит оценить эффективность процесса вторичной добычи конденсата на основе заводнения пласта, о чем говорилось в предыдущих параграфах настоящей главы.

## 11. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПО ПРИНЦИПУ “НАОБОРОТ”

В ряде случаев (при значительных конденсатогазовых факторах) эффективной оказывается закачка сухого газа в сводовую часть пласта для целей поддержания пластового давления и осуществления вытеснения нефти к скважинам за счет жирного газа газоконденсатной шапки. При высоких давлениях и температурах эффективность такого подхода объясняется тем, что процесс вытеснения нефти газом газоконденсатной шапки приближается к смешивающемуся вытеснению.

Однако никогда и ни у кого не возникала идея поддержания пластового давления в нефтегазовой залежи за счет закачки газа в зоны пласта ниже начальных отметок водонефтяного контакта. Согласно устоявшимся представлениям сразу возникает отторжение такой идеи по причине возможного быстрого всплытия закачиваемого газа в газоконденсатную шапку с вероятным некоторым расформированием запасов нефти в нефтяной оторочке.

### Лабораторные эксперименты

Тем не менее, такая крайне нереалистичная идея была подвергнута исследованию в лабораторных условиях [ 411, 412 ].

Модель пласта включает в себя стальной корпус прямоугольной формы и прозрачную крышку из органического стекла для визуальных наблюдений за процессами фильтрации. Внутренние размеры корпуса модели были следующими: длина – 0,56 м, ширина – 0,3 м, толщина – 0,03 м. В торцевых стенках на входе и выходе модели равномерно располагалось по 7 штуцеров для ввода и отвода из модели флюидов. Опыты проводились при давлениях близких к атмосферному. В качестве рабочих флюидов использовались керосин ( модель нефти ), дистиллированная вода и азот.

Пористая среда моделировалась пластмассовой крошкой с размерами зерен от 0,02 до 3 мм. Поэтому в основной серии эксперимен-



тов рассматривался изотропный пласт с коэффициентами проницаемости от 0,5 до 20 мкм<sup>2</sup>, пористости – 37-39%. Своеобразный характер смачивания поверхности зерен крошки обеспечивал незначительные капиллярные давления на границах раздела фаз керосин–вода, газ – керосин. Вследствие этого в опытах удавалось моделировать нефтяные оторочки малой толщины – с соотношением толщины оторочки к расстоянию между скважинами (параметр  $\pi_\gamma$ ) до 0,022.

Исследовались различные варианты разработки нефтегазовой залежи:

- истощение нефтяной оторочки при активном продвижении подошвенной воды;
- нагнетание воды в газовую шапку залежи (аналог барьерного заводнения),
- прямая закачка газа и воды в пласт,
- нагнетание воды в газовую шапку с последующим нагнетанием газа ниже отметки начального ВНК (условно назовем “последовательная схема” нагнетания газа и воды),
- одновременное нагнетание газа ниже начального ВНК и нагнетание воды в газовую шапку (“обратная схема” одновременной закачки газа и воды).

Последняя схема является зеркальным отображением применяемой на практике “прямой схемы”, предполагающей нагнетание газа в газовую шапку, а воды – ниже ВНК.

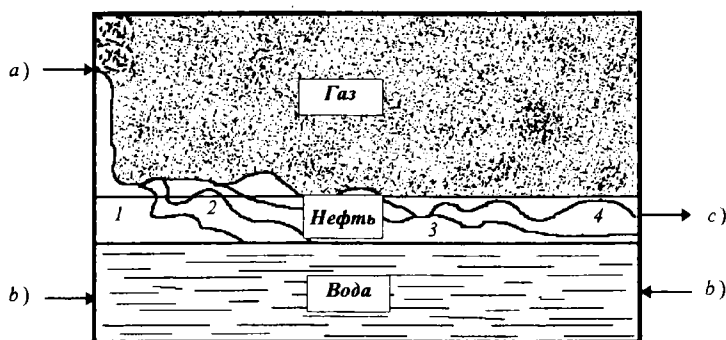


Рис. 12.27. Динамики текущих водо-нефтяного и газо-нефтяного контактов в опыте с закачкой воды в газовую шапку; время: 1 - 50, 2 - 75, 3 - 150, 4 - 200 минут  
а) — точка нагнетания воды; б) — точка нагнетания воды с целью моделирования активности водоносного пласта; в) — точка отбора продукции

Предполагается, что элемент разработки нефтегазовой залежи дренируется горизонтальной скважиной, размещаемой в середине нефтенасыщенного интервала. Закачка рабочего агента или агентов

**Таблица 12.1**  
**Основные показатели разработки нефтегазовой залежи в исследованных вариантах (экспериментальные данные)**

№	Вариант воздействия	Параметр $\pi, \gamma$	Доля газа в объеме нагнетаемого флюида	Коэффициент нефтеносности, %	Накопленный газонефтяной фактор	Накопленный водонефтяной фактор	Относительный объем нагнетаемых флюидов (доля порового объема)	
							Газ	Вода
1	Истощение	0,05	-	7	53,1	0,9	-	-
2	Закачка воды в водонасыщенную зону	0,055	-	13,5	4,5	20,4	-	3,6
3	Нагнетание воды в газовую шапку	0,06	-	15,5	5,0	15,1	-	3,3
4	Нагнетание воды в газовую шапку	0,052	-	16,1	6,1	16,8	-	3,8
5	Нагнетание воды в газовую шапку	0,12	-	19,3	4,7	10,0	-	3,0
6	Прямая закачка газа и воды	0,060	0,45	20,9	11,5	10,5	2,2	2,6
7	Последовательная закачка газа и воды	0,053	0,4	23,0	10,1	9,3	1,9	2,8
8	Обратная закачка газа и воды	0,053	0,55	24,1	9,8	7,1	2,4	1,9
9	Обратная закачка газа и воды	0,063	0,45	28,0	8,5	6,6	2,0	2,5
10	Обратная закачка газа и воды	0,12	0,5	32,1	7,5	5,3	2,2	2,2
11	Обратная закачка газа и воды	0,07	0,33	29,8	5,0	8,1	1,4	2,8
12	Обратная закачка газа и воды	0,065	0,72	26,2	13,1	4,7	1,4	3,5

производится через один или два горизонтальных ствола одной нагнетательной скважины ( см. рис.12.27).

В опытах изменялся темп отбора нефти. Отбор нефти продолжался до обводнения продукции до 95%.

## Результаты экспериментальных исследований

Результаты проведенных экспериментов в ряде случаев оказались довольно неожиданными. Они подтвердили возможность увеличения коэффициентов нефтеотдачи залежей с тонкими нефтяными оторочками путем одновременного нагнетания в пласт газа и воды. Это видно из сопоставления экспериментальных данных применительно к различным вариантам разработки модели залежи, представленным в табл. 12.1. Для условий эксперимента, варианты разработки с осуществлением одновременной закачки газа и воды по "обратной схеме" оказались более эффективными по основным параметрам, чем варианты разработки залежи на естественном режиме и при нагнетании только воды ( в водонасыщенную или газонасыщенную зоны пласта ).

Представленный в табл. 12.1 один из экспериментов по истощению пластовой энергии (вариант 1) характеризуется низкой нефтеотдачей ( 7% ). Здесь оперируем понятием нефтеотдачи вследствие того, что моделируется элемент разработки нефтегазовой залежи. Величины накопленных водонефтяных и газонефтяных факторов оказались равными соответственно 0,9 и 53,1. Накопленные газонефтяные и водонефтяные факторы выражаются через соотношение накопленных отборов газа, нефти и воды. Низкая нефтеотдача в данном варианте объясняется тем, что после прорыва газового конуса уменьшается дебит скважины по нефти, со временем текущий газонефтяной фактор увеличивается.

Коэффициент нефтеотдачи во втором варианте больше, чем в первом по причине постепенного смещения оторочки в газонасыщенную зону пласта, что несколько затрудняет прорыв газа в скважину. Однако такое смещение оторочки вызывает расформирование запасов нефти, что и предопределяет прогрессирующее обводнение добываемой продукции и снижение конечного КИН.

Нагнетание воды в газовую шапку ( аналог барьерного заводнения) способствует дальнейшему росту КИН ( варианты 3-5 ). Возрастание толщины нефтяной оторочки ( в 5 варианте ) благоприятно сказывается на величине КИН ( 19,3% ), а также на снижении накопленного водонефтяного фактора до 10 по сравнению с 15,1 и 16,8 в 3 и 4 вариантах соответственно. Рис. 12.27 иллюстрирует динамику обводнения оторочки в варианте 4 барьерного заводнения.

Вариант 6 "прямой" закачки газа и воды обеспечивает дополнительный прирост КИН за счет более стабильного положения в про-

странстве нефтяной оторочки.

Варианты 7-12 "обратной" закачки газа и воды выгодно отличаются от предыдущих вариантов по величине КИН, а также величинам накопленных водонефтяных факторов. В вариантах 8-11 и накопленные газонефтяные факторы меньше, чем, например, в варианте 6.

Экспериментальные данные показывают, что соотношение закачиваемых объемов газа и воды оказывают влияние на все анализируемые показатели разработки. Так увеличение доли закачиваемого газа с 33% до 72% приводит к снижению КИН с 29,8% до 26,2%. Сокращение закачиваемой доли газа важно само по себе, ибо при этом снижаются энергетические затраты на поддержание пластового давления.

Таким образом, изначально, казалось бы, нереалистичная технология разработки оказалась весьма привлекательной по сравнению с другими подходами. Объяснение этому было дано следующее. Видимо, принципиальным оказалось влияние фазовых проницаемостей на сегрегационные процессы. Газ, всплывающий к нефтяной оторочке, оказывается вовлеченным в трехфазную фильтрацию. Трехфазность течения в нефтяной оторочке связана будет с наличием остаточной водонасыщенности.

В результате фазовая проницаемость для газа резко снижается и он весь не успевает всплывать в газовую шапку. В связи с поступлением новых порций газа и затрудненностью прорыва в вертикальном направлении, газ начинает распространяться в горизонтальном направлении (как в рассматриваемом далее случае создания ПХГ). Этому способствует то обстоятельство, что в области двухфазной фильтрации (газ-вода) газ имеет большую подвижность, чем при трехфазной фильтрации.

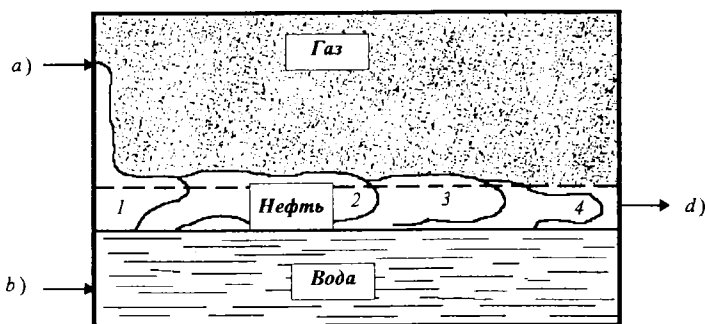


Рис. 12.28. Динамика текущих водо-нефтяного и газо-водяного контактов в опытах с обратной закачкой воды и газа; время: 1 - 40; 2 - 115; 3 - 175; 4 - 204 минут  
a) — место нагнетания воды; b) — место подачи газа; d) — точка отбора продукции

В результате проявления действия фазовых проницаемостей и подпирающего эффекта от закачиваемого снизу газа на нефтяную оторочку нагнетаемая в газовую шапку вода уже не “проваливается” сразу в водонасыщенную зону пласта. Эта вода теперь осуществляет фронтальное вытеснение нефти к добывающей скважине (см. рис. 12.28.), т.е. реализуется наиболее благоприятный режим вытеснения.

## Теоретические исследования

Известно, что лабораторные эксперименты являются орудием выявления новых закономерностей и обоснования, в частности, новых способов извлечения нефти. Однако они часто позволяют получать только качественные результаты вследствие, например, значительного проявления капиллярных сил, недостаточного учета гравитационного фактора и т.д. Поэтому количественные закономерности целесообразно изучать на основе моделирования реальных крупномасштабных фильтрационных процессов.

Аналогично лабораторным экспериментам, рассматривается профильная модель нефтегазовой залежи с горизонтальной скважиной, дренирующей нефтяную оторочку. Расстояние между забоями скважин составляет 500 м. Общая толщина пласта равняется 135 м, толщины нефтяной оторочки, водо- и газонасыщенных зон составляют 15, 50 и 70 м соответственно; коэффициент проницаемости в горизонтальном направлении – 0,4 мкм<sup>2</sup>, коэффициент пористости – 28%. Соотношения проницаемостей вдоль горизонтали и вертикали изменялись от 1 до 100. Вязкости воды, нефти и газа при начальных пластовых условиях равны соответственно 1,0; 1,2; 0,02 мПа·с, плотности нефти, газа и воды при тех же условиях равны 1000, 790 и 250 кг/м<sup>3</sup>.

Нетрудно видеть, что для рассматриваемого элемента  $\pi_7 = 0,03$ , т.е. достаточно близко к моделям пласта, использованным при лабораторных опытах.

В связи с большим числом факторов, влияющих на показатели разработки нефтегазовой залежи, а также приближения к условиям эксперимента, в расчетах рассматривались только варианты с одинаковыми суммарными дебитами эксплуатационной скважины по жидкости, равными 510 м<sup>3</sup>/сут (при забойных условиях). Расчеты заканчивались при достижении одного из следующих ограничений: срок разработки 30 лет или обводненность продукции 98%. В случае режима истощения не допускалось снижение забойного давления ниже 0,5 начального пластового давления.

Сводные результаты расчетов приводятся в табл. 12.2.

**Таблица 12.2**  
**Основные показатели разработки нефтегазовой залежи по исследованным вариантам воздействия на пласт (расчетные данные)**

№	Вариант воздействия	Отношение проницаемостей	Коэффициент нефтеотдачи, %	Время разра- ботки, сут	Конечный газонефтя- ной фактор, м <sup>3</sup> /м	Накоп- ленный газо- нефтяной фактор	Обвод- ненность про- дукции %	Накоп- ленный водо- нефтяной фактор	Относительный объем нагне- таемых флюи- дов (доля порово- го объема)	
									Газ	Вода
1	Истошение	1	8,3	2924	5281	3028	75	2,25	-	-
2	Нагнетание воды в газовую шапку	1	24,0	7666	158,9	698	98,0	14,4	-	4,6
3	Прямая закачка газа и воды	1	30,0	10966	2797	2055	93,8	9,1	3,3	3,3
4	Обратная закачка газа и воды	1	29,3	10948	2776	2173	93,7	9,13	3,3	3,3
5	Истошение	100	15,0	3117	3712	2225	45,1	0,47	-	-
6	Нагнетание воды в газовую шапку	100	32,2	10957	1893	419	98	3,4	-	-
7	Прямая закачка газа и воды	100	23,7	4941	2965	1491	93,6	5,2	-	6,6
8	Прямая закачка газа и воды	100	26,1	6582	7006	1313	96,9	9,15	1,32	2,64
9	Прямая закачка газа и воды	100	20,7	3475	3276	1595	90,6	4,23	1,76	0,88
10	Обратная закачка газа и воды	100	40,9	9676	2591	2231	93,8	1,59	2,9	2,9
11	Обратная закачка газа и воды	100	40,1	8416	3538	1993	95,5	1,9	1,67	3,38
12	Обратная закачка газа и воды	100	37,3	10781	1778	2978	45,2	1,07	4,33	2,16

Здесь в отличие от предыдущего случая (табл. 12.1) при расчете значений накопленного газонефтяного фактора добытые объемы газа приведены к атмосферному давлению.

Как и в случае лабораторных экспериментов, режимы истощения для изотропного и анизотропного пластов отличаются невысокими значениями КИН. При этом анизотропия пласта способствует росту КИН. В случае анизотропного пласта рассматриваемая технология по принципу наоборот – обратная закачка газа и воды – оказывается наиболее предпочтительной по величине КИН. В случае изотропного пласта вариант прямой закачки газа и воды стал чуть предпочтительнее технологии обратной закачки.

При решении подобного рода задач, а именно, при определении эффективности альтернативных вариантов разработки некоторой рассматриваемой залежи, в частности, “завиральных”, неочевидных технологий крупномасштабное моделирование является основным инструментом. Естественно, результаты математического моделирования затем дополняются технико-экономическими исследованиями и расчетами.

Важность крупномасштабных математических экспериментов состоит также в следующем. Они позволяют выявлять позитивные и негативные факторы, которые оказывают наибольшее влияние на текущие и конечные параметры и показатели разработки. А отсюда – прямой путь к совершенствованию технологии, к созданию новой технологии. Ибо, как было уже сказано, знание причин негативности уже позволяет наметить направления будущих изменений рассматриваемой технологии.

Для примера, на рис 12.29, 12.30 приведены данные о результатах воздействия на нефтегазовую залежь в 3 и 10 вариантах. На этих рисунках начальный ВНК условно принят за текущую нижнюю границу нефтяной оторочки, так как в промытых зонах выше нее имеются еще остаточные запасы нефти. Из рис. 12.29 вытекает следующий неожиданный результат. Так ранее считалось, что снижение нефтеотдачи нефтяных залежей связано с образованием целлюлов нефти в застойных зонах пласта между эксплуатационными и нагнетательными скважинами. Рис. 12.29 говорит о том, что такие целлики могут формироваться даже в пределах нефтенасыщенного интервала изотропного пласта. Ясно, что подобное явление не способствует росту КИН. С другой стороны, обнаружение таких особенностей процесса вытеснения позволяет предпринять предупредительные действия. Например, нетрудно видеть из рис. 12.29, что вследствие несогласованности воздействий на пласт имеет место определенное размывание нефтяной оторочки.

Иначе протекает процесс выработки запасов нефти в 10 варианте (см. рис.12.30). Здесь положительным обстоятельством является факт сравнительно небольшого смещения нефтяной оторочки за пре-

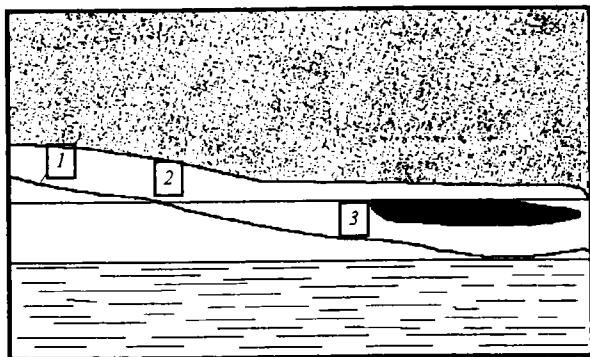


Рис. 12.29. Положение контактов фаз при “прямой” закачке газа и воды ( изотропный пласт )

- 1 – текущий водонефтяной контакт (для нагнетаемой воды),
- 2 – текущая граница нефтяной оторочки,
- 3 – зона с начальной нефтенасыщенностью

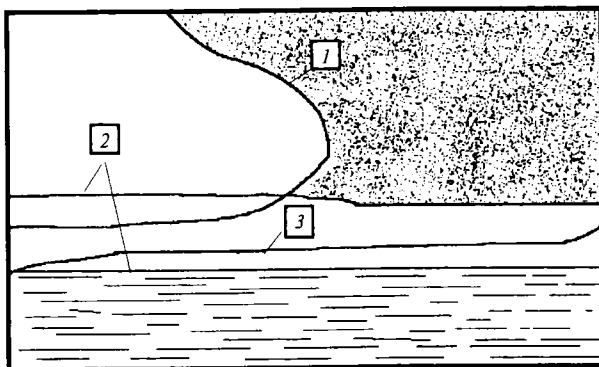


Рис. 12.30. Положение контактов фаз при “обратной” закачке газа и воды ( анизотропный пласт )

- 1 – текущий газоводонефтяной контакт (для нагнетаемой воды),
- 2 – текущая граница нефтяной оторочки,
- 3 – текущая граница подошвенной воды

делу ее начального расположения. Кроме того, отсутствуют зоны с практически начальной нефтенасыщенностью. Все это способствует возрастанию конечного КИН.



Технологию данного параграфа не следует рассматривать в качестве окончательного варианта. Здесь был сделан упор на доказательство приводившегося тезиса о том, что действия вопреки очевидности могут приводить к новым, интересным результатам. Естественно, что рассмотренная технология может быть усилена дополнительными “фокусами”, которые станут более очевидными после прочтения книги до конца.

## 12. ЕЩЕ ОДИН ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

В теории и практике разработки нефтегазовых залежей давно предпринимаются попытки по предотвращению прорывов газовых и водяных конусов к забоям добывающих скважин [ 212, 296, 316, 358 ]. Некоторые из них основаны на создании неподвижных гелевых, пенных и других экранов [316, 366, 409]. Имеются предложения по созданию динамических барьеров давления за счет закачки полимерного или пенного раствора на уровне ВНК или ГНК [212, 355]. Заслуживает внимания закачка ниже ВНК раствора активной примеси, которая при взаимодействии с нефтью образует непроницаемое соединение. При этом для распространения раствора на большие расстояния ниже интервала его закачки осуществляется нагнетание воды с заданным расходом [ 398 ].

Создание различных экранов на уровне ГНК не всегда оправдывает себя. Расчеты показывают, что если даже неподвижный экран не проницаем для газа, то газ рано или поздно прорывается к забою эксплуатационной скважины, но не через экран, а под экраном.

В практике добычи нефти из нефтяных оторочек достаточно широкое распространение получила технология барьерного заводнения [17, 22, 97, 103, 186]. Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые критические дебиты нефти. Однако барьерное заводнение применяется, в основном, в случае краевых нефтяных оторочек. Если же имеем дело с подошвенной оторочкой, то закачиваемая вода достаточно быстро “проваливается” в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование, деградацию.

В связи с этим был предложен иной подход к разработке нефтегазовых месторождений [409], который объединяет достоинства экранов и водяных барьеров. В случае значительной анизотропии пласта он дает неплохие результаты.

Она базируется на создании

- неподвижного экрана на уровне ГНК и затем
- увеличивающегося в размерах жидкостного (водяного) барьера.

Назначение подвижного экрана – предотвращение прорыва, опускания в зону дренирования не газа, а закачиваемой воды при создании жидкостного барьера. Назначение водяного барьера – разобщение газовой шапки и нефтяной оторочки, т.е. недопущение прорывов газа к скважине. Жидкостной барьер способствует также поддержанию пластового давления.

В случае вертикальной скважины технология реализуется следующим образом (см. рис. 12.31).

До начала эксплуатации добывающей скважины в межтрубном пространстве на уровне ГНК устанавливается пакер. По затрубному пространству в область газоносности нагнетается, например, раствор геля. Раствор геля растекается вдоль ГНК, загеливается и в результате образуется непроницаемый (слабопроницаемый) экран заданного размера по латерали.

Затем начинается закачка воды также по затрубному пространству в область газоносности с целью формирования жидкостного барьера. Спустя некоторое время с момента закачки воды приступают к добыче нефти из нефтяной оторочки. При этом закачка воды продолжается. Жидкостной барьер оттесняет газ все дальше от забоя скважины, предотвращая прорыв его к скважине.

В случае применения горизонтальных скважин, из одной вертикальной скважины бурится два горизонтальных ствола (рис.12.32). Один ствол располагается в области газоносности над ГНК, а другой – в зоне нефтеносности, на оптимальном расстоянии от ВНК. Через верхний ствол осуществляется закачка агента с целью создания экрана на уровне ГНК (рис.12.33). Затем через этот же ствол производится нагнетание воды для образования жидкостного барьера. Нижний ствол предназначается для добычи нефти, спустя некоторое время с момента формирования жидкостного барьера.

### Создание гелевого экрана

Математическое исследование с использованием профильного разреза пласта (на основе четырехфазной, двумерной математической модели) показало, что процесс создания гелевого экрана представляет собой самостоятельную проблему. В этом пришлось убедиться после первых неудачных попыток формирования гелевого экрана требуемой конфигурации применительно к условиям, близким к месторождениям Троли и Лянторское.

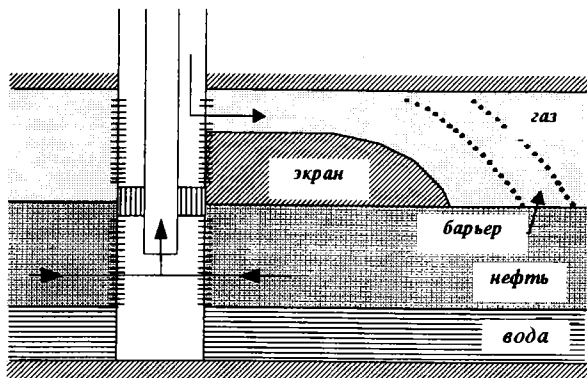


Рис. 12.31 Схема технологического решения в случае использования вертикальных скважин

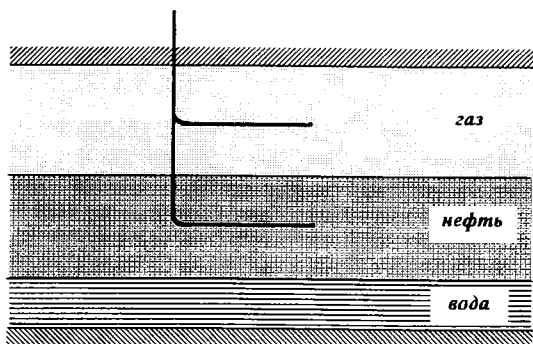


Рис.12. 32. Расположение нагнетательного и добывающего стволов в случае использования горизонтальных скважин

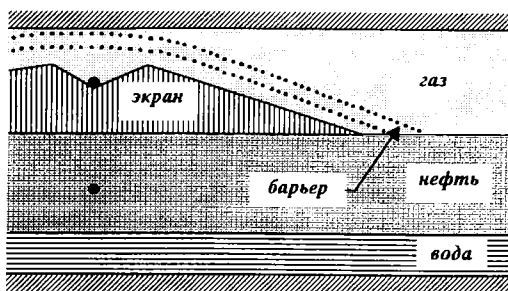


Рис.12.33 . Схема технологического решения в случае применения горизонтальных скважин

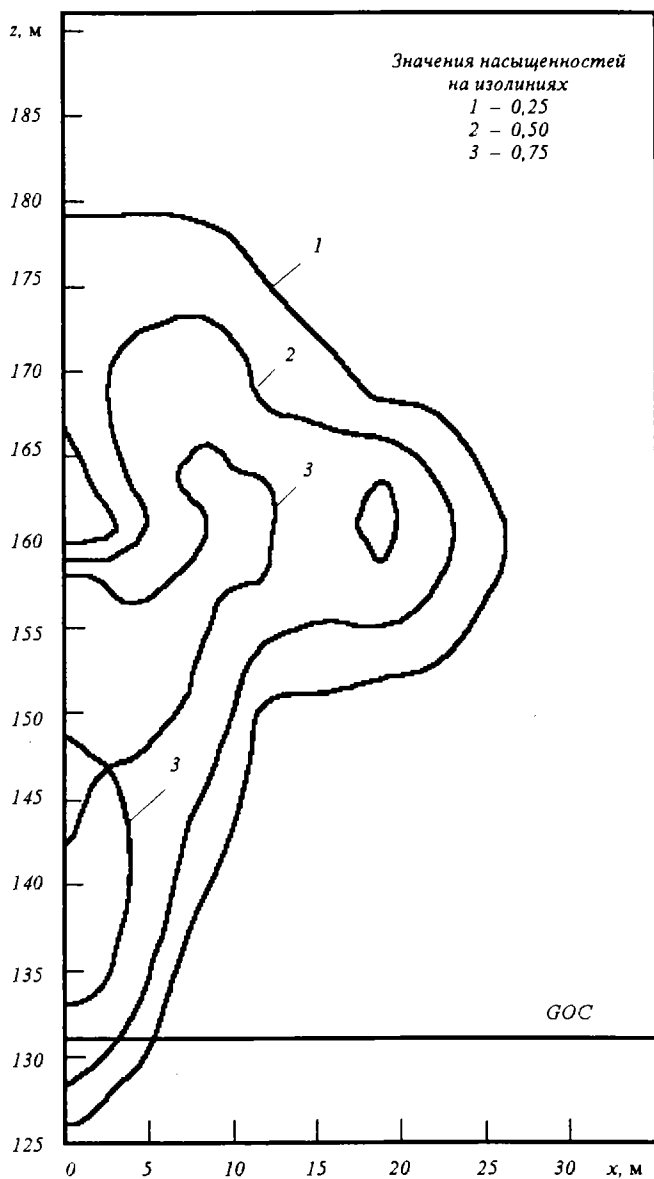


Рис. 12.34. Изолинии насыщенности порового пространства неподвижным гелем на момент  $T = 22$  сут, при темпе закачки гелевого раствора  $8 \text{ м}^3/\text{сут.м}$ , времени загеливания  $T_{\text{заг}} = 6$  сут

Моделирование процесса создания гелевого экрана осуществлялось только для случаев реализации системы горизонтальных скважин. При закачке гелевого раствора с определенным временем загеливания через верхний горизонтальный ствол происходило неконтролируемое "намерзание" гелевого экрана вблизи нагнетательного ствола. Гелевый экран нарастал во времени с весьма причудливой конфигурацией без какого-либо стремления расположиться на уровне ГНК. В качестве примера, на рис. 12.34 даются изолинии насыщенности порового пространства неподвижным гелем после 22 сут. с момента начала создания экрана.

Дальнейшие исследования показали, что необходимо регулирование процесса формирования гелевого экрана за счет различных технологических параметров. Оказалось, что целесообразно

- процесс закачки гелевого раствора разделить на отдельные этапы, непрерывно чередующиеся друг за другом,
- время загеливания для каждой закачиваемой порции ( в соответствующем этапе ) должно быть вполне определенным,
- темп закачки гелевого раствора должен подчиняться определенной динамике.

Неподвижный гелевый экран требуемой конфигурации и местоположения, например, для условий, близких к месторождению Тролл, удалось создать ( смоделировать ) при том, что продолжительность отдельных этапов закачки изменялась от 2,1 до 3,5 суток, время загеливания индивидуальных порций гелевого раствора составляло от 4,3 до 107 суток, темп закачки гелевого раствора возрастал от 300 до 3010 м<sup>3</sup> /сут . Соответствующий экран, изображенный на рис.12.35, был использован в последующих исследованиях применительно к TWOR и TWGP.

## Результаты исследований для месторождения Тролл

Всегда, когда упоминается какое-то месторождение, следует помнить, что речь идет о некоем приближении к рассматриваемому объекту. Другими словами, практически всегда исследуются модели фрагмента пласта, залежи или месторождения , которые близки по своим параметрам к поименному объекту.

Применительно к месторождению Тролл прежде всего была оценена возможность использования неподвижных гелевых экранов против прорывов газовых конусов. Вследствие этого выполнены газогидродинамические расчеты для вариантов с гелевым экраном и без него при разных расстояниях между забоями горизонтальных скважин. В обоих случаях эксплуатация скважин производилась в режиме критических безгазовых дебитов в каждый текущий момент времени. Сопоставление полученных результатов показало, что при

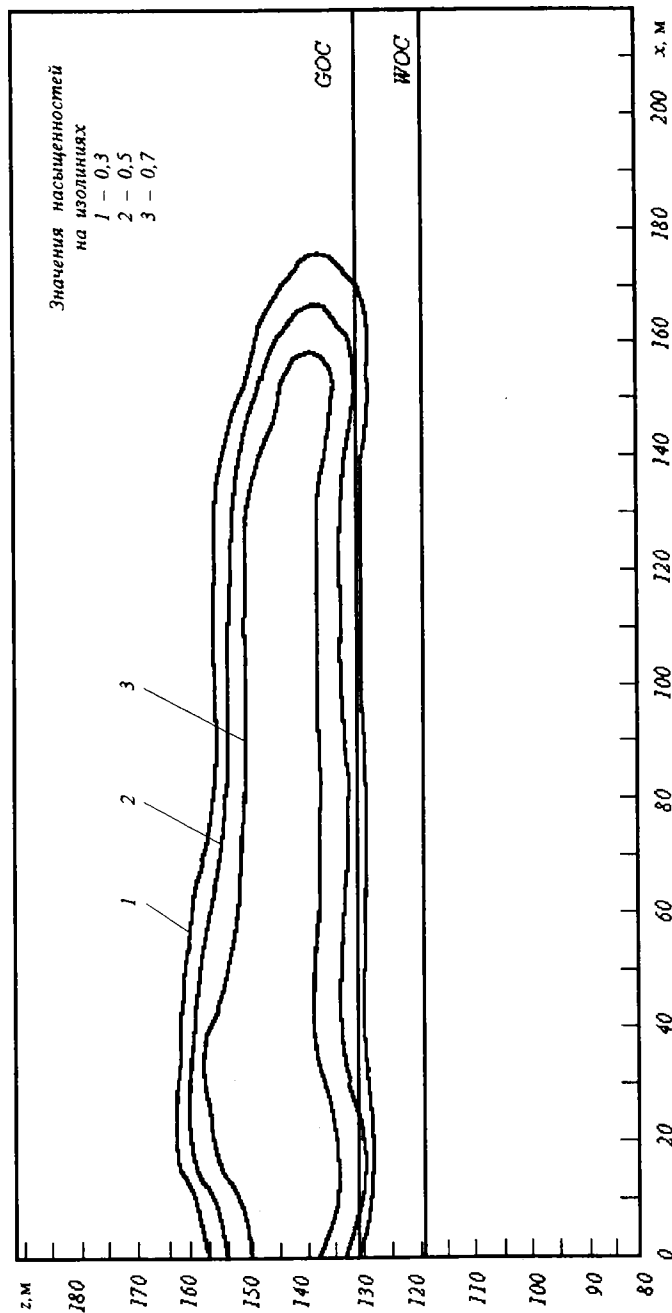


Рис. 12.35 Изолинии насыщенности порового пространства неподвижным гелем при создании экранов на залежи аналогичной TWGP

наличии неподвижного гелевого экрана показатели разработки получаются хуже, чем в случае отсутствия экрана. Время первого прорыва газа к скважине сокращается, конечная нефтеотдача на несколько пунктов оказывается ниже в случае создания и использования экрана. Это объясняется прорывом газа под гелевым экраном к забою добывающего горизонтального ствола скважины. При любой сколь угодно малой проницаемости тела гелевого экрана, имеют место значительные притоки газа и за счет вертикальных фильтрационных потоков.

Моделирование рассматриваемой технологии было осуществлено в разных вариантах. Получено, что имеет значение время включения в эксплуатацию нижнего горизонтального ствола, отсчитываемого с момента начала создания жидкостного барьера.

Поэтому были исследованы и такие варианты, когда значительное время нефть добывается при отсутствии экрана и барьера, а затем только они включаются в технологию добычи.

Все исследованные варианты показали негативные результаты. Это связано с высокими коллекторскими свойствами залежей TWOP и TWGP, а также низкой степенью анизотропии. Здесь проницаемость пласта вдоль латерали составляет в среднем  $6 \text{ мкм}^2$ , а отношение проницаемости в горизонтальном направлении к проницаемости вдоль вертикальной координаты равняется всего лишь 2. В результате закачиваемая вода за пределами экрана "проваливается" в нефтяную оторочку и отсекает значительные запасы нефти. В связи с этим позднее применительно к месторождению Тролл и ему подобных была найдена другая эффективная технология извлечения нефти из нефтяных оторочек [131].

## Результаты исследований для Лянторского месторождения

Вследствие неэффективности создания и использования неподвижных экранов на уровне ГНК, применительно к Лянторскому месторождению была рассмотрена целесообразность создания подвижных жидкостных экранов различной вязкости. С этой целью моделировалось создание жидкостных экранов путем закачки агентов с вязкостью, изменяющейся (от варианта к варианту) от 0,5 мПа·с до 20 мПа·с. Исследования показывают, что вязкость агента экрана имеет значение. Наибольшая нефтеотдача (8,2%) достигается, если закачиваемая для создания экрана жидкость имеет вязкость 10 мПа·с. Очевидно, что такая наибольшая нефтеотдача является, тем не менее, не приемлемой.

Исследования по применимости совместного использования неподвижного гелевого экрана и жидкостного барьера показывают

Таблица 12.3

Результаты расчетов для рассматриваемой технологии применительно к элементу пласта Липтовского месторождения  
(прогнозный период 30 лет)

Показатели	Номера вариантов									
	L007a	L007b	L071	L071a	L072	L072a	L073	L074	L074a	L075
Создание барьера до начала отбора нефти	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Расстояние добывающего ствола от ВНК, м	3	3	3	3	6	6	5	4	4	5
Темп закачки при формировании барьера, м <sup>3</sup> /сут	50	50	50	100	50	100	50	50	100	100
Начальный дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	50	50	100	100	50	100	50	100	100	100
Накопленная добыча нефти,	121	175	180	217	198	228	189	191	223	226
Нефтеотдача, %	16,8	24,3	25,0	30,2	27,5	31,7	26,3	26,5	31,0	31,7
Накопленная добыча воды, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>	204	322	440	803	313	844	299	422	797	794
Накопленная закачка воды, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>	548	602	602	1150	602	1150	602	602	1150	1150
Разница закачанного и добытого объемов воды, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>	344,0	280	162,0	347,0	289,0	306,0	303,0	180,0	353,0	356,0



привлекательность рассматриваемой технологии. Здесь наибольшая достигаемая за 30 лет нефтеотдача равняется 31,7% ( см. табл. 12.3). Технологическими параметрами, которые способствуют успеху, являются расстояние ствола горизонтальной скважины от ВНК, темп закачки жидкости при создании подвижного барьера, начальный темп отбора нефти и др. Одним из главных факторов эффективного применения рассматриваемой технологии является анизотропия пласта. В условиях отдельных зон Лянторского месторождения отношение проницаемости в горизонтальном направлении к ее значению в вертикальном направлении составляет около 100. Это в значительной мере предопределило полученные положительные результаты. В отличие от месторождения Тролль, в рассматриваемом случае имеет место меньшая толщина нефтяной оторочки (8 м), более вязкая нефть (3,57 мПа·с) и меньшая проницаемость вдоль латерали (0,285 мкм<sup>2</sup>).

### 13. НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В параграфе 6 гл.3 было показано, что применение горизонтальных скважин для добычи нефти из нефтяных оторочек открывает новые возможности. Так, оказывается, что рентабельной является добыча нефти при режимах критических безгазовых дебитов и достаточно высоких значениях КИН.

Если такой вывод в момент получения соответствующих результатов является оправданным, то в последующем необходимы новые исследования по улучшению достигнутых результатов. Для этого есть две важные причины. Первая заключается в том, что получаемые динамики дебитов нефти при критических безгазовых режимах эксплуатации являются весьма быстро убывающими во времени зависимостями. В таких случаях система обустройства промысла может эксплуатироваться неэффективно. Вторая иницирующая причина связана с постоянным, неистребимым желанием дальнейшего увеличения КИН. Продолжение исследований в направлении повышения эффективности разработки нефтегазовых залежей привело к следующей новой технологии добычи нефти [131, 282, 413].

#### Сущность новой технологии

Теория и практика разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений показывает, что их эксплуатация в режиме истощения пластовой энергии обычно характеризуется невысокими коэффициентами нефте- или конденсатоотдачи пласта. Поэтому, возникает желание дополнить рассмотренную в параграфе 6 гл.3 тех-

нологию добычи нефти методом поддержания пластового давления.

Перспективным показалось использование заводнения пласта в следующем варианте.

Предположим, имеем элемент симметрии пласта, подобный изображенному на рис.3.3. На левом и правом конце элемента находятся две горизонтальные скважины (точнее две половинки скважин). Пусть левая скважина эксплуатируется при режиме критических безгазовых дебитов нефти. Горизонтальную скважину на правом конце рассматриваемого элемента пласта превратим в нагнетательную скважину и будем закачивать в нее воду. Применительно к системам вертикальных скважин идея площадного заводнения пласта не нова. Она реализована, например, на Лянторском и Федоровском месторождениях. Однако эта система разработки не обеспечила высоких уровней нефтеотдачи практически во всех девятиточечных элементах, находящихся в различных геологических условиях. Как правило, при таком интенсивном воздействии закачиваемая вода смещает нефтяную оторочку в газонасыщенные коллектора, что вызывает ее расформирование. Добывающие скважины эксплуатируются при сверхкритических дебитах, а значит при высоких газовых факторах и высокой преждевременной обводненности продукции.

В отличие от указанного подхода, поддержание давления будем планировать при темпах закачки, согласующихся с принятым режимом эксплуатации левой добывающей скважины при безгазовых дебитах. Можно допустить, что при таком воздействии нефтяная оторочка будет находиться как бы в некотором напряженном состоянии. Это состояние должно приводить к определенному противодействию в формировании газового конуса. Если это так, то в левой добывающей скважине, по крайней мере, текущие критические безгазовые дебиты нефти должны снижаться во времени более медленными темпами по сравнению с режимом истощения пластового давления. В таком случае есть основания ожидать увеличения конечного КИН.

Таким образом, характерными особенностями предлагаемой новой технологии разработки нефтегазовых месторождений являются следующие моменты

- использование системы горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин,
- эксплуатация добывающих скважин при критических безгазовых дебитах нефти (жидкости),
- заводнение нефтяной оторочки при согласованных (с добывающими скважинами) темпах нагнетания воды.

Результаты математических экспериментов подтверждают плодотворность рассматриваемого подхода к разработке нефтегазовых месторождений. Оценим эффективность соответствующей технологии применительно к нефтегазовым залежам разного типа.

## Новый подход к разработке залежей типа TWOP

TWOP является хорошим объектом для апробации изложенной выше технологии разработки. Результаты газогидродинамических расчетов применительно к технологии разработки, принятой для реализации на TWOP, изложены ранее в параграфе 6 гл.3 и в табл. 3.2 для случая эксплуатации и левой, и правой половинок добывающих скважин с начальными дебитами, равными  $500 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Соответствующую технологию разработки будем рассматривать в качестве базовой (вариант 1) и использовать ее результаты для сопоставления с предлагаемой технологией.

В случае предлагаемой технологии левая добывающая скважина (ее половина) начинает эксплуатироваться с дебитом по нефти, равным  $500 \text{ м}^3/\text{сут.}$  В горизонтальную скважину на правом торце элемента разработки закачивается вода (также в ее половину) с расходом  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$  и этот дебит остается неизменным до конца разработки.

Здесь в качестве критериев окончания эксплуатации принимаются следующие

- обводнение продукции в 90%,
- дебит по нефти –  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$  (в расчете на целую добывающую скважину) в связи с условиями разработки месторождения шельфа,
- срок разработки 30 лет.

Применительно к TWOP предлагаемая технология разработки исследована в варианте 6. Сопоставление показателей разработки для вариантов 1 и 6 осуществляется на рис. 12.34 -12.37. Анализ результатов расчетов и сопоставления позволяют отметить следующие характерные моменты.

Выполненные исследования количественно подтверждают высокую эффективность предлагаемой технологии разработки. Так рис. 12.34 показывает, что создание напряженного состояния в нефтяной оторочке действительно приводит к росту текущих критических безгазовых дебитов нефти. Разработка элемента пласта TWOP согласно первому варианту заканчивается через 10,5 лет вследствие достижения нерентабельного дебита по нефти. В 6 варианте подобное ограничение вообще не срабатывает. Этим, в частности, объясняется принятие в качестве критерия окончания разработки TWOP обводненности не в 70%, а в 90%. Именно по данному критерию заканчивается разработка TWOP на 25 году. На этот момент КИН оказывается равным 58,9%, что значительно превышает КИН в 37,1% при режиме истощения пластовой энергии. Интересно отметить, что если даже принять в качестве предельной обводненности 70%, то и тогда величина КИН оказывается большей, чем при режиме истощения,

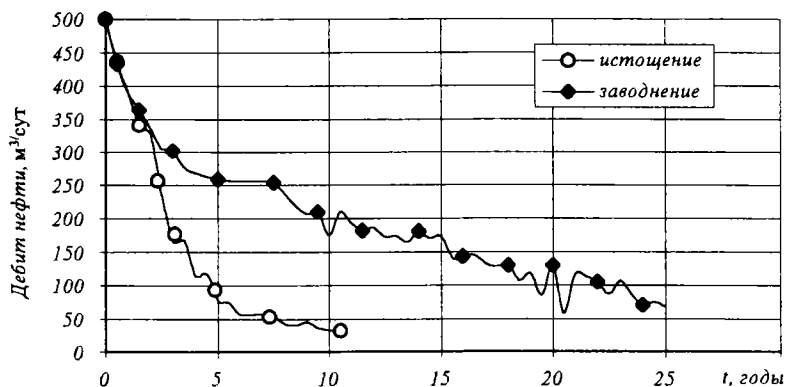


Рис. 12.34. Зависимости от времени дебита нефти при истощении и заводнении в вариантах 1 и 6 соответственно

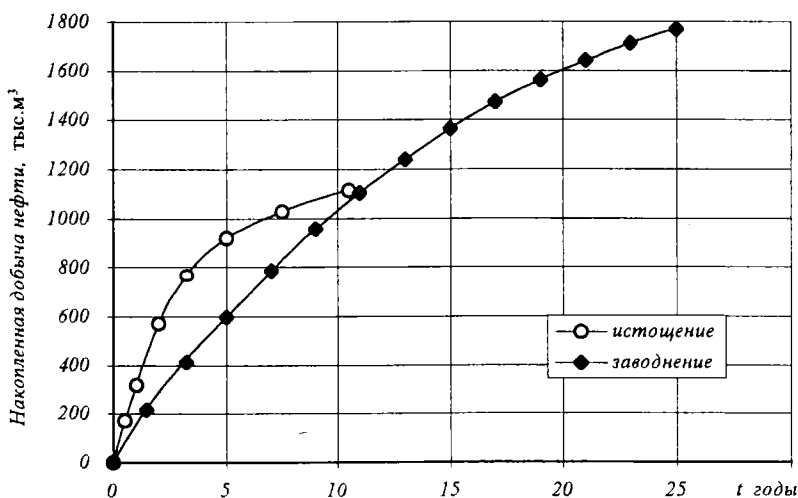


Рис. 12.35. Динамики накопленной добычи нефти при истощении и заводнении в вариантах 1 и 6 соответственно

ибо он равняется 46,4%.

Таким образом, воздействие на безгазовые дебиты положительно сказалось на увеличении КИН.

Рисунок 12.35 свидетельствует о том, что в первые годы разработки по накопленной добыче нефти вариант 6 проигрывает первому. Это объясняется тем, что при моделировании режима истощения

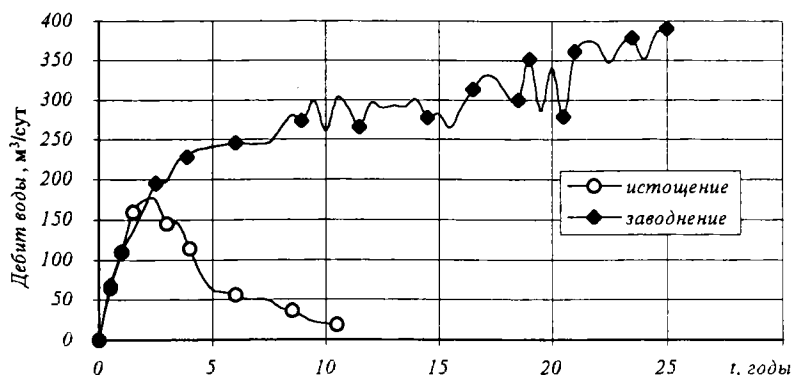


Рис. 12.36. Зависимости от времени дебита воды при истощении и заводнении в вариантах 1 и 6 соответственно

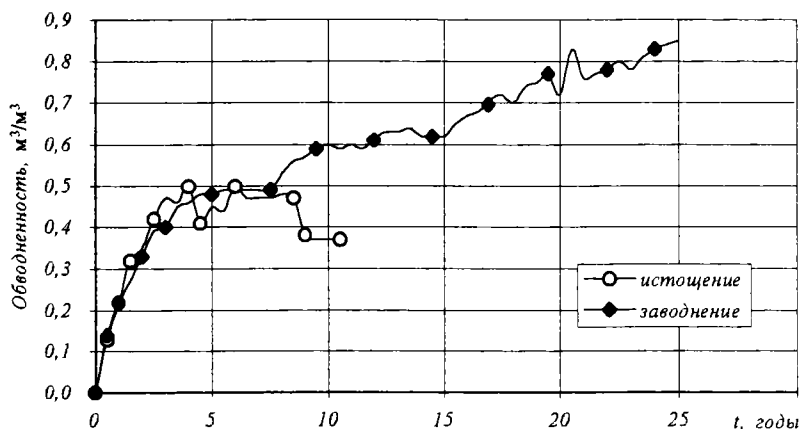


Рис. 12.37. Динамика обводненности добываемой продукции при истощении и заводнении в вариантах 1 и 6 соответственно

в качестве добывающих выступают две скважины. При заводнении же одна из скважин является добывающей, а другая – нагнетательной. В последующем даже одна добывающая скважина обеспечивает большую добычу, чем две скважины, так как ее критические безгазовые дебиты уменьшаются во времени медленнее, чем при режиме истощения пластовой энергии.

Заводнение пласта не может не сопровождаться повышенной обводненностью добываемой продукции. Это обстоятельство вполне объясняет зависимости, представленные на рис. 12.36 и 12.37. Отсюда следует, что рост КИН дастся ценой дополнительной добычи воды.

## **О целесообразности поддержания давления в TWOP путем закачки газа**

Некоторые специалисты Norsk Hydro считают, что для TWOP заслуживает внимания вариант поддержания давления путем закачки газа. Представляет интерес сопоставить показатели разработки TWOP в трех альтернативных вариантах – истощения пластовой энергии, заводнения пласта и газовой репрессии (вариант 3 – с одной добывающей и одной нагнетательной газовой скважиной).

Результаты прогнозных расчетов для варианта 3 показывают, что он заканчивается при достижении коэффициента нефтеизвлечения в 29,9% по причине снижения дебита добывающей скважины до нерентабельного уровня. Кроме снижения КИН в варианте газовой репрессии требуются повышенные затраты на компримирование газа.

Низкая эффективность варианта газовой репрессии связана с созданием некоторого, мало заметного избыточного давления в газовой шапке по сравнению с давлениями в нефтяной оторочке. Это способствует более интенсивному формированию газового конуса. В противоположность этому, в варианте заводнения возникает естественное повышение давления в нефтяной оторочке по отношению к газовой шапке. Данное напряженное состояние нефтяной оторочки препятствует ускоренному загазованию добывающей скважины. Очевидно, что сказанное не противоречит тому факту, что нефтегазовая залежь представляет собой единое газогидродинамическое целое, так как повышенное давление в зонах закачки не сразу, а постепенно “рассасывается” по другим зонам продуктивного пласта. Другими словами, вариант 3 косвенно подтверждает справедливость выбранного направления исследований на основе заводнения нефтяной оторочки.

### **Воздействие на оторочку TWGP**

Залежь TWGP представляет повышенный интерес для исследований, ибо толщина нефтяной оторочки здесь равна 12 м и трудности добычи нефти соответственно возрастают. По этой причине исследованы варианты 16 (истощение) и 17 (заводнение) при расстоянии между скважинами 1200 м и отмеченных ранее исходных данных. Начальный дебит эксплуатационной скважины равнялся 500 м<sup>3</sup> / сут [ 131 ].

Режим истощения (вариант 16) приводит к КИН, равному 25,7% через 7 лет разработки вследствие достижения нерентабельного дебита. Вариант заводнения позволяет достичь КИН, равный 45,9%,

что значимо превышает предыдущий показатель. Вариант 17 заканчивается на 19 году по причине нерентабельной добычи нефти.

## Разработка Залежи II

Рассмотренный объект разработки (TWGP) по толщине нефтяной оторочки (12 м) близок к ряду отечественных нефтегазовых месторождений. Однако его коллекторские свойства пока не типичны для наших месторождений. Поэтому в рассмотрение была включена Залежь II, которая отличается от TWGP тем, что коэффициенты проницаемости вдоль латерали и вертикали на один порядок меньше, чем в случае TWGP. Другие исходные данные остаются неизменными. Начальный дебит по нефти задается равным 50 м<sup>3</sup>/сут, а предельный рентабельный дебит – 5 м<sup>3</sup>/сут.

Исследование эффективности разработки Залежи II в режиме истощения и заводнения выполнено соответственно в вариантах 18 и 19 [131].

Анализ полученных результатов вновь отдает предпочтение предлагаемой технологии заводнения (вариант 19). Как и ранее, из-за резкого снижения безгазовых дебитов даже две добывающие скважины в режиме истощения не могут составить конкуренцию одной эксплуатационной скважине при реализации поддержания давления по предлагаемой идеологии.

В связи с ухудшенными коллекторскими свойствами Залежи II целесообразно исследовать результативность уплотнения сетки скважин. Поэтому исследованы варианты 20 (истощение) и 21 (заводнение) для случая, когда расстояние между скважинами равняется 600 м.

Результаты расчетов показывают, что уменьшение расстояния между скважинами положительно сказывается на КИН. При режиме истощения он достигает уже значения 29,9%, а при заводнении – 37,2%. При этом если разработка в режиме истощения прекращается на 23,5 году вследствие достижения нерентабельного дебита, то вариант заводнения может продолжаться и за пределами 30-летнего срока. Так, здесь дебит по нефти еще высок (12,8 м<sup>3</sup>/сут), а обводненность продукции в 74% тоже пока не лимитирует продолжение добычи нефти.

Таким образом, математические эксперименты подтверждают эффективность рассмотренной технологии разработки нефтегазовых залежей. В заключение отметим, что все приведенные значения КИН соответствуют случаю, когда расстояние между скважинами в рядах равняется нулю. При реальных сетках скважин значения КИН будут уменьшаться, в зависимости от степени отстояния скважин в ряду друг от друга [408].

## 14. СПОСОБ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ДИНАМИКУ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ

Найденный и проиллюстрированный в предыдущем параграфе метод воздействия на критические безгазовые дебиты оказался, с одной стороны, простым, а, с другой стороны, и весьма эффективным. При этом еще раз можно выразить удивление тому факту, что сравнительно небольшие воздействия со стороны нагнетательной скважины передаются на весьма значительные расстояния. Этому приходится не только удивляться, но и радоваться.

Вместе с тем, отмечалось уже, что предложенная технология рано или поздно превосходит технологию разработки, основанную на использовании только добывающих скважин и реализации режима истощения пластовой энергии. Режим истощения пластовой энергии оказывает конкуренцию предложенной технологии в первые годы разработки, благодаря большей динамичности накопленной добычи нефти. Коль скоро так, то напрашивается идея объединения достоинств этих двух конкурирующих технологий, что и было сделано в работах [284, 413].

Согласно идее этих работ, разработка нефтегазовой залежи начинается в режиме истощения пластовой энергии. Все скважины начинают эксплуатироваться в качестве добывающих при критических безгазовых дебитах нефти (жидкости). Следствием этого являются повышенные темпы добычи нефти из нефтяной оторочки и соответственно благоприятная динамика накопленной добычи нефти, присущие технологии с режимом истощения пластовой энергии.

Режим истощения характеризуется достаточно быстрым уменьшением во времени критических безгазовых дебитов, а значит заниженными значениями накопленной добычи нефти и конечной величины КИН. Поэтому на основе технико-экономических расчетов подбирается время переключения ряда скважин из добывающих нефть в нагнетающих воду. В результате с этого момента начинается воздействие на критические безгазовые дебиты, что, согласно предыдущему параграфу, дает основания надеяться на получение высоких значений КИН.

Проверка данной гипотезы осуществлена на элементе пласта нефтегазовой залежи подобной TWOP. Дополнительно к вариантам истощения и заводнения пласта с самого начала разработки были исследованы следующие варианты. Вариант *XIV* характеризуется тем, что разработка нефтегазовой залежи в режиме истощения пластовой энергии продолжается в течение 1 года, затем начинается воздействие на критические безгазовые дебиты. В вариантах *XV* и *XVI* отличие заключается в том, что указанные воздействия осуществляются соответственно спустя 3 и 5 лет с начала разработки.

Результаты расчетов и сопоставление вариантов приводятся на



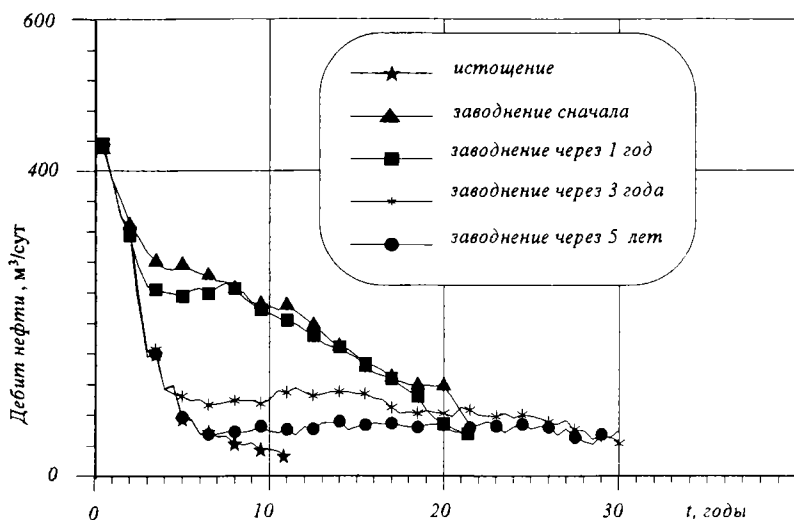


Рис. 12.38. Зависимости от времени критических безгазовых дебитов в исследованных вариантах

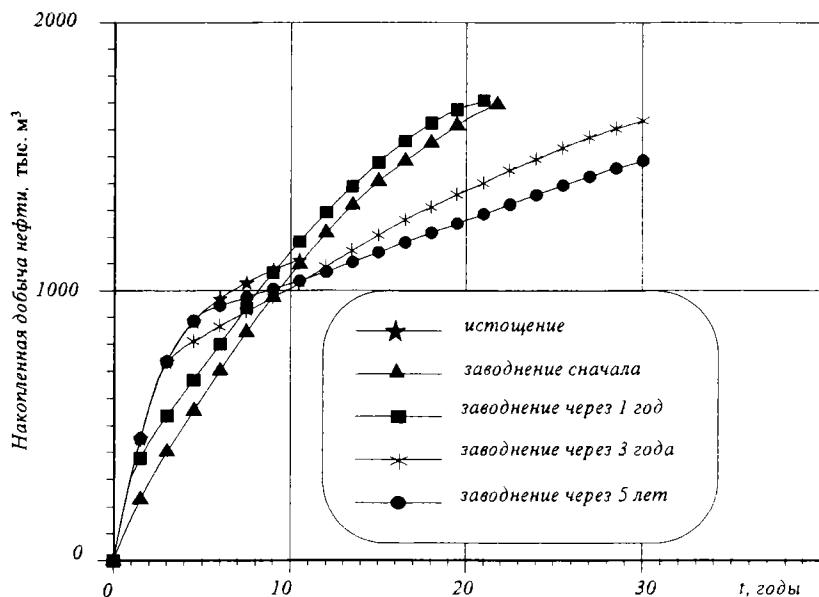


Рис.12.39. Сравнение динамик накопленной добычи нефти в исследованных вариантах.

рис. 12.38 и 12.39. На рис.12.38 сопоставляются динамики критических безгазовых дебитов нефти, а на рис.12.39 – зависимости от времени уровней накопленной добычи нефти.

Из представленных данных вытекает следующее. Во-первых, они подтверждают справедливость рассматриваемого подхода к разработке нефтегазовой залежи. Во-вторых, действительно, окончательный выбор наилучшего варианта разработки следует производить на основе технико-экономических расчетов. Так чрезмерное затягивание с началом процесса воздействия на критические безгазовые дебиты приводит к увеличению срока разработки и снижению КИН. Заводнение же пласта с самого начала характеризуется не очень благоприятной динамикой накопленной добычи нефти.

## 15. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ НАЛИЧИИ КОСОЙ СЛОИСТОСТИ

Во второй главе было показано, что реальное слоистое строение продуктивных пластов оказывает значительное негативное воздействие на эффективность разработки нефтегазовых залежей. При этом здесь оказывается значимым малый параметр – угол залегания пропластков к горизонтальной поверхности.

Выявление такой причины негативности позволяет найти соответствующее противоядие. Оно заключается в том, что уже предложено немало различных подходов к освоению нефтегазовых залежей с косой слоистостью продуктивных пропластков [285, 286, 287, 288]. В данном параграфе изложим одну из таких технологий.

Рассмотрим профильный разрез и вид в плане выделенного фрагмента нефтяной оторочки при наличии косой слоистости продуктивного коллектора ( см. рис.12.40 ). В профильный разрез попали три скважины, две из них – нагнетательные и одна ( центральная ) – эксплуатационная. Все эти скважины не оказывают влияния друг на друга, так как их разделяют слабо проницаемые пропластки, залегающие под углом  $\alpha$  к горизонту. Здесь принимается наиболее неблагоприятный случай отсутствия взаимодействия между скважинами, находящимися в одном профильном разрезе. Задача заключается в организации эффективной добычи нефти из части нефтяной оторочки, выделенной вертикальной штриховкой.

Согласно рассматриваемой технологии, процесс вытеснения нефти водой (и соответствующие фильтрационные процессы) реализуются в направлении перпендикулярном к профильному разрезу пласта. Для этого в выделенном объеме нефтяной оторочки бурится цепочка последовательно чередующихся эксплуатационных и нагнетательных скважин. На виде в плане стрелки указывают направление основных фильтрационных потоков. На рисунке приводится система разработки на основе вертикальных эксплуатационных и нагнета

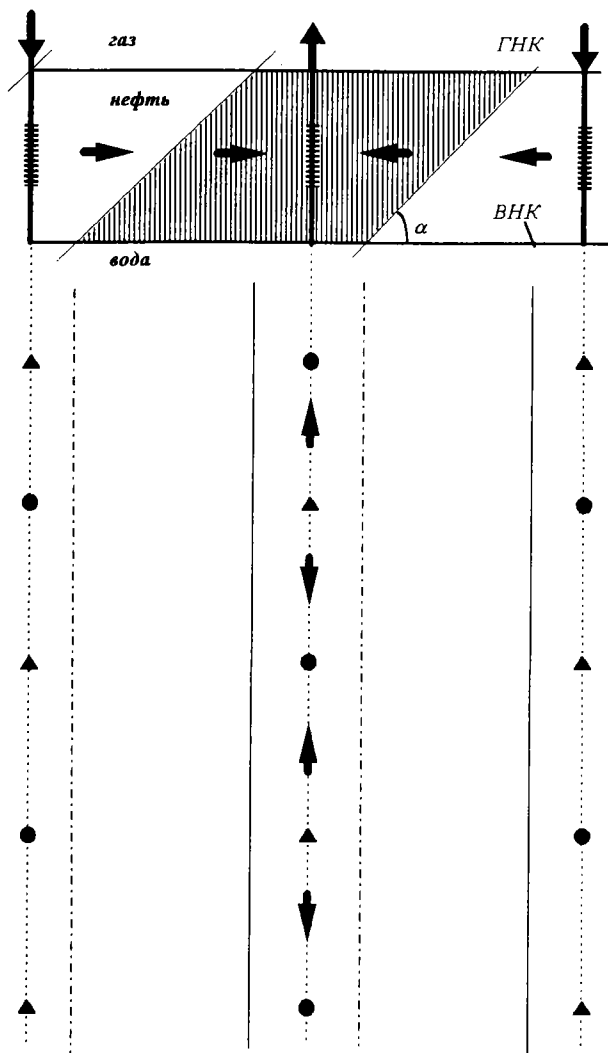


Рис. 12.40. Схема размещения эксплуатационных (●) и нагнетательных (▲) скважин при добыче нефти из оторочки в условиях косої слоистости коллектора.

тельных скважин. Высказываемые соображения в полной мере справедливы и для случая использования горизонтальных скважин или комбинации их с вертикальными скважинами.

На виде в плане сплошные линии отражают следы пересечения глинистыми пропластками поверхности ГНК. Штрих - пунктирные

линии – это следы пересечения ВНК слабо проницаемыми (глинистыми) пропластками.

Аналогичные рассуждения приводят к формированию других цепочек скважин, предназначенных к разработке соседних объемов нефтяной оторочки.

Значимость косой слоистости при разработке нефтяной оторочки проявляется даже в том, что рассуждения о принятой сетке скважин должны оговариваться соответствующими пояснениями.

В самом деле, рассмотрение вида в плане может привести к выводу, что выделенный элемент нефтегазовой залежи разрабатывается с реализацией пятиточечной схемы площадного заводнения. Из предыдущего изложения видно, что ничего подобного в природе нет. Поэтому анализ разработки такой системы воздействия на пласт может привести к неправильным выводам и негативным результатам.

Это не выдуманная ситуация. Если не принять во внимание факт косой слоистости и запроектировать указанную систему разработки, то и придется столкнуться с отмеченными негативными последствиями.

Для подтверждения реальности рассматриваемой технологии разработки выполнены прогнозные газогидродинамические расчеты.

Профильный разрез выделенного элемента представлен на рис.12.41. Здесь же приводится сеточная область в плоскости  $XOZ$ , использованная в расчетах.

Для проведения расчетов на трехмерной модели пласта выбрана аппроксимация области моделирования с числом узлов  $18 \times 12 \times 15$  вдоль осей  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$  соответственно, т.е. общее число узлов сеточной области составило 3240. Тип сетки выбран как неравномерная сетка с распределенными узлами. Размеры шагов вдоль оси  $X$  были заданы равными 454, 300, 150, 100, 50, 20, 10, 3, 1, 3, 10, 20, 50, 100, 150, 300, 454 м; вдоль оси  $Y$  – 1, 5, 10, 20, 50, 100, 139, 100, 50, 20, 5 м; вдоль оси  $Z$  – 10, 6, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 8, 10 м. Угол наклона продуктивного коллектора составляет  $2^\circ$ . При аппроксимации границы залежи (поскольку часть объема сеточных блоков находится вне пределов продуктивного коллектора) вводилась поправка на объем блоков, находящихся на границе залежи (у верхней и нижней границ пласта). Эта поправка составляла долю площади, отсекаемой наклонными границами пласта к общей площади блока на изображенном профильном разрезе пласта. Таким образом, длина элемента пласта вдоль оси  $X$  составила 2175 м, вдоль оси  $Y$  – 500 м, вдоль оси  $Z$  – 54 м. Толщина нефтяной оторочки равняется 12 м.

Элемент пласта, ограниченный слева и справа непроницаемыми глинистыми пропластками, принимался однородно-анизотропным по коллекторским свойствам с коэффициентом пористости равным 0,33; коэффициент проницаемости вдоль латерали составляет 1,3

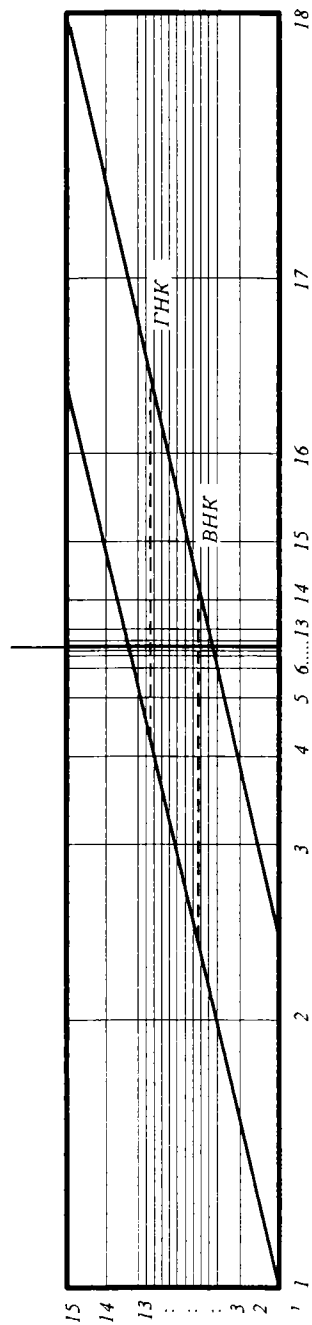


Рис. 12.41. Профильный разрез элемента нефтегазовой залежи с кривой слоистостью продуктивного коллектора и схема использованной сеточной области.

мкм<sup>2</sup>, анизотропия пласта равна  $k_x / k_z = 2$ .

Начальное пластовое давление на отметке ГНК составляет 25,0 МПа, пластовая температура  $T_{пл} = 67^\circ\text{C}$ . Основные физические свойства флюидов и пласта задавались в виде полиномиальных зависимостей [111].

Элемент пласта подвергается воздействию двух скважин: эксплуатационной и нагнетательной. Эксплуатационная скважина вскрывает два узла сеточной области по вертикали на 3 м выше уровня ВНК, а нагнетательная скважина вскрывает шесть узлов по вертикали, т.е. всю толщину нефтяной оторочки. Добывающая скважина эксплуатируется в режиме критического безгазового дебита, в нагнетательную скважину осуществляется закачка воды в объеме, равном объему добываемых флюидов при среднепластовом давлении.

Критериями окончания расчетов приняты: продолжительность прогнозного периода разработки в 30 лет, предельная обводненность продукции – 95% или нерентабельный дебит по нефти – 5 м<sup>3</sup>/сут (или 2,5 м<sup>3</sup>/сут в расчете на 0,5 скважины).

Результаты расчетов показывают, что они заканчиваются по причине достижения ограничения по времени. Рассматриваемая технология разработки в сочетании с режимом критических безгазовых дебитов обеспечивает КИН равный 12,3% при незначительной обводненности продукции. Дебит по нефти из расчета на 0,5 скважины (в силу симметрии) на конец первого полугодия равнялся 11,1 м<sup>3</sup>/сут, а на 30 год разработки снизился лишь до 7,9 м<sup>3</sup>/сут. Соответствующая динамика скважины по нефти будет обгравываться в следующем параграфе.

Полученные показатели разработки являются первоначальными на пути поиска наилучшего варианта разработки. Отсюда следует, что удельные запасы нефти, приходящиеся на рассматриваемую пару скважин, являются великоватыми. В результате к 30 году мал накопленный объем добытой нефти, что и отразилось в низкой величине дебита и соответственно – текущего (а не конечного) КИН. Сгущение сетки скважин (в профильном разрезе), использование горизонтальных скважин – направления дальнейшего поиска. Однако это уже выходит за пределы данного изложения.

## 16. РЕЖИМ ЗАДАННОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА – ВМЕСТО КРИТИЧЕСКИХ БЕЗГАЗОВЫХ ДЕБИТОВ

В настоящей книге немало места было уделено перспективному направлению в теории и практике разработки нефтегазовых месторождений – эксплуатации скважин при критических безгазовых дебитах нефти (жидкости). В случае применения горизонтальных скважин такой режим обеспечивает высокую нефтеотдачу. Предложенный способ воздействия на динамику критических безгазовых де-

битов окончательно усиливает позиции данного режима эксплуатации скважин.

Все хорошо и безоблачно? Похоже, что так, ибо проблемы газозавоза продукции скважин и газовых факелов сняты, имеется возможность достигать высокие значения КИН.

Однако исследователь не может стоять на месте. Поиск новых путей становится реальным как только отыскиваются какие-то недостатки в традиционном подходе или технологии. Естественно, что такие недостатки часто не лежат на поверхности и они обнаруживаются со временем, по мере внимательного изучения различных причинно-следственных связей, реальных показателей эксплуатации, анализа и сопоставления фактов, размышлений.

Приводимые ниже недостатки режима критических безгазовых дебитов как раз и относятся к разряду не очевидных.

Во-первых, этот режим обеспечивает получение газового фактора, не превосходящего по величине начального газового фактора растворенного в нефти газа, ибо это и есть исходная посылка данного режима. Однако такого количества газа может, в некоторых случаях, оказаться не достаточным для эффективного естественного газ-лифта. Такой недостаток особо проявляется при эксплуатации наклонных скважин.

Во-вторых, режим критических безгазовых дебитов жестко ограничивает сверху добывные возможности скважины, не позволяет осуществлять форсирование дебитов и отбора нефти из месторождения в целом. Последнее достигается только ценой бурения дополнительного числа скважин.

В-третьих, при математическом моделировании пришлось столкнуться с тем, что значительны затраты машинного времени на реализацию рассматриваемого режима. Это происходит в силу малости временных шагов, при которых удается получить искомые результаты.

Следовательно, режим критического безгазового дебита мешает нам “красиво” жить – откажемся от него. Поиск выхода из положения привел к режиму заданного газового фактора [111, 283]. Этот режим предполагает, что задаваемая величина газового фактора устанавливается, исходя из

- условия обеспечения нормальной эксплуатации скважин при естественном газ-лифте;
- требуемой интенсификации добычи нефти как из отдельных скважин, так и месторождения в целом.

Оказалось, что предпринятый экстремистский замах положительно решает все три указанные трудности режима критических безгазовых дебитов. Следует только оговорить одно важное обстоятельство. Чрезмерная интенсификация добычи нефти неизбежно, как уже показано в третьей главе, приводит к снижению конечного

КИН. Поэтому увеличение заданной величины газового фактора, до определенного предела, будет способствовать росту экономической эффективности разработки нефтегазовой залежи.

Проиллюстрируем сказанное на примере элемента разработки предыдущего параграфа.

Результаты расчетов предыдущего параграфа соответствуют случаю, когда величина текущего газового фактора не превышает значения начального газового фактора ( $\text{ГНФ} = 69 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) на  $+10\%$ , так как реализуется режим эксплуатации без прорыва газа газовой шапки.

Дополнительно к этому были рассчитаны варианты, когда  $\text{ГНФ}$  равняется  $75 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и  $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Результаты расчетов представлены на рис. 12,42-12,45.

На рис.12.42 дается сопоставление дебитов нефти во времени при реализации режима критического безгазового дебита и режима заданного  $\text{ГНФ}$ . Поскольку здесь заданный  $\text{ГНФ}$  ( $75 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) близок к начальному ( $69 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ), то рассматриваемые зависимости имеют идентичную тенденцию и количественные соотношения. При этом режим заданного  $\text{ГНФ}$  обеспечивает получение плавной зависимости дебита нефти от времени. Пилообразное решение при режиме критических безгазовых дебитов указывает на сложности численного решения, требующего мелких временных шагов и значительных затрат времени на ЭВМ.

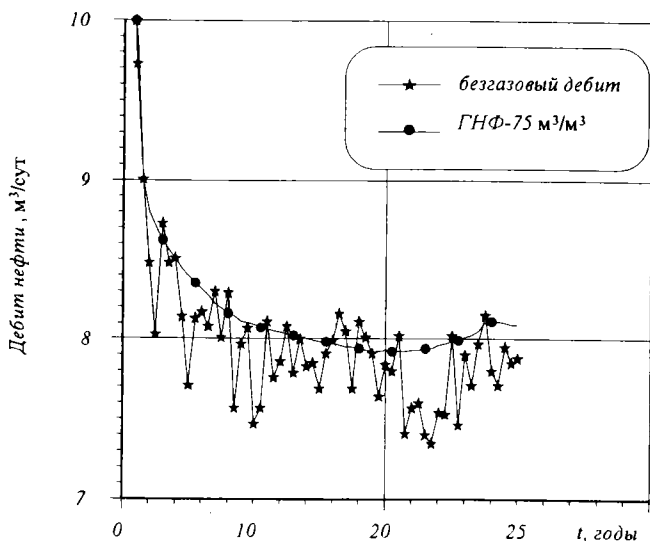


Рис.12.42. Динамики критического безгазового дебита нефти и дебита нефти при эксплуатации скважины с заданным газовым фактором.



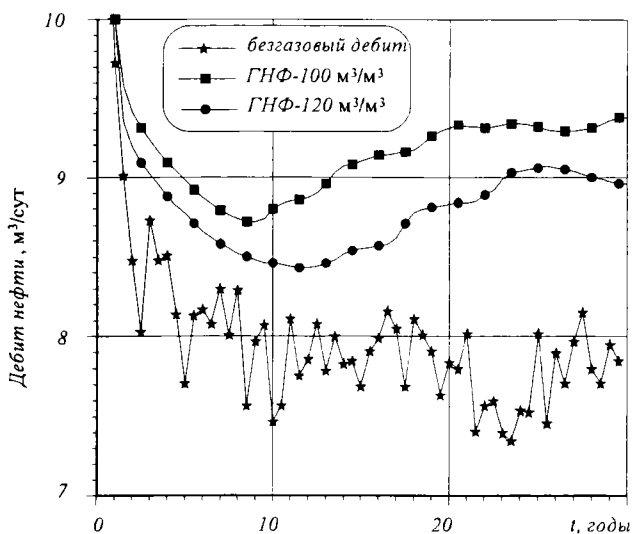


Рис.12.43. Сопоставление динамик критического безгазового дебита нефти и дебитов нефти при разных заданных газовых факторах.

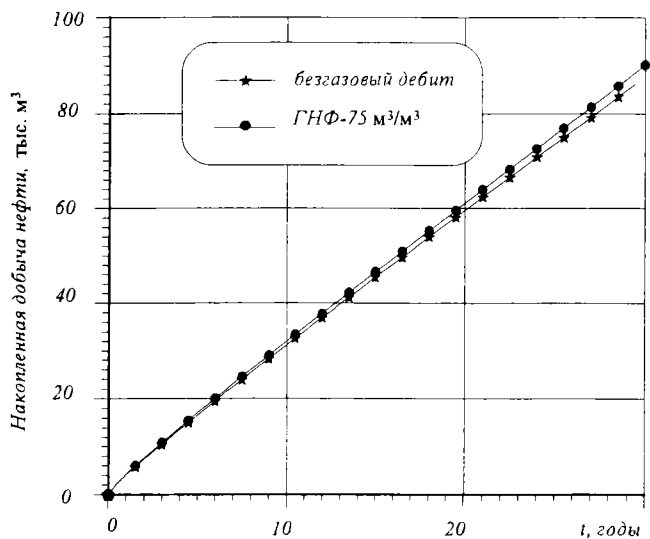


Рис. 12.44. Динамики накопленной добычи нефти при разных подходах к заданию технологических режимов эксплуатации скважин.

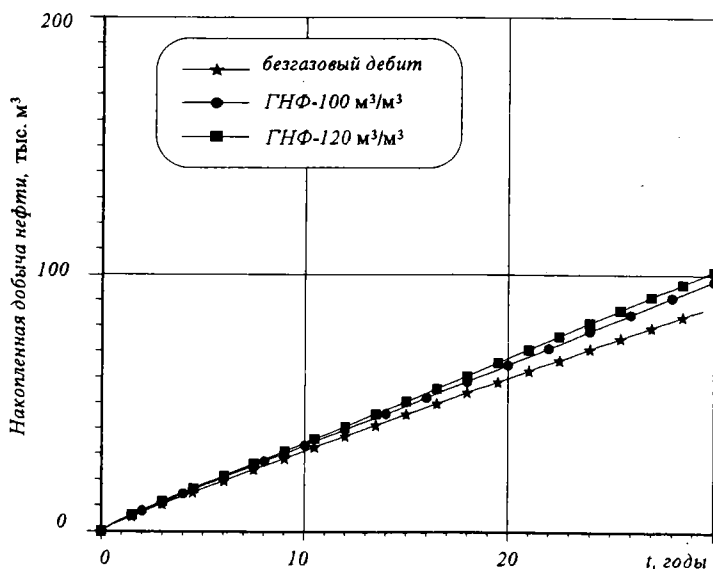


Рис. 12.45. Сопоставление динамик накопленной добычи нефти при разных технологических режимах эксплуатации скважин.

Повышенные ГНФ, естественно, приводят к получению более высоких дебитов нефти, о чем говорит сопоставление исследуемых вариантов на рис. 12.43. Зависимости, представленные на рис. 12.42 и 12.43, вполне объясняют поведение зависимостей на рис. 12.44 и 12.45, где приводятся динамики накопленных объемов добытой нефти. Следует отметить, что в рассматриваемых вариантах интенсификация процесса разработки имеет место как в результате увеличения заданной величины ГНФ, так и соответственно темпа закачки воды в нагнетательную скважину.

Важность режима заданного газового фактора состоит еще в следующем обстоятельстве. Повышенные отборы газа из газовой шапки являются повышенными отборами газоконденсатной системы, т.е. газа и конденсата. В некоторых технологиях разработки нефтегазоконденсатных залежей одновременно с добычей нефти осуществляют отбор газа и конденсата из газоконденсатной шапки. Для этих целей бурится определенное количество добывающих скважин. Предлагаемый режим заданного ГНФ позволяет полностью или частично избежать бурения эксплуатационных скважин на газоконденсатную шапку.

## 17. РАЗРАБОТКА ВОДОПЛАВАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ С МАЛЫМ ЭТАЖОМ ГАЗОНОСНОСТИ НА ОСНОВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

### Вводные замечания

Основные объемы добычи газа по стране в настоящее время приходится на сеноманские залежи Уренгойского, Ямбургского и Медвежьего месторождений. К отложениям сеномана относятся также основные запасы вводимого в разработку Заполярного и других, меньших по размерам месторождений Западной Сибири.

Характерной особенностью сеноманских залежей газа является то, что все они водоплавающие. Среди этих залежей немало таких, где наибольший этаж газоносности составляет 10-30 м. Периферийные части месторождений-гигантов также относятся к аналогичной категории "тонких" залежей газа. Очевидны трудности извлечения газа из таких залежей. Кроме того, со временем и месторождения-гиганты переходят в разряд залежей с малыми этажами газоносности вследствие поступления в них подошвенной воды, ибо при снижающихся темпах отбора газа степень проявления водонапорного режима будет возрастать [137].

Проектные документы по разрабатываемым газовым месторождениям Западной Сибири составлялись в семидесятых годах, когда еще не была развита теория "трехмерного" водонапорного режима. Поэтому конечные стадии разработки этих месторождений в условиях прогрессирующего поступления подошвенной воды в то время не были изучены. Кроме того, соответствующие проектные документы были составлены на единственный возможный в те годы тип скважин – вертикальный, что внесет немало осложнений в последующие годы разработки.

Таким образом, проблема разработки залежей газа с малыми этажами газоносности актуальна уже сегодня и степень ее важности будет не снижаться, а возрастать со временем. Естественно, что эта проблема характерна не только для газовых месторождений Западной Сибири.

### Постановка задачи

Достигнутый прогресс в области горизонтального бурения заставляет перспективы освоения водоплавающих залежей с малыми этажами газоносности связать целиком с использованием горизонтальных скважин. Они позволяют

- при одних и тех же дебитах газа получать кратное сокращение депрессии на пласт, что увеличивает период безводной эксплуатации;

- расположить горизонтальный ствол скважины вблизи кровли пласта, в результате чего максимальным становится расстояние интервала отбора газа до начального и текущего ГВК и минимальным – конечный газонасыщенный объем залежи.

Предположим, что тонкая водоплавающая залежь разрабатывается системой горизонтальных скважин. Обычно в пласте можно выделить удельные объемы дренирования. Поэтому допустимо исследование интересующей нас проблемы осуществлять на примере удельного объема, дренируемого одной горизонтальной скважиной.

Профильный разрез половины рассматриваемого удельного объема дренирования и его сеточная аппроксимация изображены на рис.12.46 Нетрудно видеть, что исследуемая задача является трехмерной. Поэтому решение соответствующих фильтрационных задач осуществлялось на основе 3D двухфазной (газ-вода) математической модели.

Принципиальным моментом является задание условия на добывающей скважине. Здесь традиционный подход заключается в рассмотрении технологического режима эксплуатации скважины при критическом безводном дебите газа.

Впервые идею о критическом безводном дебите в теорию разработки ввели М.Маскет и Р.Виков применительно к водоплавающей залежи нефти [389]. Затем подобный режим был развит для водоплавающих залежей газа [193,296]. Позднее теория стационарного конусообразования была предложена и для горизонтальных скважин [296, 344, 346, 375, 406].

Поэтому исследование степени эффективности разработки тонких водоплавающих газовых залежей горизонтальными скважинами авторами [152] осуществлялось, исходя из идеи их эксплуатации при критических безводных дебитах газа. Толщина газонасыщенного объема водоплавающей залежи уменьшается с течением времени. Поэтому рассматриваемая горизонтальная скважина моделировалась как эксплуатирующаяся при переменных во времени критических безводных дебитах газа.

Прогнозные расчеты выполнялись до достижения нерентабельного дебита газа. Величина его для разных районов различна и зависит от многих факторов, включая налоговую политику. С целью расширения диапазона выводов за нерентабельный дебит был принят дебит в 4 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

### **О целесообразности эксплуатации скважин при заданном газоводяном факторе**

Анализ сущности технологического режима эксплуатации скважин при критических безводных дебитах и результаты приводимых

расчетов указывают на наличие у него определенных недостатков. Так оказывается, что при реализации такого режима

- имеет место нежелательное ограничение сверху на добывные возможности скважины;
- происходит довольно быстрое снижение во времени дебита скважины по газу.

В связи с этим был предложен новый технологический режим эксплуатации газовых скважин, дренирующих водоплавающую залежь, – режим заданного газоводяного фактора [152, 275].

Истоки этой идеи идут от обоснованной и внедренной ранее на Оренбургском, Битковском и других месторождениях технологии активного воздействия на водонапорный режим (см. параграф 2 данной главы). Лабораторные, теоретические и промысловые исследования показали возможность извлечения микро- и макрозаплавленных объемов газа в результате эксплуатации обводняющихся и обводненных скважин.

Режим заданного газоводяного фактора (ГВФ) предполагает искусственное допущение определенного контролируемого обводнения добываемой продукции. Это означает, что допускается эксплуатация скважин при депрессиях, превосходящих критические безводные депрессии на пласт. В результате увеличиваются текущие дебиты скважины по газу. При этом, как и в случае контурной воды, отбор подогретой воды, судя по всему, должен приводить к росту конечной газоотдачи пласта.

Рост дебитов скважин, при прочих равных условиях, приводит к сокращению потребного числа эксплуатационных скважин на разработку месторождения.

Нетрудно видеть, что новый режим эксплуатации скважин может приводить к разным результатам в зависимости от величины задаваемого ГВФ.

Имеются минимально два ограничения, которые следует принимать во внимание при обосновании оптимальной величины ГВФ.

Во-первых, заданная величина ГВФ должна обеспечивать условия извлечения на поверхность добываемой продукции в режиме естественного газ-лифта. Во-вторых, от степени контролируемого обводнения скважин зависят объемы попутно добываемой воды, капитальные и эксплуатационные расходы на ее утилизацию.

## Исходные данные для математических экспериментов

Базовый элемент разработки характеризуется площадными размерами  $W \times D = 3500 \times 1500$  м. Это означает, что расстояние между горизонтальными скважинами составляет 1500 м. Длина горизонталь-

ного ствола задана равной 500 м.

Рассматриваются три варианта по газонасыщенным толщинам в своде залежи – 10, 20 и 30 м. Во всех вариантах элемент разработки (см. рис. 12.46) аппроксимирован  $11 \times 14 \times 9$  ячейками соответственно вдоль осей  $Oz$ ,  $Ox$  и  $Oy$ .

Начальное пластовое давление – 12 МПа. Коэффициенты пористости и газонасыщенности равняются 0.235 и 85%. Коэффициенты проницаемости вдоль и поперек напластования составляют 0,2 и 0,02 мкм<sup>2</sup> соответственно. Физические свойства газа, воды и пористой среды аналогичны условиям сеноманских залежей газа. Водоносный бассейн принимается бесконечным по протяженности ( $c \rightarrow \infty$ ).

Все варианты и подварианты для фиксированных значений этажа газоносности начинали моделировать с одной и той же депрессии на пласт. Затем, по мере подъема ГВК и конуса подошвенной воды, скважина переключалась либо на режим критического безводного дебита, или на режим заданного ГВФ.

В случае залежи с этажом газоносности в 10 м ( $H=10$  м) скважина начинала эксплуатироваться при депрессии на пласт 0,05 МПа, при  $H=20$  м – при депрессии 0,1 МПа, и в случае, когда  $H=30$  м – при депрессии на пласт 0,15 МПа. Для простоты анализа диаметр НКТ принят неизменным во времени и равным 5 дюймам. Расчеты устьевое давления для двухфазного потока производились согласно рекомендациям работы [69].

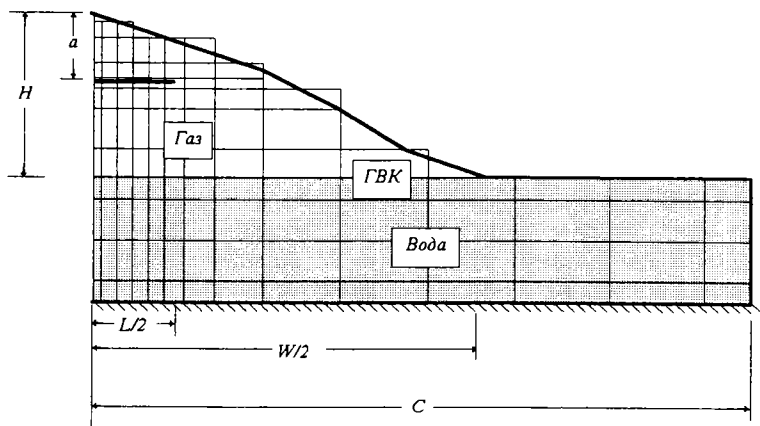


Рис. 12.46. Профильный разрез и сеточная аппроксимация половины удельной области дренирования

В качестве искоемых показателей разработки наиболее важными были признаны зависимости от времени дебитов скважины по газу и

воде, устьевого давления, а также динамики накопленной добычи газа, воды и газоотдачи пласта.

## Результаты. Анализ. Сопоставления

За неимением места, согласно результатам расчетов, отметим только важность корректного моделирования в случае рассмотрения перспектив разработки тонких водоплавающих залежей газа. Здесь необходимы достоверные значения остаточной водонасыщенности, зависимости от коэффициента водонасыщенности величины капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей.

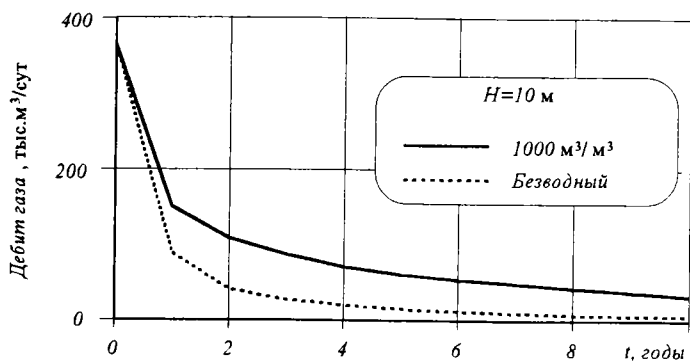


Рис. 12.47. Динамики дебитов газа при безводной добыче и с газовым фактором  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$

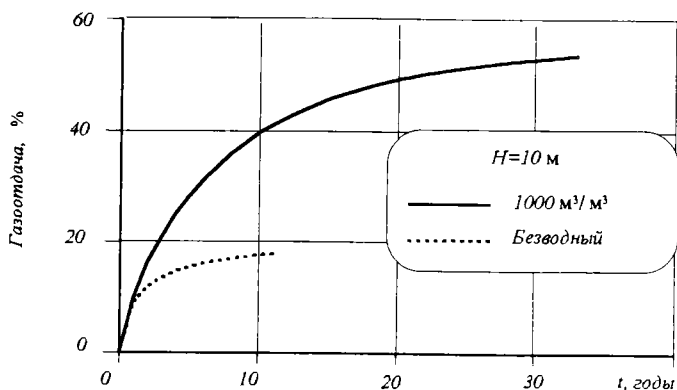


Рис. 12.48. Динамики газоотдачи для безводного дебита и с газовым фактором  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Естественно, что численный алгоритм должен, при заданных исходных данных, обеспечивать получение достоверных результатов. Так в одном из вариантов (для  $H=10$  м) при учете капиллярного давления конечная газоотдача достигает лишь 53,6%, в то же время как при пренебрежении им газоотдача доходит до 67%.

Теперь в качестве примера рассмотрим некоторые результаты расчетов для случая, когда  $H=10$  м. На рис. 12.47 и 12.48 дается сопоставление динамик дебитов по газу и текущей газоотдаче для вариантов 4 и 5. В варианте 4 скважина эксплуатируется при заданном ГВФ равном  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , а в варианте 5 – при критических безводных

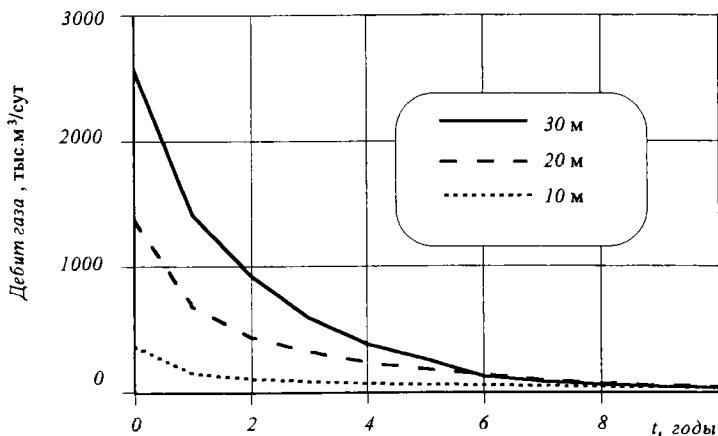


Рис.12.49. Динамики дебитов газа с газовым фактором  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  при разных толщинах

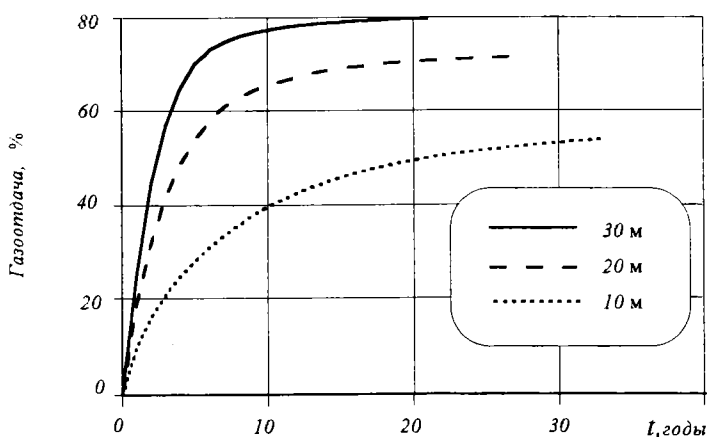


Рис.12.50. Динамика газоотдачи с газовым фактором  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  при разных толщинах



дебитах. Отсюда вытекает вывод о значительном преимуществе эксплуатации скважин при режимах заданного ГВФ. Это приводит к заметной интенсификации добычи газа и почти к трехкратному росту конечного коэффициента газоотдачи.

С ростом этажа газоносности показатели разработки значительно улучшаются. Об этом говорят, например, результаты, представленные на рис. 12.49 и 12.50 для разных величин этажа газоносности.

При этом здесь скважина эксплуатируется при заданном ГВФ. Результаты расчетов при критических безводных дебитах газа уступают результатам, получаемым при режиме заданного ГВФ, хотя степень отличия показателей разработки с увеличением этажа газоносности уменьшается.

### Закономерности изменения устьевых давлений

В обычной практике наблюдается непрерывное уменьшение устьевого давления по скважинам. В случае тонких водоплавающих залежей газа и режима заданного ГВФ зависимости от времени устьевых давлений (при неизменном диаметре НКТ) могут быть довольно причудливыми (см. рис. 12.51).

Так в случае, когда  $H=10$  м, устьевое давление снижается, а затем имеет некоторую тенденцию к росту вследствие снижения дебита скважины по газу и возрастания влияния водонапорного режима на среднее пластовое давление. При  $H=20$  и  $30$  м устьевые давления вначале возрастают, затем снижаются и потом вновь увеличиваются.

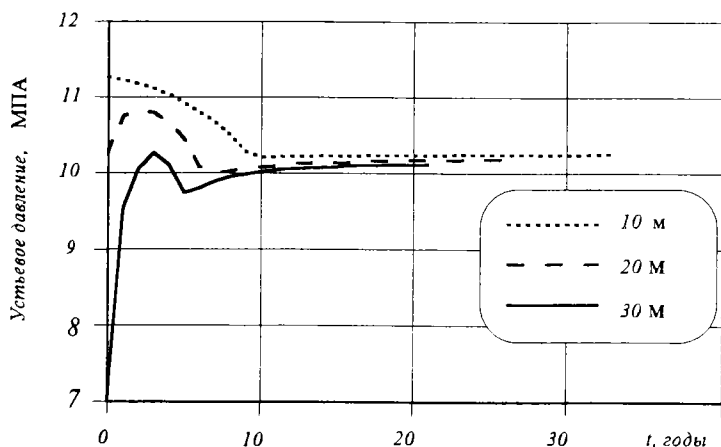


Рис. 12.51. Динамика устьевых давлений при разных толщинах пласта:  $H=10, 20, 30$  м

Пониженные устьевые давления в начале разработки связаны с тем, что начальные высокие дебиты газа приводят к значительным потерям давления в НКТ. По мере снижения дебитов по газу имеет место рост устьевых давлений. Последующая динамика устьевых давлений объясняется поступлением воды в продукцию скважины, снижением дебитов по газу и возрастанием влияния водонапорного режима на показатели разработки.

Важным обстоятельством является то, что устьевые давления в большинстве случаев высоки, как правило, на уровне 10 МПа. Это означает, что тонкие водоплавающие залежи газа

- могут разрабатываться при бескомпрессорной подаче газа на прием магистрального газопровода;
- будут характеризоваться отсутствием проблемы добычи так называемого низконапорного газа.

### **Влияние величины заданного ГВФ на показатели разработки**

Выполненные исследования показывают, что заданная на скважине величина ГВФ является важным технологическим параметром эксплуатации скважин. Действительно, в случае высокого ГВФ имеет место малая контролируемая обводненность добываемой продукции. Следовательно, сокращаются затраты на утилизацию извлекаемой на поверхность подошвенной воды. С ростом ГВФ происходит приближение к показателям разработки в случае эксплуатации скважины при критических безводных дебитах газа. А здесь имеет место ухудшение показателей добычи газа.

При снижении задаваемой величины ГВФ дебиты газа, конечная газоотдача возрастают, но увеличиваются затраты на утилизацию попутно добываемой воды. Так при  $H=30$  м газоотдача при ГВФ=1000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> составляет 79,6%, а при ГВФ=10000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, она снижается до 75,3%. Соответствующие различия возрастают с уменьшением этажа газоносности.

### **Плотность сетки скважин при разработке водоплавающих залежей газа**

Есть основания предполагать, что плотность сетки скважин является важнейшим технологическим параметром при разработке тонких водоплавающих залежей газа. Для прояснения этого вопроса были исследованы варианты 11-16 соответственно для залежей с  $H = 10, 20$  и  $30$  м и эксплуатации скважин при безводных дебитах газа и заданных ГВФ. В отличие от предыдущих вариантов, здесь расстоя-

ния между горизонтальными скважинами равны не 1500, а 2500 м.

Результаты расчетов показывают, что если, например,  $H=10$  м, то конечная газоотдача при увеличении расстояния между скважинами с 1500 до 2500 м снижается с 53,6% до 46,7% (при режиме заданного ГВФ). В случае же реализации режима критических безводных дебитов газа конечная газоотдача при расстояниях между скважинами 2500 м достигает лишь 8,3%. Это говорит, с одной стороны, о значительном влиянии плотности сетки скважин на газоотдачу пласта, а с другой стороны, подчеркивает значимость нового режима эксплуатации скважин при разработке водоплавающих залежей газа.

Напомним, что аналогична зависимость показателей добычи нефти из нефтяной оторочки при эксплуатации добывающей скважины в режиме критических безгазовых дебитов (см. параграф 6 гл.3).

Тонкие водоплавающие залежи могут достаточно эффективно разрабатываться с использованием горизонтальных скважин. При этом весьма перспективным оказывается реализация нового технологического режима эксплуатации горизонтальных скважин при заданных ГВФ. Величина заданного ГВФ влияет на все показатели разработки и определяется в результате газогидродинамических и технико-экономических расчетов. На показатели разработки тонких водоплавающих залежей газа влияет плотность сетки добывающих скважин. Проектирование разработки водоплавающих залежей невозможно без достоверных данных о капиллярных давлениях и относительных фазовых проницаемостях. Сложность освоения тонких водоплавающих залежей иногда компенсируется возможностью бескомпрессорной добычи газа.

## 18 АКТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОЦЕССЫ СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИЙ ГАЗОХРАНИЛИЩА В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ.

Подземные газохранилища (ПХГ) являются искусственными газовыми залежами. В отличие от естественных залежей газа, для ПХГ характерно наличие циклов отбора и закачки газа. Они создаются в истощенных газовых или нефтяных месторождениях, а также в водоносных пластах. Применявшиеся ранее методики проектирования процессов создания и эксплуатации ПХГ отражены в работах [42, 178, 199, 310, 319, 331, 380]. В настоящее время определение показателей создания и эксплуатации ПХГ осуществляется с использованием трехмерных двухфазных математических моделей, что исключает необходимость схематизации фильтрационных течений в пласте, неоднородности, сетки скважин.

Для создания и эксплуатации ПХГ используется система скважин, которая в циклах отбора выполняет роль эксплуатационных, а

в циклах закачки – нагнетательных. Фактические данные, а также теоретические исследования, в частности, изложенные ниже, показывают, что процессы создания и эксплуатации ПХГ по традиционной технологии отличаются рядом негативных моментов, а именно, недостаточным объемом активного газа, утечками газа, обводнением скважин [169, 178]. В связи с этим был предложен новый способ создания и эксплуатации ПХГ [289], который нашел отражение в ТЭДе применительно к созданию и эксплуатации ПХГ в истощенной залежи газа Зеленая Свита [301]. В настоящее время появилась возможность опубликовать результаты соответствующих исследований, что и составляет суть настоящего параграфа [127].

## Разработка залежи Зеленая Свита

Газовая залежь Зеленая Свита открыта в 1955 г., она приурочена к отложениям черкесской (зеленой) свиты нижнего и среднего эоцена Северо-Ставропольского месторождения, представленным мелкозернистыми песками, песчаниками и слабосцементированными алевролитами. Залежь является водоплавающей, этаж газонасыщенности составляет 44 м при общей толщине водоносного пласта  $100 \div 110$  м. В тектоническом отношении она представляет собой брахиантиклиналь с размерами  $10 \times 7$  км. (рис 12.52). Средние значения пористости, газонасыщенности и проницаемости равняются соответственно – 0,3; 0,79; 0,7 мкм<sup>2</sup>. Начальное пластовое давление – 7,37 МПа. Залежь начала разрабатываться со второй половины 1956 г. В 1976 г. разработка залежи прекращена. С начала разработки добыто 8262 млн. м<sup>3</sup> газа. Пластовое давление при этом снизилось до 4,3 МПа и затем возросло до 6,3 МПа к моменту нагнетания газа в пласт. Разработка залежи сопровождалась активным водонапорным режимом, чем объясняется и указанное возрастание пластового давления. Полностью обводненными оказались 6 скважин (№ 38, 41, 71, 73, 80, 163).

На основе геофизических исследований скважин установлено, что в обводненной зоне пласта осталось  $2,0 \div 2,5$  млрд. м<sup>3</sup> газа, а в текущем газонасыщенном объеме  $1,1 \div 1,6$  млрд. м<sup>3</sup>. Динамики накопленной добычи газа и среднего пластового давления даются на рис.12.53.

За неимением места особенности геологического строения залежи Зеленая Свита и подробности ее разработки не излагаются, они представлены в ряде отчетов СЕВКАВНИИГАЗа за 1965 г, 1966 г (авторы Гацулаев С.С., Резниченко Г.Д., Славицкая О.А.).

Первая технологическая схема создания ПХГ в залежи Зеленая Свита была составлена в СЕВКАВНИИГАЗе еще в 1971 г. Затем она уточнялась в 1976 г, 1977 г. (авторы Канащук В.Ф., Славичкая О.А., Резниченко Г.Д., Гутиев М.Х.). Прогнозные расчеты выполнены с использованием решения Ван Эвердингена и В. Херста для укрупненной скважины и уравнения материального баланса. Максимальное давление в хранилище принято равным 10,5 МПа. В результате была обоснована возможность создания ПХГ с активным объемом газа 5 млрд. м<sup>3</sup> к 1990 г. Казалось бы, такое решение находится в соответствии с газонасыщенной емкостью залежи в пределах начального ГВК. Так, начальные запасы газа здесь были оценены в количестве 11,4 - 12,4 млрд. м<sup>3</sup>.

До начала наших исследований на рассматриваемой залежи с июня до конца октября 1979 г. осуществлена первая промышленная закачка газа в объеме 205 млн. м<sup>3</sup>. Пластовое давление возросло с 6,38 МПа до 6,93 МПа. За цикл отбора, начиная с декабря 1979 г., отобрано 196 млн. м<sup>3</sup> газа и пластовое давление снизилось с 6,83 МПа до 6,31 МПа.

В применявшихся ранее методиках расчета ГВК на разные моменты времени в циклах отбора и закачки считались горизонтальными. Обычно объем активного газа приблизительно равняется объему буферного газа, т.е. к концу каждого цикла закачки запасы газа в ПХГ Зеленая Свита должны равняться 10 млрд. м<sup>3</sup>.

Было сделано предположение, что такие запасы в пределах начального ГВК могут не вместиться, если будет иметь место искривление текущего ГВК. Выполненные нами в 1980 г. расчеты подтвердили это. Методика расчетов учитывала различие вязкостей и плотностей газа и воды, фазовые проницаемости, остаточный газ в обводняющей зоне пласта, изменение давления во всех точках пласта [125]. По ряду причин, исследования были выполнены в двумерной постановке применительно к профильному разрезу изучаемого объекта.

До начала прогнозных расчетов были уточнены фильтрационные параметры водоносного пласта по фактическим данным разработки залежи Зеленая Свита. Сопоставление фактических пластовых давлений с расчетными давлениями на базе уточненных параметров пласта приводится на рис.12.53. Уточненные параметры пласта позволили получить также совпадение фактических и расчетных конфигураций ГВК на разные моменты разработки залежи. При этом на конец разработки в газонасыщенном объеме находилось 1,44 млрд.м<sup>3</sup> газа, а в обводненной зоне пласта 2,16 млрд.м<sup>3</sup>. Некоторые результаты прогнозных расчетов с использованием уточненной модели залежи представлены на рис. 12.54 (для последних циклов и части профильного разреза залежи).

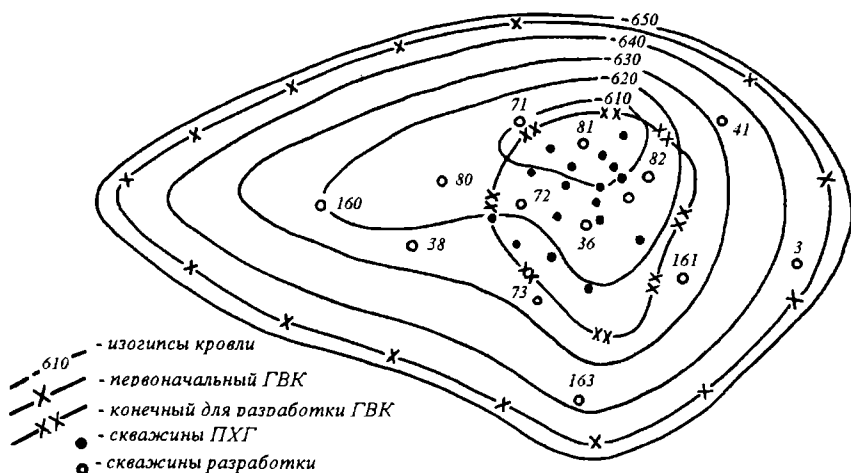


Рис. 12.52. Структурная карта по кровле залежи Зеленой Свиты Северо-Ставропольского месторождения.

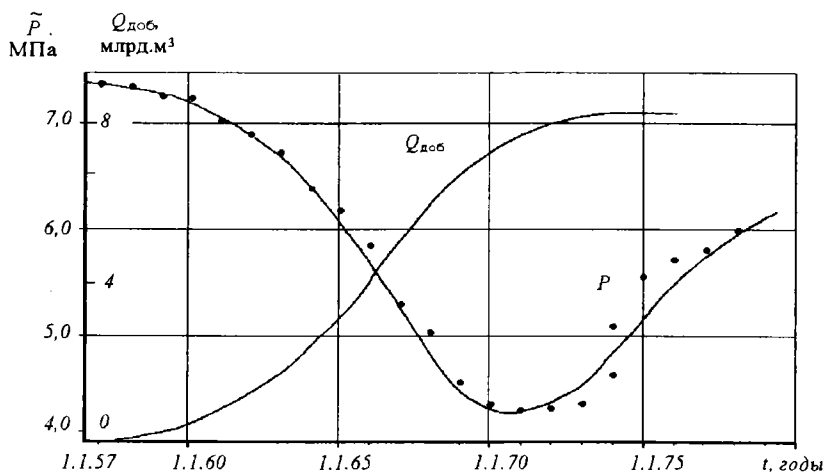


Рис. 12.53. Согласование фактического (точки) и расчетного (сплошная линия) изменения среднего по залежи давления

Полученные данные говорят о невозможности создания ПХГ в залежи Зеленая Свита с активным объемом в 5 млрд. м<sup>3</sup> к 1990г. Это происходит вследствие сильного растекания газа вдоль кровли пласта, что может сопровождаться неконтролируемыми утечками газа за пределы ловушки. Полученные результаты объясняются тем,

что принятые темпы закачки и отбора газа являются очень высокими. Поэтому пластовая вода не успевает оттесниться за пределы ловушки и газ вынужден распространяться по путям наименьшего сопротивления, т.е. вдоль кровли пласта. Для сопоставления отметим, что темпы разработки залежей газа составляют (3-8)% от запасов в год. В случае ПХГ за цикл отбора в течение примерно 5 месяцев добывается 50% от запасов, т.е. темп отбора составляет более 100% от запасов в год.

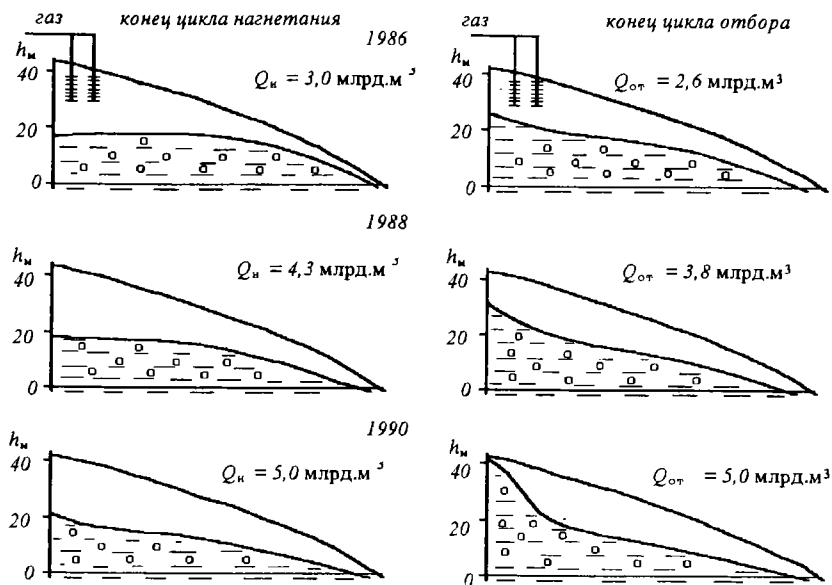


Рис. 12.54. Динамики ГВК при концентрированном расположении скважин (1986 - 1990 гг.)

Некоторые оппоненты считали, что в случае более концентрированного расположения системы эксплуатационно-нагнетательных скважин полученной гидродинамической неустойчивости при создании ПХГ можно избежать. Поэтому исследован также случай равномерного размещения скважин в пределах радиуса 500 м, в отличие от проектного расположения скважин в радиусе 1900 м. Результаты расчетов именно для этого случая даются на рис.12.54. Они показали, что такое решение не предотвращает растекания газа. Вместе с тем в данном варианте ускоряется обводнение скважин в циклах отбора вследствие формирования под скважинами общего конуса подошвенной воды.

## **Сущность новой технологии создания и эксплуатации ПХГ**

Понимание особенностей процессов создания и эксплуатации ПХГ позволило обосновать соответствующий новый подход [ 289 ]. Согласно данному способу, для более полного оттеснения воды в сводовой части залежи рекомендуется производить отбор подошвенной воды по возможности из купольной зоны ловушки. Это позволяет интенсивнее “опускать” ГВК, увеличивая тем самым газонасыщенную толщину пласта в своде, что положительно сказывается на последующей безводной эксплуатации скважин. Составной частью рассматриваемой технологии является бурение батареи нагнетательных скважин вдоль предполагаемой границы будущего ПХГ. В эти скважины предусматривается закачка всей добываемой пластовой воды. Закачка воды создает барьер давления, который предотвращает растекание газа вдоль кровли пласта. Рассматриваемая технология активно воздействует на процессы, протекающие в водоносном пласте или истощенной залежи газа при создании и эксплуатации ПХГ. В принципе, она позволяет создавать хранилище с наперед заданной емкостью и конфигурацией.

### **К созданию ПХГ в залежи Зеленая Свита по новой технологии**

Применительно к залежи Зеленая Свита рассматриваемая технология исследовалась на той же уточненной модели пласта. При этом необходимо было определить те темпы отбора и закачки воды, при которых исключаются утечки газа за пределы ловушки. Некоторые результаты расчетов приводятся на рис.12.55, которые подтверждают возможность создания ПХГ с активным объемом 5 млрд.м<sup>3</sup> к 1990 г. Рассматриваемая технология, по сравнению с традиционной, характеризуется дополнительными капитальными вложениями и эксплуатационными затратами. Поэтому для сопоставления были выполнены следующие исследования. Целью этих исследований было получение ответа на вопрос: какой активный объем газа позволяет достичь традиционная технология к 1990 г. в залежи Зеленая Свита ? Расчеты показали, что использование только эксплуатационно-нагнетательных газовых скважин (пассивная технология) дает возможность располагать в 1990 г. активным объемом газа в размере 2 млрд.м<sup>3</sup>.

Таким образом имеются две альтернативы.

- Или создать ПХГ в залежи Зеленая Свита с реализацией рассматриваемой технологии и достичь к 1990г. активный объем



5 млрд.м<sup>3</sup>.

• Либо создать два ПХГ с суммарным активным объемом в 5 млрд.м<sup>3</sup>: одно из них в залежи Зеленая Свита по традиционной технологии с активным объемом 2 млрд.м<sup>3</sup>, а другое – с активным объемом 3 млрд.м<sup>3</sup>. При этом необходимо найти подходящий объект для второго ПХГ, разведать и разбурить его, провести опытно-промышленные работы по закачке и отбору и т.д.

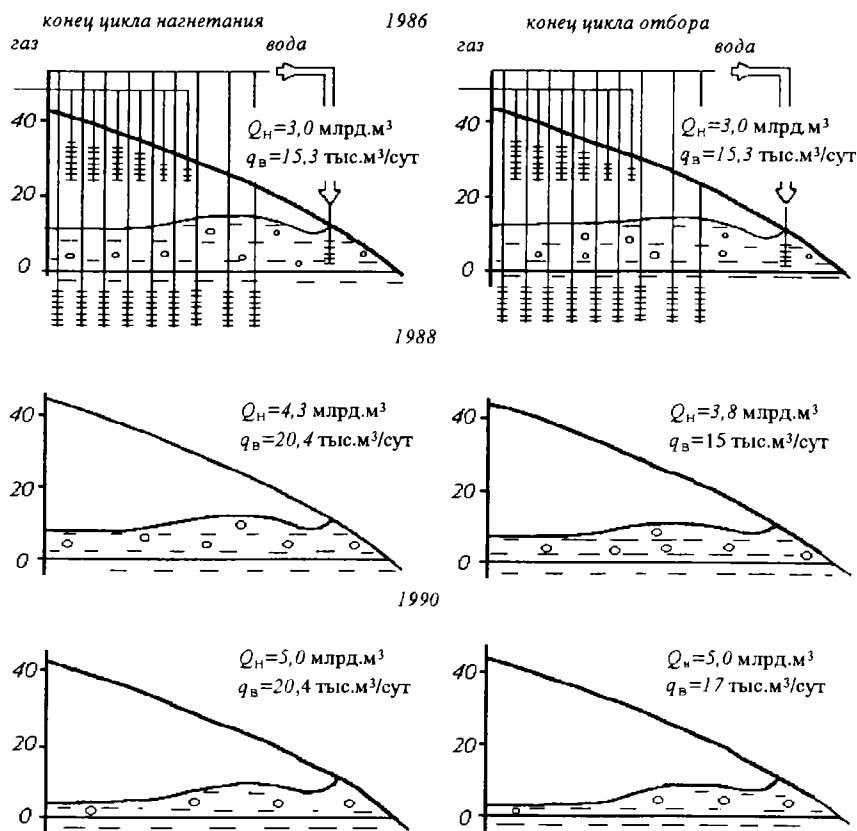


Рис.12. 55. Динамики ГВК при постоянном активном воздействии на водоносный пласт (1986-1990гг.)

Технико-экономические расчеты, выполненные в СевкаВНИИ-Газе под руководством И.С. Тышляра, подтвердили целесообразность реализации на залежи Зеленая Свита рассматриваемой технологии создания и эксплуатации ПХГ [ 301 ]. По ряду причин, в част-

ности в связи с отсутствием требуемых ресурсов газа для закачки в пласт, рассматриваемая технология осталась не реализованной.

## Некоторые итоги

Проследим теперь ход рассуждений при создании рассмотренной новой технологии.

Результаты расчетов показали, что нельзя создать газохранилище с активным объемом в 5 млрд.м<sup>3</sup> к 1990 г. Вместе с тем они позволили выявить причину этого: при принятых темпах отбора и закачки газа он растекается по кровле пласта. Следовательно, основные усилия должны быть направлены на погашение именно данного негативного фактора.

Среди, видимо, разных возможностей естественной представляется идея создания барьера на пути растекания газа, например, в виде зоны повышенного давления – барьера давления. Тогда очевидной становится необходимость батареи нагнетательных скважин вдоль будущей границы ПХГ.

Где взять воду? Обычно внимание всегда обращается к пластовым водам ( в продуктивном или соседних горизонтах). Коль скоро требуется добывать воду, то лучше извлекать ее из купольной части структуры. В этом случае она высвобождает поровое пространство для закачиваемого газа. Реализуемый кругооборот пластовой воды позволяет активно и эффективно воздействовать на процессы создания и эксплуатации ПХГ в водоносном пласте или истощенной залежи газа.

## 19. К ВОПРОСУ УПРАВЛЕНИЯ ДЕФОРМАЦИОННЫМИ ПРОЦЕССАМИ

Данный параграф по идейной сущности относится к настоящей главе, так как предусматривает активное воздействие на деформационные процессы. Однако рождение соответствующих двух технологий произошло не вследствие рассматриваемого алгоритма направленного поиска, а по причине достаточно наглядных и довольно очевидных результатов лабораторных экспериментов. Последнее обстоятельство не помешало включить в книгу нижеследующие результаты, ибо они представляют немалый научный и практический интерес.

В связи с предстоявшим вводом в разработку уникального месторождения Тенгиз были выполнены лабораторные эксперименты на соответствующих кернах с целью установления возможных изменений коллекторских свойств пласта при добыче нефти. Дело в том, что для Тенгизского месторождения характерно АВПД. Начальное

пластовое давление изменяется по разрезу от 83 до 91 МПа при глубине отметки кровли пласта немногим более 4000 м.

Для месторождения Тенгиз присуща значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения. Эта разница в давлениях, называемая давлением пережатия, для месторождения Тенгиз составляет 57,8 МПа. Тем не менее в нефти растворено значительное количество газа и начальный газовый фактор изменяется от 300 до 600 м<sup>3</sup>/т по разрезу продуктивного пласта. Поэтому такой флюид обладает значительным упругим запасом, что предопределило решение осуществлять в начальный период разработку в режиме истощения пластовой энергии. Разработку в режиме истощения планировалось производить в течение времени, когда пластовое давление снизится на десятки МПа. Это означает, что продуктивный коллектор будет испытывать возрастающие во времени напряжения.

Традиционные исследования влияния деформации на коллекторские свойства осуществлялись обычно так, что внутрипоровое давление при фильтрации поддерживалось невысоким, а увеличение давления гидрообжима керна моделировало возрастание так называемого эффективного давления (разности между горным и пластовым давлением в процессе разработки). Проведенные по такой методике эксперименты показали, что коллекторам Тенгизского месторождения присущи упругие, упруго-пластические и пластические деформации [114]. Это означает, что при увеличении давления обжима проницаемость кернов уменьшается, а при снятии нагрузки проницаемость восстанавливается до начального значения (упругие деформации), до значения меньшего начального (упруго-пластические деформации) или проницаемость не восстанавливается совсем (пластические деформации). Снижения проницаемости при нагружении образцов происходили в несколько раз, на порядок и более.

Нетрадиционные исследования деформационных процессов производились следующим образом [114]. В кернах создавалось внутрипоровое давление по возможности близкое к начальному пластовому. Давление гидрообжима керна задается также на уровне реального геостатического. Производится отбор нефти, в результате чего внутрипоровое давление снижается. При таком экспериментировании моделируется в малом процесс разработки в режиме истощения.

В призабойной зоне скважин наряду со снижением давления могут иметь место процессы восстановления давления, например, при закрытии скважин. Что касается месторождения типа Тенгизского, то с некоторого момента времени необходимым становится поддержание пластового давления. Интерес представляет исследование варианта поддержания пластового давления на более высоком уровне, чем было достигнуто на конец периода разработки в режиме истощения. В этой связи рассматриваемые эксперименты дополнительно моделировали также процессы повышения давления и периодически-

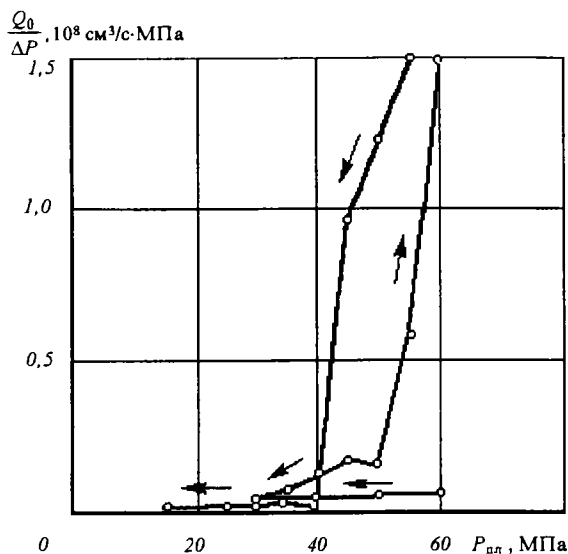


Рис. 12.56. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипорового (пластового) давления для керна №298 ( скв. №8 месторождения Тенгиз )

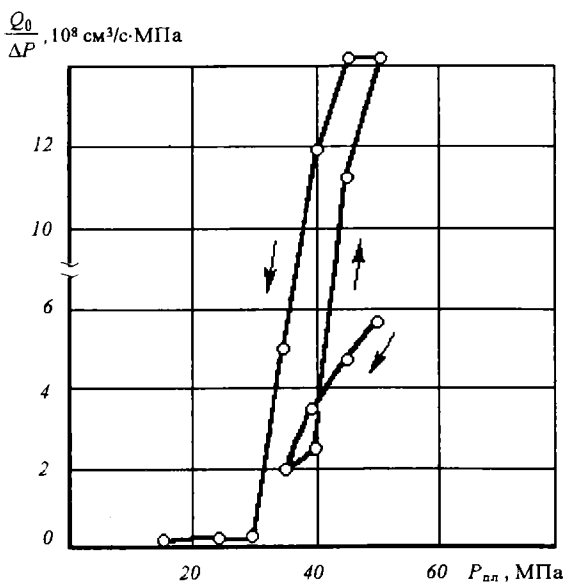


Рис. 12. 57. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипорового (пластового) давления для керна №150 ( скв. №8 месторождения Тенгиз )

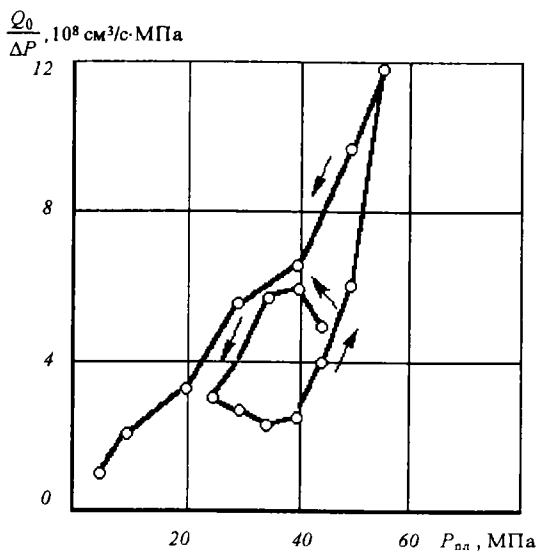


Рис. 12.58. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрипорового (пластового) давления для керна №150 (перпендикулярно напластованию, скв. №8 месторождения Тенгиз)

го увеличения и снижения внутрипорового давления.

Результаты некоторых экспериментов представлены на рис. 12.56, 12.57, 12.58.

Например, рис. 12.56 говорит о том, что начальное внутрипоровое давление равнялось 60 МПа. Затем постепенно это давление снижено до 30 МПа, в результате чего коэффициент продуктивности несколько уменьшился. Направления протекания процессов снижения и восстановления давления указаны стрелками. Затем внутрипоровое давление восстанавливается до первоначального. Коэффициент продуктивности возрастает, причем так, что значительно превышает свое начальное значение. В данном случае возрастание продуктивности (коэффициента проницаемости) происходит более чем на порядок. При новом снижении внутрипорового давления вновь резко уменьшается коэффициент продуктивности.

Предложено следующее объяснение столь значительному увеличению коэффициента продуктивности после цикла снижения и восстановления пластового давления. При снижении давления образец породы испытывает повышенное эффективное давление, так как горное давление (давление обжима) остается постоянным. При определенной величине эффективного давления в местах контактов зерен породы начинает нарушаться связность и в породе образуется новая система микро трещин. При восстановлении внутрипорового давления эффективное давление уменьшается, старые и новые трещины

раскрываются и в результате увеличивается проницаемость образца (возрастает рассматриваемый коэффициент продуктивности).

Результаты подобных экспериментов позволили предложить две технологии активного воздействия на деформационные процессы в призабойных зонах скважин и месторождении в целом.

Согласно первой технологии [281], разработка залежи начинается в режиме истощения пластовой энергии. Затем производят закачку вытесняющего агента. Эту закачку осуществляют после снижения пластового давления на 10-20 % ниже гидростатического давления или давления смешивающегося вытеснения. С использованием воды или газообразного агента производится восстановление пластового давления до уровня гидростатического или давления смешивающегося вытеснения. Дальнейшая разработка месторождения происходит при поддержании пластового давления на отмеченном уровне.

Таким образом, в режиме истощения предполагается достичь формирования сети микро трещин, которые при возрастании давления должны привести к росту проницаемости коллектора. Подобное воздействие на коллектор, видимо, уменьшит размеры плотных блоков, что благотворно скажется на возрастании степени извлечения нефти. Для большей эффективности рассматриваемого подхода рекомендовалось создать на месторождении Тенгиз неравномерное распределение пластового давления в объеме продуктивного массива [121]. Неравномерное нагружение отдельных элементарных объемов усиливает влияние деформационных процессов на возникновение техногенной трещиноватости.

Вторая технология [274] предназначена для воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта. Согласно [274], создание в призабойной зоне вторичной трещиноватости осуществляется понижением и восстановлением пластового давления в зоне значимого действия депрессионной воронки. При этом понижение пластового давления в призабойной зоне производится за счет отбора пластового флюида при депрессиях, равных 0,4 – 0,6 начального пластового давления, до стабилизации отборов пластового флюида. Отбор пластового флюида осуществляется одновременно в группе рядом расположенных скважин. После этого прекращается отбор флюида до восстановления давления на устье рассматриваемой скважины до статического давления. Последующая эксплуатация скважины производится при депрессии на пласт не выше 0,5 от предыдущей депрессии.

Следует отметить, что не все исследованные керны характеризовались отмеченными особенностями деформирования. Керны Карагаганакского месторождения, принадлежащие одноименным с Тенгизским месторождением отложениям, оказались менее подверженными деформационным процессам. Поэтому предлагалось при-

ступить к соответствующим опытно-промышленным работам на месторождении Тенгиз [121]. Целесообразным представлялось сосредоточить первые эксплуатационные скважины в относительно небольшой зоне и добывать там нефть при повышенных депрессиях. Это с тем, чтобы уловить в упреждающем плане деформационные процессы в пласте. При этом в отдельных скважинах следовало выполнить комплекс исследований по изучению возможности воздействия на коллекторские свойства призабойных зон скважин. К сожалению, проведение подобных упреждающих исследований было признано вредным.

После завершения книги представилась возможность ознакомиться с публикацией по поводу деформационных процессов на месторождении Лак (Франция)<sup>1</sup>. За 40 лет разработки данного газового месторождения пластовое давление снизилось примерно на 60 МПа. Казалось здесь должны были бы произойти значительные уменьшения продуктивности скважин. Однако они возросли в среднем в 20 раз. Авторы объясняют это тектоническими подвижками вследствие блокового строения продуктивных пластов, вызванных техногенной сейсмичностью в пределах месторождения, а также формированием новых трещин в карбонатных коллекторах.

В.Н. Щелкачев к своей замечательной книге [335] привел в качестве эпиграфа слова К.Линнея: "Природа в самом малом наиболее удивительна". Можно лишь добавить: "и не только в малом".

Поэтому приводя столь противоречивые результаты, предупредим, что Природа – многогранна. К этому надо быть готовым. Знание о Ее закономерностях нужны, но Она не терпит штампов. Готовность к бесконечному труду исследователя на пути познания удивительнейшего разнообразия Природы является очевидным и настоятельным советом читателю на будущее.

## 20. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ СО СЛОИСТЫМИ И НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

В последние годы в Западной Сибири идет освоение относительно глубоко залегающих (более 3000 м) нефтегазоконденсатных залежей. С ростом глубин возрастают начальные пластовые давления и температуры, конденсатогазовые факторы (КГФ), снижаются коллекторские свойства пласта, принципиально значимой становится слоистая неоднородность продуктивных коллекторов. Ухудшение коллекторских свойств приводит к низким дебитам скважин, а рост

---

<sup>1</sup> Rolando J.P., Massonnat G.J., Grasso J.R., Odonne F., Meftani R. Characterization and modeling of increasing permeability while producing a gas fractured reservoir. SPE paper 38711 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio. 5-8 Oct. 1997

глубин залегания предопределяет увеличение затрат на сооружение скважин, а следовательно, на разработку и эксплуатацию таких залежей и месторождений. В результате традиционные технологии их освоения оказываются нерентабельными. Поэтому необходим поиск новых подходов к освоению соответствующих трудно извлекаемых запасов природных углеводородов. В данном параграфе рассматривается одна из перспективных, многофункциональных технологий, пригодная для освоения рассматриваемого типа залежей [270].

В качестве привлекательной, казалось бы, является технология разработки нефтегазоконденсатных залежей, изложенная в параграфе 5 настоящей главы. Она явно имеет черты многофункциональности. В самом деле, здесь реализуется идея совместного отбора в одной скважине нефти, газа, конденсата и воды. Это означает, что не требуется бурение добывающих газовых скважин для извлечения газа и конденсата, что важно в связи со значительностью глубин залегания продуктивных отложений. В той технологии "вынужденной" составляющей стратегии разработки выступает сайклинг-процесс. Уже говорилось, что он способствует росту коэффициента конденсатоотдачи газоконденсатной шапки. Далее, в одном из подвариантов совместно добываемая продукция транспортируется на дневную поверхность по единому ряду НКТ. Вследствие немалых дебитов по газу вся добываемая продукция поступает на устье скважины в режиме естественного газ-лифта. Устранение механизированной добычи добываемой продукции также способствует повышению эффективности освоения соответствующей нефтегазоконденсатной залежи.

К сожалению, наряду с перечисленными достоинствами, рассматриваемая технология разработки отличается и определенными недостатками. Во-первых, сайклинг-процесс оказывается непродолжительным, сроки его реализации значительно меньше сроков извлечения основных запасов нефти нефтяных оторочек. Это объясняется тем, что истощение запасов газоконденсатной шапки идет быстрее истощения запасов нефти нефтяной оторочки по причине значительной разницы вязкостей газа и нефти. Поэтому нерентабельный срок сайклинг-процесса наступает раньше соответствующего срока добычи нефти. В результате прекращения сайклинг-процесса и перехода на режим истощения пластовой энергии газоконденсатной шапки давление в ней начнет снижаться. Это приводит к нежелательному смещению нефтяной оторочки в газоконденсатную шапку, что будет сопровождаться потерями нефти и снижением КИН.

На рассматриваемый негативный фактор можно воздействовать путем частичного вскрытия в скважине газонасыщенного интервала. В случае достаточно выдержанных по разрезу продуктивных отложений таким путем можно оказать влияние на сроки сайклинг-процесса. В случае слоисто-неоднородных коллекторов частичное вскрытие газоконденсатной шапки является противопоказанным,



так как в процесс дренирования будет вовлечен лишь вскрытый перфорацией пропласток.

Отмеченный негативный фактор влечет за собой второе нежелательное последствие. Оно заключается в необходимости перехода в какой-то момент на механизированную добычу жидкости в связи со снижением во времени дебита по газу.

## Существо технологии

Достижения в области горизонтального бурения, как отмечалось, позволили осуществить переход от скважин к скважинным системам. В свою очередь, скважинные системы, расширяя наши возможности, способствуют преодолению недостатков, имеющих место в рассмотренной технологии разработки нефтегазоконденсатных залежей.

1. Для простоты изложения, предполагаем, что исследуются показатели разработки элемента пласта нефтегазоконденсатной залежи в форме параллелепипеда.

Допустим, этот элемент пласта подвергается воздействию с использованием одной добывающей и одной нагнетательной скважинных систем. Они располагаются на передней и задней гранях так, как изображено на рис. 12.59, 12.60. Каждая из скважинных систем состоит из одного вертикального (пилотного) и не менее двух псевдогоризонтальных стволов.

2. В добывающей скважине реализуется идея совместного отбора нефти, газа, конденсата и воды через псевдогоризонтальные стволы 1 и 2, а также верхнюю и нижнюю части вертикального ствола 3 (рис. 12.59). Совместный отбор газообразных и жидких флюидов имеет место и вследствие задания депрессии, превышающей депрессию безгазовой добычи жидкости (нефть+вода) из нефтяной оторочки. Несмотря на использование скважинной системы, приходится идти на это, так как, не забываем, что имеем дело с низкопроницаемыми коллекторами. С другой стороны, слоистое строение продуктивного пласта не допускает значительного загазования добываемой продукции.

В вертикальном стволе добывающей скважинной системы вскрывается газонасыщенная часть разреза. Это делается для того, чтобы извлекать из газоконденсатной шапки газ и конденсат.

3. В нагнетательной скважинной системе осуществляется одновременное нагнетание сухого газа в газоконденсатную шапку и воды - в нефтяную оторочку. Закачка воды в нефтяную оторочку через псевдогоризонтальные стволы 4 и 5 (рис. 12.60) производится с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти к забоям добывающей скважинной системы.

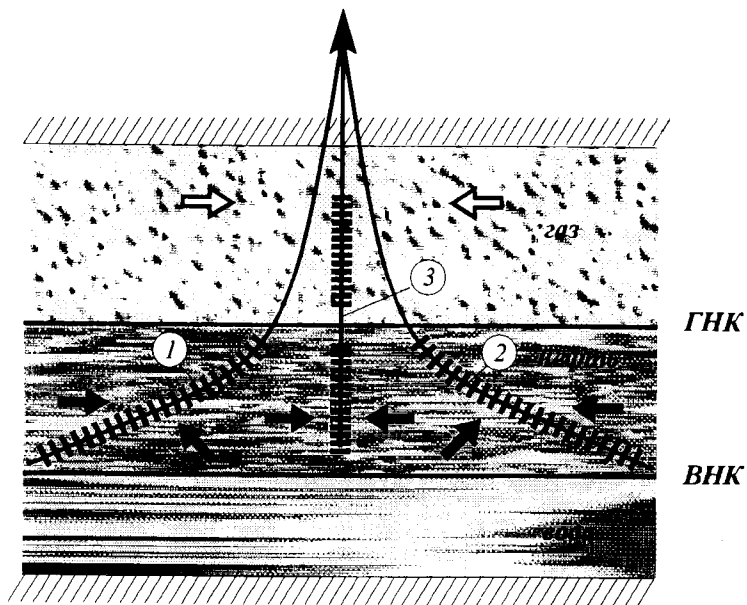


Рис. 12.59. Добывающая скважинная система

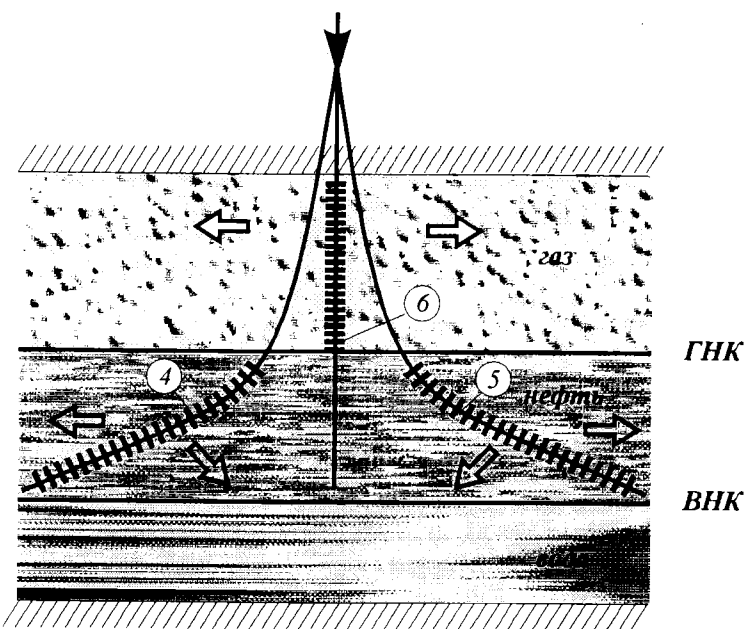


Рис.12.60. Нагнетательная скважинная система

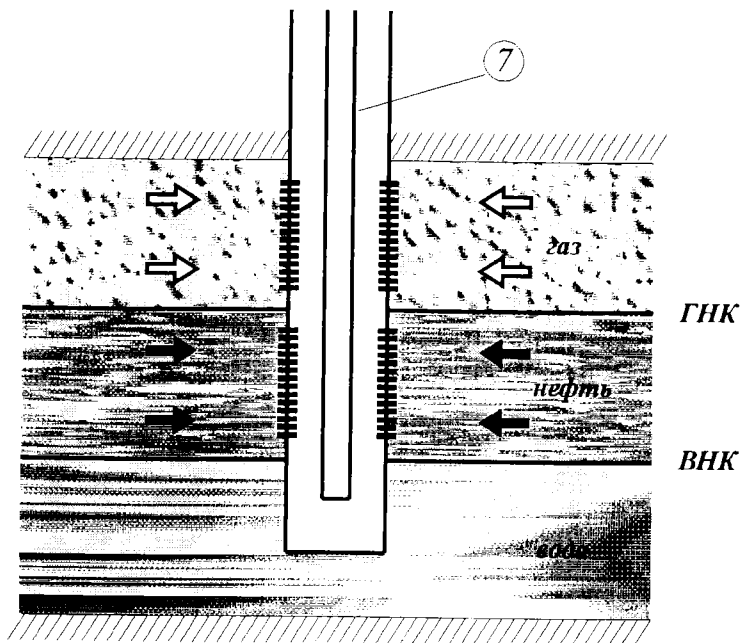


Рис.12.61 Схема оборудования забоя вертикального ствола добывающей скважинной системы

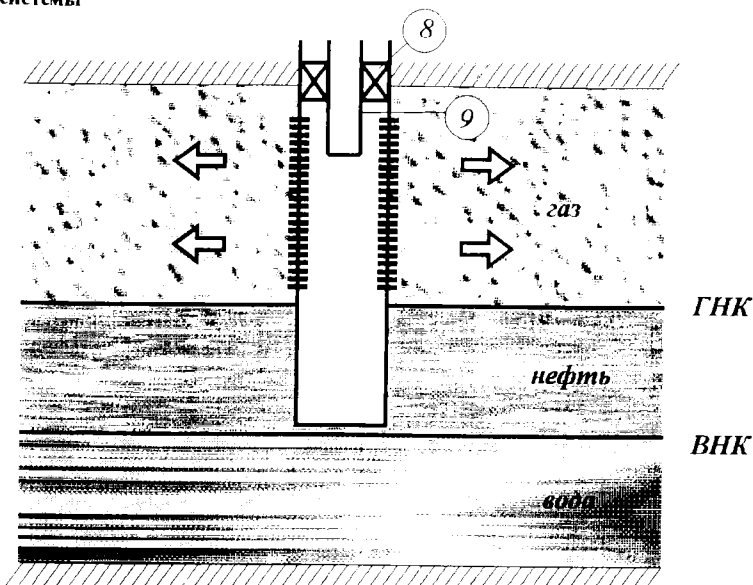


Рис.12.62. Схема оборудования забоя вертикального ствола нагнетательной скважинной системы

В вертикальном стволе 6 вскрывается весь газонасыщенный разрез и сюда осуществляется нагнетание сухого газа. Закачка сухого газа способствует поддержанию пластового давления в газоконденсатной шапке и вытеснению жирного газа к вертикальному стволу добывающей скважинной системы.

4. Реализуемый сайклинг-процесс характеризуется следующими отличительными особенностями.

- Это “медленный” сайклинг-процесс, растянутый во времени до окончания периода рентабельной добычи нефти из нефтяной оторочки.

- Требуемая продолжительность сайклинг-процесса достигается за счет а) значительного различия поверхностей контакта вертикального ствола с газоконденсатной шапкой и псевдо-горизонтальных стволов с нефтяной оторочкой, б) частичного, при необходимости, вскрытия газонасыщенного интервала.

- Сайклинг-процесс здесь технологически необходим, так как препятствует расформированию запасов нефтяной оторочки. Эта необходимость сопровождается положительным последствием – вынужденным увеличением конечного коэффициента конденсатоотдачи газоконденсатной шапки.

- Кроме того, добываемый газ, прежде чем поступить на поверхность, совершает полезную работу по лифтированию добываемых нефти и воды из нефтяной оторочки.

5. Все газоконденсатные залежи в нашей стране разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, что сопровождается значительными потерями конденсата в пласте. На невнедрение сайклинг-процесса в значительной мере оказывали влияние экономические факторы.

Рассматриваемый вынужденный, технологически необходимый сайклинг-процесс имеет важное достоинство. Для его реализации не требуется бурение как добывающих, так и нагнетательных скважин, что значительно сокращает затраты на его осуществление. Поэтому технологическая необходимость дополняется экономической целесообразностью, ибо остаются только затраты на компримирование и закачку сухого газа.

6. Применение скважинных систем позволяет

- увеличивать удельные объемы элементов разработки, так как псевдо-горизонтальные стволы имеют длины в 500-1000 м, что сокращает число скважино-точек на разработку нефтегазоконденсатной залежи;

- осуществлять бесскважинный сайклинг-процесс в газоконденсатной шапке, вынуждено увеличивать конечную конденсатоотдачу пласта и добывать нефть в режиме естественного газ-лифта.

7. Конструктивные особенности вертикальных стволов в добывающей и нагнетательной скважинных системах изображены на рис.

12.61 и 12.62. Из рис. 12.61 следует, что вся добываемая продукция транспортируется к устью по одному ряду НКТ 7.

Нагнетательная скважинная система оборудуется одним, либо двумя рядами НКТ. В случае однорядовой конструкции сухой газ закачивается в газоконденсатную шапку по НКТ 9, а вода – по затрубному пространству. Для разделения закачиваемых флюидов на уровне кровли (или ниже) устанавливается пакер 8. В случае двухрядной конструкции вода нагнетается по межтрубному пространству.

## Результаты расчетов

Изложенная технология разработки запроектирована на нефтегазоконденсатную залежь горизонта БТ7-8 одного из многопластовых месторождений Тюменской области. Довольно типичный для месторождения профильный разрез в сеточном исполнении представлен в качестве примера на рис 12.63. Здесь же просматривается сеточная аппроксимация добывающей скважинной системы. Отсюда видна степень расчлененности продуктивного разреза и влияние ее на траектории псевдо-горизонтальных стволов.

В табл. 12.4 приводится перечень ряда исходных геолого-физических параметров рассматриваемого элемента разработки горизонта БТ7-8.

Несмотря на низкие коллекторские свойства пласта, благодаря применению скважинных систем, геометрические размеры элемента разработки могут задаваться весьма значительными: размер вдоль оси  $OX$  - 1500 м, расстояние между скважинами (вдоль оси  $OY$ ) – 1200 м, т.е. плотность сетки 180 га/скв.! С такими плотностями не разрабатывались не только нефтегазовые, но и нефтяные месторождения.

Добыча нефти осуществляется при депрессии на пласт в 5,6 МПа. Это означает, что забойное давление на уровне нефтяной оторочки равняется 26,24 МПа. при таком же давлении осуществляется добыча газа (и конденсата) из газоконденсатной шапки.

Вследствие отсутствия ресурсов стороннего газа, в газоконденсатной шапке реализуется частичный сайклинг-процесс за счет собственных ресурсов сухого газа. Поэтому в вертикальный ствол нагнетательной скважинной системы закачивается весь добываемый газ за вычетом фракций  $C_{5+}$ , извлекаемых на дневной поверхности (на промысле).

Через псевдо-горизонтальные стволы нагнетательной скважинной системы осуществляется закачка воды в нефтяную оторочку с темпами, компенсирующими отбор нефти, воды и частично-попутного газа.

Прогнозные расчеты завершаются при срабатывании одного из следующих ограничений

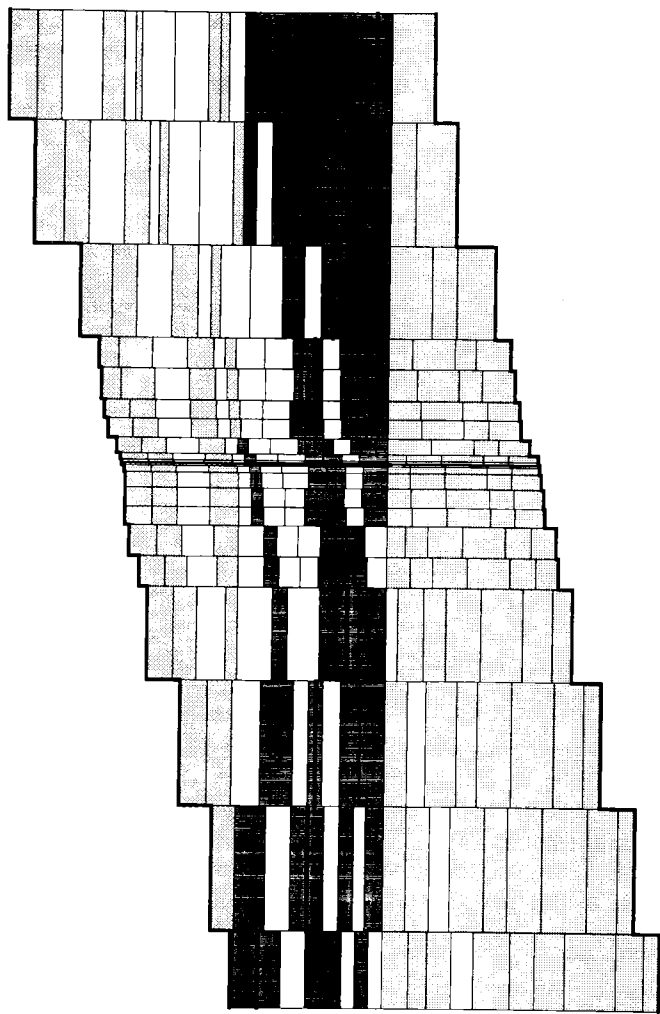


Рис.12.63. Сеточная аппроксимация профильного разреза 2-го элемента разработки пласта БТ6

Исходные данные для рассматриваемого элемента разработки горизонта БТ7-8

Параметры	Размерность	Значения
Средняя глубина залегания	м	3126
Тип коллектора		песчаники, алевролиты
Средняя общая толщина: в газовой части в нефтяной части	м	21,3 18,5
Средняя газонасыщенная толщина	м	11,7
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	10,5
Пределы изменения пористости по пропласткам	%	15,7-18,0
Пределы изменения проницаемости по пропласткам	мкм <sup>2</sup>	0,0025 - 0,019
Средняя нефтенасыщенность	%	70
Средняя газонасыщенность	%	76
Начальное пластовое давление	МПа	31,4
Пластовая температура	°С	82
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	0,53
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	0,823
Объемный коэффициент нефти	б/р	1,422
Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> /т	211,7
Содержание C <sub>5+</sub>	г/м <sup>3</sup>	205
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,35
Плотность воды в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	0,966
Вязкость газа в пластовых условиях	мПа·с	0,0365
Плотность газа в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	0,263

- прогнозный срок разработки 25 лет,
- обводненность добываемой продукции не более 98%,
- дебит по нефти не менее 2 м<sup>3</sup>/сут.

Прогнозные газогидродинамические расчеты выполнялись с использованием трехмерной четырехфазной (жирный газ, сухой газ, жидкие углеводороды, вода) математической модели. Рассматриваемый элемент разработки аппроксимирован около 6000 элементарными объемами.

Таблица 12.5

## Динамика основных показателей разработки

Годы	Дебит нефти м³/сут	Накоп- ленная добыча нефти тыс.м³	Кэф. нефте- извле- чения доли ед	Накоп- ленная добыча жид- кости тыс.м³	Обвод- нен- ность %	Дебит газа тыс. м³/сут	Кэф. газо- отдачи доли ед	Накоп- ленная добыча газа млн.м³	Накоп- ленный объем закач- ки во- ды млн.м³	Накоп- ленный объем закач- ки сухого газа млн.м³	Доля сухого газа %	Дебит кон- денсата т/сут	Накоп- ленная добыча кон- денсата тыс.т	Кэф. кон- ден- сато- отдачи
1	172,4	49	0,0287	74	34,33	280,2	0,12	55	0,16	46	0,11	22,37	5,3	0,05
3	106,3	107	0,0623	174	38,89	194,0	0,31	140	0,38	118	14,39	13,79	11,6	0,11
5	92,9	148	0,0867	257	42,35	146,4	0,44	201	0,52	172	31,24	12,05	16,1	0,16
7	94,4	189	0,1108	342	44,70	129,5	0,56	251	0,65	218	38,75	12,24	20,6	0,20
9	92,0	230	0,1345	430	46,49	117,6	0,65	295	0,77	261	43,29	11,94	25,0	0,25
11	86,4	269	0,1572	518	48,16	108,4	0,75	337	0,88	300	46,01	11,21	29,3	0,29
13	76,6	304	0,1779	608	50,00	99,6	0,83	375	0,99	337	48,93	9,94	33,1	0,33
15	64,4	335	0,1958	700	52,18	93,4	0,91	410	1,10	371	52,60	8,36	36,5	0,36
17	51,1	359	0,2104	792	54,58	87,9	0,98	443	1,21	403	56,03	6,63	39,2	0,39
19	40,6	379	0,2219	885	57,10	82,2	1,05	474	1,31	433	58,55	5,27	41,3	0,41
21	32,0	395	0,231	978	59,60	76,1	1,11	503	1,42	460	60,32	4,15	43,0	0,43
23	26,1	407	0,2383	1073	62,01	69,2	1,17	529	1,53	486	61,09	3,39	44,4	0,44
25	24,3	418	0,2446	1172	64,30	62,0	1,22	553	1,64	508	60,58	3,16	45,6	0,45



Некоторые результаты прогнозных расчетов представлены в табл. 12.5. Рассмотрение данной таблицы показывает следующее.

Несмотря на низкие коллекторские свойства, дебит скважинной системы по нефти на конец первого года разработки высок и равняется 172,4 м<sup>3</sup>/сут. На конец 25-го года извлекается 418,5 тыс.т нефти или 24,5% от начальных запасов. К этому времени из пласта добывается жирного и сухого газа в объеме 1,22 начальных запасов газа в пласте. В результате конденсатоотдача в газоконденсатной шапке становится равной 45%. Это не конечный коэффициент, так как при дальнейшем процессе добычи газа в режиме истощения пластовой энергии будет извлечено еще значительное количество конденсата (и нефти).

Результаты расчетов подтверждают также возможность длительной фонтанной добычи продукции нефтяной оторочки, ибо даже на конец 25-го года на 1 м<sup>3</sup> извлекаемой жидкости приходится около 900 м<sup>3</sup> попутно добываемого газа. К этому времени ресурсы растворенного газа оказываются малыми по причине значительного обводнения добываемой из пласта продукции. При этом частичный сайклинг-процесс, благодаря реализации отмеченных факторов, обеспечивает на 25-й год экономически приемлемый дебит по конденсату – 3,16 т/сут.

По совокупности исходных данных, горизонт БТ7-8 характеризуется так называемыми трудно извлекаемыми запасами природных углеводородов. Однако предлагаемая технология позволяет достичь таких результатов, какие не свойственны традиционным нефтегазоконденсатным залежам.

## 21. СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО (НЕФТЯНОГО) МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ

Одна из главных специфических особенностей разработки месторождений континентального шельфа заключается в необходимости сооружения дорогостоящих платформ, в значительных капитальных и эксплуатационных затратах. В последние годы очевидной становится немалая затратная составляющая и на демонтаж платформ и других объектов и сооружений после завершения периода рентабельной разработки месторождения. Сооружение на месторождении одной или двух эксплуатационных платформ накладывает свой отпечаток, например, на реализуемую сетку скважин. Так, она, как правило, не может быть равномерной на продуктивной площади.

Немалые сложности имеют место при разработке газового месторождения, находящегося на значительном удалении от берега. Это связано с тем, что газовые и газоконденсатные месторождения с низкими значениями КГФ разрабатываются в режиме истощения пла-

товой энергии, что сопровождается снижением во времени пластового давления.

Снижение пластового давления приводит к необходимости перехода к компримированию добываемого газа перед подачей его в магистральный газопровод. Размещение соответствующего компрессорного хозяйства на платформе сопряжено не только со значительными капитальными вложениями, но и эксплуатационными затратами. В отличие от месторождений суши, сооружение компрессорной станции на платформе требует дополнительных сопряженных капитальных вложений на строительство платформы соответствующей грузоподъемности. Очевидно, что, например, в условиях Штокмановского газоконденсатного месторождения при глубине моря свыше 300 м каждая дополнительная тонна оборудования потребует значительных пропорциональных затрат на сооружение платформ. При намечаемых же здесь объемах добычи газа проблема компримирования газа становится весьма серьезной.

При снижении пластового давления в условиях морских месторождений возникает другая негативная проблема – проседание дна моря со всеми вытекающими отсюда последствиями. Об этом красноречиво говорит упоминавшийся опыт разработки месторождения Экофиск [203].

На месторождениях континентального шельфа такого рода техногенные последствия усиливаются и связаны также с тем, что здесь имеем дело с сосредоточенными нагрузками на малой площади морского дна.

Обе рассматриваемые проблемы удалось бы избежать, если пластовое давление не изменялось во времени, оставаясь ниже начального пластового, но являясь достаточным для бескомпрессорной разработки месторождения. Очевидна нереальность поддержания пластового давления на морском газовом месторождении за счет использования какого-либо газообразного агента.

Остается альтернатива в виде заводнения пласта. К такой альтернативе мы уже прибегали в связи с проблемами разработки месторождений газа с АВПД.

Традиционное заводнение, применяемое при разработке нефтяных месторождений, также мало привлекательно применительно к рассматриваемому типу месторождений. Это связано с тем, что на платформе вместо компрессорного хозяйства потребуется установка соответствующего насосного оборудования.

Вместе с тем имеется реальная возможность трансформации негативного фактора – значительной глубины моря – в положительную компоненту стратегии разработки морского газового месторождения. Такая трансформация минуса на плюс позволяет осуществить бескомпрессорную, безнасосную транспортировку добываемого газа.

Сущность соответствующей технологии разработки газового месторождения континентального шельфа поясняется на рис. 12.64 и состоит в следующем [276]. Сооружается необходимое количество нагнетательных скважин с фильтровым устройством на устье. В определенной последовательности они начинают принимать морскую воду. При этом устьевое давление, необходимое для требуемой приемистости, создается за счет имеющегося "бесплатного" столба  $H$  морской воды (от уровня моря до устья нагнетательной скважины).

Итак, согласно прогнозным расчетам, осуществляется план поддержания пластового давления на заданном уровне. Для этого последовательно вводятся в эксплуатацию запланированные нагнетательные скважины. При этом устьевое оборудование включает дистанционно управляемую задвижку и фильтровое устройство, препятствующее попаданию в скважину морской фауны и флоры. В нагнетательной скважине устанавливается счетчик расхода воды и гидравлическая турбина. Гидравлический генератор производит электроэнергию для нужд платформы и электропривода устьевой задвижки. Эта энергия может использоваться и для целей более тщательной очистки или нагревания морской воды, закачиваемой в пласт.

Сегодня в морской нефти-, газодобыче актуальна проблема создания автономных источников электропитания. Поэтому получение электрической энергии указанным способом может представлять самостоятельный интерес.

Продолжающийся контроль за разработкой месторождения позволяет уточнить потенциал упругой энергии и параметры водонапорного бассейна. Это приводит к соответствующей корректировке показателей разработки на основе сочетания естественного и искусственного водонапорного режима. Тогда не возникает трудностей, например, с отказом от бурения того или иного количества нагнетательных скважин. Обычно увеличение глубин моря является негативным фактором при освоении месторождений шельфа. Эффективность же предлагаемой технологии, наоборот, возрастает с увеличением глубин моря и частично сглаживает негатив в первой его части, ибо возрастание глубины моря сопровождается ростом "бесплатного" давления на устьях нагнетательных скважин.

В случае нефтяной залежи нагнетание морской воды осуществляется практически с самого начала разработки. Для повышения приемистости нагнетательных скважин и сокращения их числа возможно рассмотрение разработки морской нефтяной залежи при давлении несколько ниже начального пластового давления.

В каждом конкретном случае требуется проведение не только газогидродинамических, но и тщательных лабораторных экспериментов и технико-экономических расчетов. Только на их основе возможно осуществить выбор оптимального варианта разработки. Так в

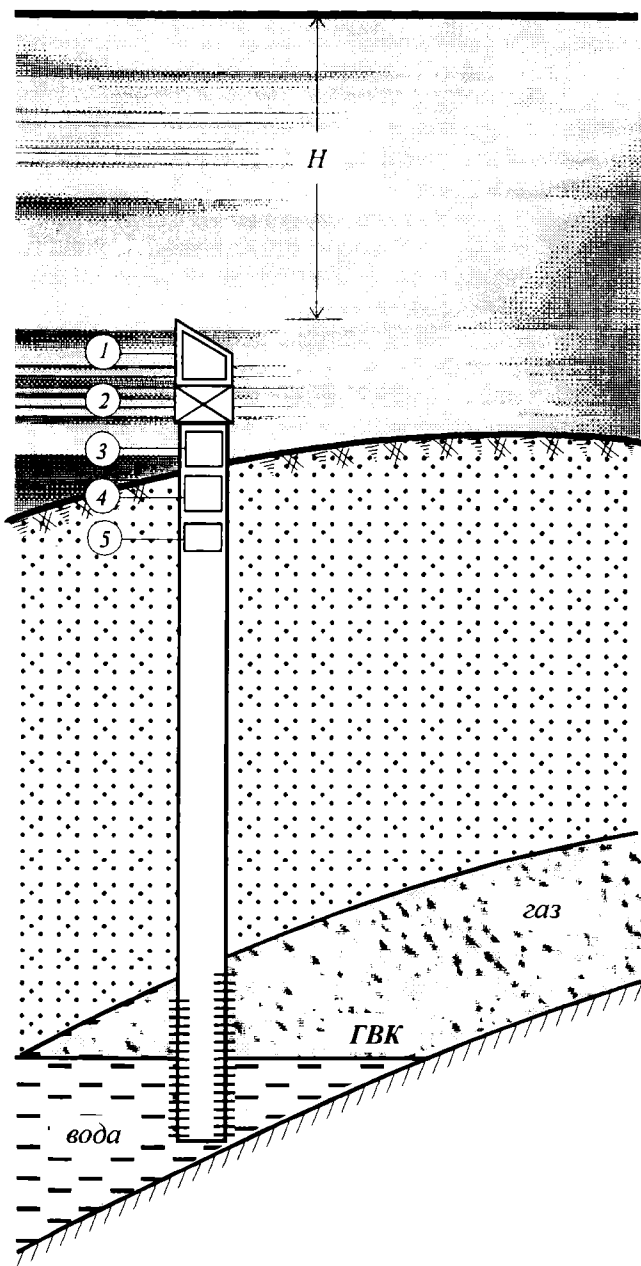


Рис.12.64. Схема поддержания пластового давления в газовой залежи континентального шельфа

1 - фильтр, 2 - задвижка, 3 - электрогенератор, 4 - гидравлическая турбина, 5 - счетчик расхода

случае газового (газоконденсатного) месторождения необходимо принимать во внимание потери газа (и конденсата) в обводненных зонах пласта. При этом наряду с вертикальными исследуется целесообразность использования горизонтальных (псевдо-горизонтальных) скважин и скважинных систем. При поддержании пластового давления может проявиться дополнительный позитивный фактор – увеличение периода постоянной добычи газа. Активный естественный + искусственный водонапорный режим может сопровождаться определенным обводнением добываемой продукции. Тогда одна из нагнетательных скважин используется для закачки в пласт пластовой воды.

Возможен вариант частичного заводнения морской залежи природного газа. Во-первых, вследствие закачки воды может быть отодвинут срок ввода в эксплуатацию ДКС. При дисконтировании затрат и прибыли такой подход сулит определенные выгоды. Во-вторых, при частичном заводнении сокращается потребная мощность ДКС, снижаются потери газа в обводненных зонах пласта.

## 22. НЕКОТОРЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ И ДОПОЛНЕНИЯ

В данной главе изложены идеи современного подхода в теории и практике разработки месторождений углеводородов. Этот подход заключается в создании и внедрении технологий активного воздействия на процессы разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений. Данные технологии позволяют повысить коэффициенты компонентоотдачи пласта и народнохозяйственный эффект от их разработки. Большинство из этих технологий не опробованы еще на практике. Поэтому некоторые из них потеряют свою актуальность. Однако все они здесь приведены с учебной целью, чтобы показать широту горизонта поиска и обоснования новых подходов к освоению месторождений газа и нефти. Есть надежда, что они помогли раскрепостить мыслительный и творческий процесс и потенциал читателя.

Дальнейшее интенсивное развитие газовой промышленности потребует решения многих сложных проблем. Одна из центральных – проблема наиболее полного извлечения углеводородного сырья из недр. Конституция России акцентирует внимание на необходимости бережного подхода к природным богатствам и сохранения их для будущих поколений, в том числе для наших с вами, читатель, детей и внуков.

Прогнозные запасы нефти и газа составляют соответственно только 6 и 5 % общих запасов ископаемого топлива на нашей планете (без учета запасов ядерного топлива) . В то же время на долю нефти и газа в топливно-энергетическом балансе большинства высокоразвитых стран приходится 60 - 70 %.

За прошедшие двадцать лет добыча и потребление газа и нефти в мире возросли в 4 раза и при достигнутых на сегодня коэффициентах нефте- и газоотдачи пройдут, видимо, свой годовой максимум в ближайшие годы. Несмотря на значительность наших разведанных запасов газа, мы должны считаться с их ограниченностью.

Проблема повышения компонентоотдачи продуктивных пластов многоплановая. Она включает в себя следующее.

- Необходимость расширения лабораторных, промысловых и теоретических исследований.
- Обоснование новых, апробацию в опытно-промышленном и промышленном масштабах более активных методов воздействия на процессы разработки месторождений природных газов.
- Решение организационных вопросов (создание специализированных научно-производственных подразделений, повышение ответственности за бережное отношение к недрам и окружающей среде, освоение новых методов воздействия на пласт и т.д.).
- Комплекс мер по стимулированию объединений и отдельных работников, занимающихся разработкой и внедрением методов повышения компонентоотдачи пластов.
- Повышение качества подготовки специалистов для газовой промышленности, дальнейшее повышение квалификации инженерно-технических работников, изменение отношения к проблеме газо-, нефте- и конденсатоотдачи пластов и использованию углеводородных компонентов в качестве топлива и сырья в промышленности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последние годы у молодежи неоправданно упал интерес к высшему техническому образованию. Спад в народном хозяйстве негативно отразился на развитии отечественной науки и техники, сферы образования, включая высшую школу. Однако трудности роста начинают оставаться позади и невостребованная отечественная наука скоро получит необходимые стимулы для своего развития.

Уже сегодня, как и несколько лет назад, молодежи есть прямой смысл приобщаться к современному научно-техническому прогрессу, к активному участию в научных исследованиях. Это тем более актуально в связи с расширяющейся интеграцией России с мировым сообществом во всех сферах науки, техники, промышленности, культуры и т.д. В результате естественным образом будут создаваться условия для ускоренного прогресса общества и каждого индивидуума.

Наряду с положительными моментами, вхождение России в рыночную экономику может и уже сопровождается многими негативными аспектами. Капитализм старается привнести в наш быт идеи чистогана, бездуховности, аморальности. Об этом приходится здесь говорить потому, что данные проблемы имеют непосредствен-

ное отношение к теории и практике разработки месторождений природных углеводородов, ибо они, прежде всего, являются весьма привлекательными для западного капитала. При этом западного предпринимателя мало заботит проблема компонентоотдачи, а интересуют лишь накопленные объемы добычи газа или нефти, которые оправдывают вложенные средства. Достижение же намеченных целей в ряде случаев сопровождается известными малоприятными аморальными действиями.

Сегодня проблемы экологии вышли на передний край при освоении месторождений газа и нефти, так как добыча природных углеводородов негативно отражается на окружающей среде обитания, о чем уже говорилось ранее. Не следует забывать, что это не нефтяники и газовики всего мира стали гуманными и чистосердечными. Мировая общественность, движение "зеленых" принудили правительства многих стран принять соответствующие законодательные документы. При том, что окружающая среда на виду у всех, еще немало проблем экологического порядка.

Положение с недрами в этом отношении гораздо сложнее, ибо простые смертные не могут заглянуть в глубины Земли. В некоторых лишь случаях человечество ставится перед фактом техногенного землетрясения или проседания поверхности земли с последующими негативными последствиями.

Техногенные межпластовые перетоки газа и нефти, в том числе содержащие  $H_2S$  и  $CO_2$  и др. компоненты, вызывают заражение артезианских бассейнов. Нерациональные системы разработки приводят к неразумным потерям в пласте нефти, газа, конденсата. На протяжении многих лет автору, при непассивном отношении, пришлось быть свидетелем, когда коллективно и индивидуально принимаемые решения были направлены против Недр. Лозунг – Недра – это все-народное достояние – нередко так и оставался лозунгом в угоду тех или иных сиюминутных интересов.

Поэтому многолетний опыт показывает, что моральные, нравственные ценности должны лежать в основе подготовки инженеров, в частности, в области разработки месторождений нефти и газа, а также в их дальнейшей повседневной деятельности. Только наличие нравственной позиции позволит специалисту-разработчику предлагать для утверждения сердцем выстраданный вариант освоения месторождения, всесторонне учитывающий все технико-экономические, социальные, экологические аспекты, а также проблемы рационального, бережного недропользования. Без этого никакие знания, программы и компьютеры не застрахуют от ошибочных и вредных решений. Тех решений, негативное воздействие которых скажется на условиях жизни и обитания наших детей и внуков.

Нравственные ценности, изложенные в Библии и других Учениях, недостаточно востребованы вчера и сегодня человечеством в по-

вседневной жизни. Если Библию отнести к I части Учения Космоса, то II часть этого Учения была передана человечеству через Елену Ивановну Рерих под названием “Агни Йога”[9, 10, 11]. Никакого отношения к каким-либо физическим упражнениям, дыханию и т.д. это Учение не имеет. Елена Ивановна называла данное Учение Живой Этикой, а иногда – Учением Жизни.

Именно такое название больше всего подходит для нас, россиян. И не в названии дело. А суть дела в том, что Агни Йога – фундаментальное Учение о всех сторонах жизни и деятельности человечества и каждого индивидуума. Это нравственный кодекс, данный человечеству в уникальный исторический период его эволюции – в связи с предстоящим переходом от пятой к шестой коренной расе. В этом надчеловеческом Учении дана четкая долговременная программа духовного возрождения всех и каждого. Очень важна и адресность Учения непосредственно России. Этические основы Учения должны явиться базисом любой формы человеческой деятельности, в частности, и специалистов в области разработки месторождений газа и нефти. Без таких Знаний нужный России сегодня и завтра специалист-разработчик не состоится.

## **Контрольные вопросы**

1. Проверьте правильно ли усвоили технологию конструирования новых идей, решений, процессов.
2. Отличительные особенности технологий активного воздействия на протекающие в пласте процессы?
3. Каковы последствия экспериментального изучения закономерностей поведения заземленного газа в обводненной модели пласта?
4. Какие положительные и негативные характеристики можно дать технологиям активного воздействия на процессы разработки месторождений углеводородов?
5. Какие альтернативные решения возникли у вас применительно к рассмотренным типам залежей?
6. Как повысить газоотдачу газогидратных залежей, нефтеотдачу нефтяных оторочек малой толщины, залежей углеводородов в низкопроницаемых коллекторах?
7. Преимущества и недостатки, область применимости рассмотренных технологий разработки нефтегазовых залежей?



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов М.Т., Закиров И.С., Палатник Б.М. Идентификация функций относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации. ДАН СССР, т. 312, № 4, 1990.
2. Абасов М.Т., Закиров С.Н., Коноплев В.Ю. Влияние капиллярных и гравитационных сил на конфигурации контактов в залежах нефти и газа. ДАН СССР, том 312, № 3, 1990.
3. Абасов М.Т., Закиров С.Н., Оруджалиев Ф.Г. Проблемы освоения нижнемеловых залежей Севера Тюменской области. Нефт. хозяйство, №9, 1989.
4. Абасов М.Т., Закиров С.Н., Палатник Б.М. Адаптация геолого-математической модели газовой залежи при водонапорном режиме. ДАН СССР, т. 308, № 2, 1989.
5. Абасов М.Т., Кулиев А.М. Методы гидрогазодинамических расчетов разработки многопластовых месторождений нефти и газа. Баку, ЭЛМ, 1976.
6. Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1989.
7. Абуталиев Ф.Б., Баклушин М.Б., Ербеков Я.С., Умаров У.У. Эффективные приближенно-аналитические методы для решения задач теории фильтрации. Изд. Фан, Ташкент, 1978.
8. Агаев Г.С. Совершенствование комплексной геолого-математической модели для прогнозирования разработки и обустройства газовой залежи. Кандидатская диссертация. ИПНГ РАН, ГАНГ им. Губкина<sup>1</sup>, 1991.
9. Агни Йога. Том I, Самара, 1992.
10. Агни Йога. Том II, Самара, 1992.
11. Агни Йога. Том III, Самара, 1992.
12. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Изд. Недра, 1982.
13. Азимов Э.Х., Мамиев Г.С., Юсуфзаде Б.Х. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой на месторождении Бахар. Азерб. нефт. хозяйство, № 12, 1984.
14. Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П. Технологический режим работы газовых скважин. Изд. Недра, 1978.
15. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. Изд. Недра, 1995.
16. Амелин И.Д. Методика расчетов взаимодействия залежей, приуроченных к единой водонапорной системе. Тр. КФ ВНИИнефть, вып. XIV. Изд. Недра, 1964.
17. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей. Изд. Недра, 1980.
18. Амурский Г.И., Гончаров В.С., Орел В.Е., Соловьев Н.Н. Естественная очистка сероводородсодержащих газов. Газ. промышленность, 8, 1993.

---

<sup>1</sup> Здесь и далее первая организация - это организация, где выполнялась работа, вторая - защита на Ученом Совете.

19. Аристов В.А., Зелепукин В.И., Рассохин Г.В. Газоотдача при разработке залежей с низкопроницаемыми коллекторами. Труды ВНИИГаза. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Москва, 1987.
20. Арсланов А.А., Икрамов Ш.Р. Решение задач о нестационарной фильтрации жидкостей и газов в многослойном пласте модели Мятиева-Гириного. Сб. Вопросы вычислительной и прикладной математики, вып. 16. Изд. Инст. Кибернетики с ВЦ АН Узб. ССР, Ташкент, 1973.
21. Арсланов А.А., Курязов Э.К., Вехов П.П., Хаимов Б.А. Оперативный расчет распределения по скважинам добычи газа. Газ. промышленность, №5, 1987.
22. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Анализ разработки нефтегазовых залежей. Изд. Недра, 1980.
23. Ахмедов Б.Г., Бузинов С.Н. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1980.
24. Баишев Б.Т., Подлапкин В.И. Рациональные системы разработки нефтяных залежей при разбуривании их горизонтальными скважинами. Труды ВНИИнефть. Научно-исследовательская и конструкторская деятельность ВНИИ за 50 лет (1943 - 1993). Москва, 1993.
25. Байбаков Н.К., Лапук Б.Б., Требин Ф.А., Закиров С.Н. Решение задач разработки группы газовых (газоконденсатных) месторождений, приуроченных к единой пластовой водонапорной системе. Изд. ЦНИИТ-Энефтегаз, 1965.
26. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. Изд. Недра, 1984.
27. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. Изд. Недра, 1972.
28. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ПММ, т. XXIV, вып. 5, 1960.
29. Басниев К.С. Разработка месторождений природных газов, содержащих неуглеводородные компоненты. Изд. Недра, 1986.
30. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Изд. Недра, 1993.
31. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. Изд. Недра, 1992.
32. Бедриковецкий П.Г. Методы нелинейных волн в проектировании процессов повышения нефтеотдачи пластов. Докторская диссертация. МИНГ им. И.М.Губкина, 1990.
33. Бедриковецкий П.Г., Истомин Г.Д., Князева М.Б. Смешивающееся вытеснение из трещиновато-пористых сред. Изв. АН СССР, МДЖГ, № 6, 1989.
34. Бернштейн М.А. Особенности разработки газовых залежей, приуроченных к неоднородным по проницаемости коллекторам. Газ. промышленность, №2, 1956.
35. Боксерман А.А., Данилов В.Л., Желтов Ю.П., Кочешков А.А. К теории фильтрации несмешивающихся жидкостей в трещиновато-пористых породах. Ежегодник Теория и практика добычи нефти. Изд. Недра, 1966.

36. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. Изд. Недра, 1964.
37. Брисман А.А., Иванов А.К., Козлов А.Л., Минский Е.М., Палта Р.С., Раабен В.Н., Ходанович И.Е., Шахназаров М.Х. Добыча и транспорт газа. Гостоптехиздат, 1955.
38. Брусиловский А.И. Закономерности фильтрации газоконденсатных систем в низкопроницаемых коллекторах. Газ. промышленность, №3, 1997.
39. Брусиловский А.И. Многокомпонентная фильтрация газоконденсатных систем в глубокопогруженных залежах. Геология нефти и газа, №7, 1997.
40. Брусиловский А.И. Моделирование фазового состояния и термодинамических свойств природных многокомпонентных систем при проектировании разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Докторская диссертация. ИПНГ РАН, ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994.
41. Брусиловский А.И., Закиров С.Н., Щепкина Н.Е. Прогнозирование технологических показателей разработки и эксплуатации газоконденсатного месторождения при реализации сайклинг-процесса. Труды ВНИИГаза. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления. Москва, 1988.
42. Бузинов С.Н. Некоторые вопросы методики расчета закачки газа в водоносные пласты. Труды ВНИИГаза, 11(19), Гостоптехиздат, 1961.
43. Бузинов С.Н., Ковалев А.Л., Крапивина Г.С., Черненко А.М. Оптимизация размещения скважин на подземных хранилищах газа. Сб. Компьютеризация научных исследований и научного проектирования в газовой промышленности. ВНИИГаз, Москва, 1993.
44. Бузинов С.Н., Пешкин М.А. Некоторые экспериментальные данные о вытеснении газа газом из пористой среды. Изв. АН СССР, МЖГ, № 4, 1974.
45. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. Изд. Недра, 1984.
46. Булавинов Л.Б. Исследование капиллярного вытеснения газа водой из естественных песчаников. Газовое дело, № 7, 1966.
47. Васильев Ф.И. Методы решения экстремальных задач. Изд. Наука, 1981.
48. Васильев Ю.Н. Методы системного анализа в разработке газовых месторождений. Докторская диссертация. ВНИИГаз, 1991.
49. Васильев Ю.Н. Расчет проседания поверхности земли при разработке газовых месторождений. Труды ВНИИГаза. Проблемы повышения эффективности технологии разработки месторождений природного газа. Москва, 1989.
50. Васильев Ю.Н., Черных В.А. Вариационные принципы и методы решения задач теории фильтрации. Труды ВНИИГаза. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Москва, 1989.
51. Вахитов Г.Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. Изд. Недра, 1970.
52. Вахитов Г.Г. Решение задач подземной гидродинамики методом конечных разностей. Труды ВНИИнефть, вып. 10, Гостоптехиздат, 1957.
53. Везилов Д.Ш., Кочешков А.А. Некоторые вопросы нефтеотдачи трещи-

- новато-пористых коллекторов при заводнении. Труды ВНИИнефть. Изд. Недра, вып. 42, 1965.
54. Веригин Н.Н. Нагнетание вязущих растворов в горные породы в целях повышения прочности и водонепроницаемости оснований гидротехнических сооружений. Изв. АН СССР, ОН, № 5, 1952.
  55. Веригин Н.Н. О перемещении контура газоносности при эксплуатации месторождений природных газов. Изв. АН СССР, ОН, № 3, 1958.
  56. Виноградов В.Н., Савченко В.В., Жиденко Г.Г., Славянский А.А., Тупышев М.К., Олексюк В.И., Басарыгин Ю.М. Техногенные деформационные процессы при разработке нефтегазовых месторождений. Труды Международной конференции Разработка газоконденсатных месторождений. Краснодар, 29 мая-2 июня, 1990.
  57. Вяхирев Р.И., Галимов А.К., Леонтьев И.А. Моделирование процессов регулирования продвижения пластовой воды на Оренбургском месторождении. Сб. Разр. и экспл. газ. и газоконден. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, № 2, 1982.
  58. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К., Лапидус В.З., Лещенко В.Е., Шовкринский Г.Ю. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. Изд. ВНИИОЭНГ, 1994.
  59. Галимов А.К., Леонтьев И.А. Механизм макрозащемления газа в слоистых пластах с зональной неоднородностью. Газ. промышленность, № 1, 1981.
  60. Гацулаев С.С., Канашук В.Ф., Игнатенко Ю.К. Разработка и эксплуатация группы газовых месторождений. Изд. Недра, 1972.
  61. Гереш П.А., Гацולהв А.С., Кузнецова Г.М., Семенова Л.Н. Применение зонного моделирования для анализа и прогнозирования разработки газовых залежей Западной Сибири на примере сеноманской залежи Уренгойского месторождения. Обзорн. инф., Изд. ВНИИЭГазпром, 1988.
  62. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Изд. Недра, 1982.
  63. Голов Л.В., Волков С.Н. Состояние строительства и эксплуатации горизонтальных скважин в России. Нефт. хозяйство, № 7, 1995.
  64. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. Изд. Недра, 1981.
  65. Горбунов А.Т., Махтарянц С.А., Сафронов В.И. Циклическое заводнение нефтяных пластов. Изд. ВНИИОЭНГ, 1977.
  66. Григорьев В.С. Разработка газоконденсатных месторождений путем внутриконтурного заводнения. Нефт. и газ. промышленность, № 2, 1986.
  67. Григорьев В.С., Дубовик В.А. Газоносность периферийных зон Шебелинского месторождения. Газ. промышленность, №3, 1979.
  68. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами. Изд. Недра, 1969.
  69. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. Изд. Наука, 1995.
  70. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. Изд. Недра, 1995.
  71. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Клапчук О.В., Николаев В.А. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотда-

- чи. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1980.
72. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., Подюк В.Г., Захаров А.А., Спиридович Е.А., Гурленов Е.М. Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ. Газ. промышленность, ноябрь-декабрь, 1996.
  73. Гуныка Н.Н. Повышение эффективности разработки эоценовых залежей Предкарпатья путем изменения направления фильтрационных потоков нефти в пласте. Нефтепромысловое дело, № 10, 1973.
  74. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов. Ежегодник Итоги науки и техники. Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Изд. ВИНТИ, т.16, 1985.
  75. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. Изд. Недра, 1984.
  76. Гуревич Г.Р., Лапук Б.Б., Николаевский В.Н. Использование теории фильтрации многокомпонентных смесей для расчетов добычи газоконденсата. Сб. Теория и практика добычи нефти. Изд. Недра, 1968.
  77. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. Изд. Недра, 1976.
  78. Гусейнзаде М.А. Особенности движения жидкости в неоднородном пласте. Изд. Недра, 1965.
  79. Гусейнзаде М.А., Колосовская А.К. Упругий режим в однопластовых и многопластовых системах. Изд. Недра, 1972.
  80. Гусейнов Г.П. Некоторые вопросы гидродинамики нефтяного пласта. Баку, Азернешр, 1961.
  81. Гутников А.И., Дарменова А.Е. Модель разработки газовой залежи с учетом неравновесности деформации коллектора. Изв. АН Узб. ССР, Сер. техн. наук, № 3, 1989.
  82. Гутников А.И., Жолдасов А., Закиров С.Н., Коноплев В.Ю., Шведов В.М. Взаимодействие залежей газа и нефти с пластовыми водами. Изд. Недра, 1991.
  83. Гутников А.И., Закиров И.С. Совместный приток газа и жидкости к скважине. Экспресс-информ. Геология, бурение и разр. газ. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, вып. 16, 1981.
  84. Гутников А.И., Зиненко И.И., Остапенко А.Ф., Токой И.Н. Анализ разработки Новотроицкого месторождения. Труды ВНИИГаза. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления. Москва, 1988.
  85. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. Изд. Недра, 1985.
  86. Данилов В.Л., Кац Р.М. Гидродинамические расчеты взаимного вытеснения жидкостей в пористой среде. Изд. Недра, 1980.
  87. Денисов А.М. Введение в теорию обратных задач. Изд. МГУ, 1994.
  88. Джалалов Г.И. Гидрогазодинамика разработки нефтяных и газовых залежей в деформируемых коллекторах. Докторская диссертация. ИПГНГМ АН Азерб. ССР, 1990.
  89. Джаилилов К.Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин. Баку, ЭЛМ, 1974.
  90. Дияшев Р.Н., Бакиров И.М., Чекалин А.Н. Новые системы разработки

- карбонатных коллекторов. Нефт. хозяйство, № 1, 1994.
91. Дмитриев Н.М. Течение в анизотропных коллекторах. Труды Международной конференции. Краснодар, 29 мая - 2 июня, 1990.
  92. Дмитриев Н.М., Максимов В.М. Обобщенный закон Дарси. Фазовые и относительные проницаемости для фильтрационных течений в анизотропных пористых средах. Сб. Моделирование процессов фильтрации и разработки нефтяных месторождений. Казань, 1992.
  93. Дмитриевский А.Н., Закиров С.Н., Шандрыгин А.Н. Вытеснение газа водой из трещиновато-пористых коллекторов. ДАН СССР, т. 310, № 6, 1990.
  94. Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. Изд. Недра, 1985.
  95. Довжок Е.М., Тищенко А.С., Саттаров М.М., Мусин М.Х. Разработка месторождений нефти с помощью горизонтальных скважин. Нефт. хозяйство, № 8, 1990.
  96. Дунымалыев М.А. Теория и практика расчета релаксационных процессов при разработке глубокозалегающих нефтяных и газовых месторождений. Докторская диссертация. Азерб. политехн. институт, ИПГНГМ АН Азерб. ССР, 1990.
  97. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. Изд. Недра, 1979.
  98. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения Азербайджана. Баку, Азернешр, 1967.
  99. Евтушенко Ю.С. Определение конечного коэффициента газоотдачи массивной залежи Коробковского месторождения. Газ. дело, № 2, 1971.
  100. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. Изд. Недра, 1989.
  101. Еремин Н.А. Моделирование разработки месторождений нефти методами нечеткой логики. Докторская диссертация. ИПНГ РАН, ГАНГ им. И.М.Губкина, 1995.
  102. Ершов С.Е., Перемышцев Ю.А. Методика прогнозирования избирательного обводнения сеноманской залежи Уренгойского месторождения. Сб. Теория и практика разработки газовых месторождений Западной Сибири. ВНИИГаз, Москва, 1985.
  103. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1979.
  104. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Фролов А.И. О механизме вытеснения газа водой из пористых сред. Газ. промышленность, № 11, 1966.
  105. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Изд. Недра, 1986.
  106. Желтов Ю.П., Розенберг М.Д. О фильтрации многокомпонентных систем. НТС по добыче нефти., вып. 12. Гостоптехиздат, 1961.
  107. Жиденко Г.Г., Байкова Е.Г., Кулагин А.И. Предотвращение нарушений обсадных колонн. Труды ВНИИГаза Геотехнологические проблемы разработки месторождений природного газа, Москва, 1992.
  108. Зазовский А.Ф. Гидродинамическая теория процессов повышения нефтеотдачи с интенсивным межфазным массообменом. Докторская диссертация. ИПМ АН СССР, ИПНГ РАН, МИНГ им. И.М.Губкина, 1990.
  109. Закиров С.Н., Шандрыгин А.Н., Трубаев В.Л. Закономерности извле-

- чения газа из трещиновато-пористых коллекторов при циклических изменениях давления. Препринт ИПНГ РАН, Москва, 1989.
110. Закиров И.С. Влияние сетки скважин на эффективность дренирования оторочек газонефтяных залежей. Труды МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, вып. 192, Москва, 1985.
  111. Закиров И.С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными коллекторами. Кандидатская диссертация. ИПНГ РАН, ГАНГ им. Губкина, 1996.
  112. Закиров И.С. Совместный приток газа, нефти и подошвенной воды к скважине. Нефт. хозяйство, №2, 1988.
  113. Закиров И.С., Закиров Э.С. Регулирование разработки месторождений природных углеводородов. Газ. промышленность, №7, 1997.
  114. Закиров С.Н., Бакиров Э.А., Щербаков Г.А., Скибицкая Н.А., Федосеев А.П., Коненков К.С. Деформационные процессы в коллекторах месторождений Прикаспия. Труды Международной конференции. Краснодар, 29 мая - 2 июня, 1990.
  115. Закиров С.Н. Повышение газо-, нефте- и конденсатоотдачи продуктивных пластов. Газ. промышленность, №7, 1997.
  116. Закиров С.Н. Повышение компонентоотдачи нефтегазоконденсатных залежей. В сб. Фундаментальные науки - народному хозяйству. Изд. Наука, 1990.
  117. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1989.
  118. Закиров С.Н., Алиев Б.А. Повышение компонентоотдачи пласта. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1985.
  119. Закиров С.Н., Баишев В.З., Колomoec В.И., Поваренко О.А. Расчетные модели применительно к месторождениям типа Оренбургского. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1981.
  120. Закиров С.Н., Батыров С. Ш., Какаев Я.Э. Особенности обводнения залежей газа с неоднородными коллекторами. Геология нефти и газа, № 6, 1991.
  121. Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Халимов Э.М., Максудов Р.А., Черницкий А.В., Сазонов Б.Ф. Основные задачи начального периода разработки месторождения Тенгиз. Нефт. хозяйство, № 1, 1988.
  122. Закиров С.Н., Булейко В.М., Гафурова М., Пономарев А.И. Прогнозирование избирательного обводнения месторождений и скважин. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1978.
  123. Закиров С.Н., Варламов А.И. Максимизация текущих отборов конденсата. Обзорн. инф. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1983.
  124. Закиров С.Н., Василевская Е.И., Талдай И.В., Гордон В.Я., Кондрат Р.М., Сомов Б.Е., Брусиловский А.И., Егорова Н.Е., Лазаренко Л.В. Технология вторичной добычи конденсата из частично истощенной газоконденсатной залежи. Препринт ИПНГ РАН, Москва, 1989.
  125. Закиров С.Н., Васильев В.И., Гутников А.И., Коршунова Л.Г., Колбинов С.В. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. Изд. Недра, 1987.
  126. Закиров С.Н., Гафурова М., Коротаев Ю.П., Орлов В.С. К оценке обводняющегося числа эксплуатационных скважин. Сб. Разр. и экпл. газ.

- и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, № 10, 1977.
127. Закиров С.Н., Гутников А.И. Регулируемая технология создания и эксплуатации газохранилища в водоносном пласте. Труды Международной конференции по подземному хранению газа. Москва, 11-15 сент., 1995.
  128. Закиров С.Н., Дубровский Д.А. Прогнозирование разработки месторождений природного газа типа Мессояхского. Обзорн. инф. Изд. ВНИИГазпром, 1989.
  129. Закиров С.Н., Дубровский Д.А. Прямые и обратные задачи разработки газогидратных залежей. Труды Международной конференции. Краснодар, 29 мая–2 июня, 1990.
  130. Закиров С.Н., Дубровский Д.А., Толкач В.М. Влияние процесса разложения гидратов на разработку Мессояхского месторождения. Обзорн. инф. Изд. ВНИИГазпром, 1989.
  131. Закиров С.Н., Закиров И.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. Изд. ИРЦ Газпром, 1996.
  132. Закиров С.Н., Колбиков С.В., Палатник Б.М. Комплексные адаптирующиеся геологопромысловые математические модели разработки газовых месторождений. Труды МИНГ им. И.М. Губкина, вып. 214, Москва, 1989.
  133. Закиров С.Н., Колесникова С.П., Коршунова Л.Г. Моделирование процессов эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1979.
  134. Закиров С.Н., Кондрат Р.М., Морозова З.Ф., Рейтенбах Г.Р. Определение запасов газа газоконденсатной залежи. Изв. ВУЗов, Нефть и газ, № 12, 1976.
  135. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Вяхирев Р.И., Кондрат Р.М., Гордон В.Я. Активное воздействие на водонапорный режим с целью увеличения компонентоотдачи пласта. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1981.
  136. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Колбиков С.В., Пономарев А.И., Шагиев Р.Г. Состояние и перспективы разработки месторождения Медвежье. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1980.
  137. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Кондрат Р.М., Турниер В.Н., Шмыгля О.П. Теория водонапорного режима газовых месторождений. Изд. Недра, 1976.
  138. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Перепеличенко В.Ф., Козлов Н.Ф., Швец В.А. Новое в технологии добычи нефти из оторочек месторождений природного газа. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1982.
  139. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Петренко Е.И., Джалилов М.М., Самойлова А.Ф. Проектирование разработки газовых месторождений с АВПД. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1979.
  140. Закиров С.Н., Коршунова Л.Г., Кувенев К.М. Оптимизация системы газодобычи для неоднородного пласта при водонапорном режиме. Сб. Разр. и экспл. газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, № 12, 1977.
  141. Закиров С.Н., Коршунова Л.Г., Нанивский Е.М. Решение двумерной обратной задачи теории разработки газовых месторождений. Сб. Разр. и экспл. газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, № 12, 1975.
  142. Закиров С.Н., Кузмин В.С., Ларионова Л.С. О новом классе задач подземной гидравлики. Нефт. хозяйство, № 9, 1981.



143. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. Изд. Недра, 1974.
144. Закиров С.Н., Лапук Б.Б., Максимов М.М., Требин Ф.А. Использование карты гидроизопьез для уточнения фильтрационных сопротивлений, строения пластовой водонапорной системы и открытия новых газовых или нефтяных месторождений. НТС ВНИИГаза, вып. II. Изд. Недра, 1965.
145. Закиров С.Н., Лапук Б.Б., Разумовский С.Н. Расчет разработки группы взаимодействующих месторождений при водонапорном режиме с использованием ЭВМ. Сб. Новое в теории разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. ВНИИОЭНГ, Москва, 1966.
146. Закиров С.Н., Лапук Б.Б., Требин Ф.А. Решение задач разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края при водонапорном режиме на электроинтеграторе ЭИ-С. НТС ВНИИГаза, вып. II, Изд. Недра, 1965.
147. Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М. Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами. Труды ВНИИГаза. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления. Москва, 1988.
148. Закиров С.Н., Морозова З.Ф. Определение запасов газа в трещиноватых (деформируемых) коллекторах. Газ. промышленность, № 9, 1972.
149. Закиров С.Н., Назаров А.В. Моделирование разработки месторождений газа с трещиновато-пористыми коллекторами. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, Москва, 1988.
150. Закиров С.Н., Палатник Б.М., Сомов Б.Е. Прогнозирование разработки газовых месторождений с использованием трехмерных моделей пласта. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1986.
151. Закиров С.Н., Петренко Е.И. Влияние процессов деформации на фильтрационные свойства пласта. Сб. Геол. и разведка газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, № 2, 1980.
152. Закиров С.Н., Пискарев В.И., Гереш П.А., Ершов С.Е. Разработка водоплавающих залежей с малым этажом газоносности на основе горизонтальных скважин. Газ. промышленность, №5. 1997.
153. Закиров С.Н., Расторгуева Н.Г. Интерпретация результатов исследований горизонтальных скважин. Труды ВолгоградНИПИнефть, Волгоград, 1993.
154. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я., Палатник Б.М., Юфин П.А. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. Изд. Недра, 1988.
155. Закиров С.Н., Тимашев А.Н., Севастьянов О.М., Ахапкин В.И. Глубинное зондирование водоносного бассейна при разработке месторождений. Газ. промышленность, № 2, 1985.
156. Закиров С.Н., Шандрыгин А.И., Нгуен Хыу Чунг. Процессы вытеснения в наклонных слоисто-неоднородных коллекторах. Препринт ИПНГ РАН, 1991.
157. Закиров С.Н., Шандрыгин А.Н. Исследование процессов вытеснения газа водой из трещиновато-пористых коллекторов. Препринт ИПНГ РАН, Москва, 1989.

158. Закиров С.Н., Шандрыгин А.Н., Сегин Т.Н. Смешивающееся вытеснение газов из трещиновато-пористых коллекторов. Препринт ИПНГ РАН, Москва, 1991.
159. Закиров С.Н., Пискарев В.И. Сетки скважин и нефтеотдача в изотропных и анизотропных коллекторах. Нефт. хозяйство, № 11, 1994.
160. Закиров Э.С. Горизонтальные скважины в слоисто-неоднородных коллекторах. Газ. промышленность, №5-6, 1996.
161. Закиров Э.С. Горизонтальные и вертикальные скважины в системах поддержания пластового давления в слоисто-неоднородных коллекторах. Газ. промышленность, №7-8, 1996.
162. Закиров Э.С. К эффективной разработке слоисто-неоднородных коллекторов. Геология нефти и газа, №9, 1996.
163. Золотухин А.Б. Основы многоцелевого системного проектирования разработки нефтяных месторождений. Докторская диссертация. ИПНГ РАН, МИНГ им. И.М.Губкина, 1990.
164. Зотов Г.А. Техногенное воздействие разработки нефтяных и газовых месторождений на геологическую среду. Труды ВНИИГаза. Научно-методические и технологические проблемы разработки месторождений со сложными геологическими условиями. Москва, 1990.
165. Зотов Г.А., Тверковкин С.М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. Изд. Недра, 1970.
166. Зотов Г.А., Черных В.А. Геодинамические процессы при разработке месторождений углеводородов. Труды ВНИИГаза. Геотехнологические проблемы разработки месторождений природного газа, Москва, 1992.
167. Канашук В.Ф., Коршунова Л.Г. Влияние геологических и технологических параметров на газоотдачу. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1981.
168. Канторович Л.В., Крылов В.И. Приближенные методы высшего анализа. Гос. изд. техн.-теор. лит., 1952.
169. Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа. Изд. Недра, 1981.
170. Качалов О.Б. О характере фазовых превращений в призабойной зоне скважин при неизотермической фильтрации газа. Труды СредазНИИГаза. Разработка газовых месторождений. Изд. Недра, 1969.
171. Козлов А.Л., Минский Е.М. Взаимодействие газовых месторождений в процессе их эксплуатации. Газ. промышленность, № 3, 1958.
172. Козлов А.Л., Минский Е.М., Андреев О.Ф., Фиш М.Л., Фриман Ю.М. Методика проектирования разработки крупного газового месторождения на весь срок его эксплуатации ( на примере Северо-Ставропольского месторождения ). Труды ВНИИГаза, вып. VIII, Изд. Недра, 1968.
173. Козлов А.Л., Минский Е.М., Фиш М.Л., Фриман Ю.М. Анализ разработки Хадумской газовой залежи Северо - Ставропольско- Пелагиадинского газового месторождения. Труды ВНИИГаза, вып. 19/27. Изд. Недра, 1964.
174. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. Изд. Недра, 1992.
175. Кондрат Р.М. Повышение конденсатоотдачи продуктивных пластов с применением заводнения. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, вып.7, 1982.

176. Коротаев Ю.П., Геров Л.Г., Закиров С.Н., Щербаков Г.А. Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах. Изд. Недра, 1979.
177. Коротаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1981.
178. Коротаев Ю.П., Закиров С.Н., Колбиков С.В., Зиятдинова Л.М., Кайгородов В.А., Парфенов В.И. Опыт эксплуатации подземных хранилищ газа. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1977.
179. Коротаев Ю.П., Зотов Г.А., Кичиев К.Д. Методика проектирования разработок газовых и газоконденсатных месторождений ( на примере Шебелинского месторождения). Изд. Недра, 1966.
180. Коротаев Ю.П., Киреев В.А. Оценка эффективности работы вертикальных ответвлений горизонтальной скважины. НТС ВНИИГаза , вып. VIII, Изд. Недра, 1968.
181. Кравченко К.Н. О генетической общности газовых месторождений Даулетабад-Донмез и Хьюгтон-Панхэнгл. Советская геология, №9, 1983.
182. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений. Проблемы моделирования. Изд. Недра, 1981.
183. Крылов А.П., Белаш П.М., Борисов Ю.П., Бучин А.Н., Воинов В.В., Глоговский М.М., Максимов М.М., Николаевский Н.М., Розенберг М.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1962.
184. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1948.
185. Кулиев А.М. Газогидродинамические расчеты разработки многопластового газового месторождения при упруго-водонапорном режиме. Изв. АН Азерб. ССР, сер. наук о Земле, № 6, 1968.
186. Курбанов А.К. Проектирование и расчет технологических показателей разработки нефтегазовых залежей. В Справочном руководстве по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Под редакцией Ш.К. Гиматудинова. Изд. Недра, 1983.
187. Курбанов А.К., Кац Р.М., Шерстняков В.Ф., Кундин А.С. Исследование влияния анизотропии на формирование конусов в нефтяных оторочках. Труды ВНИИнефть, вып. 75. Изд. Недра, 1981.
188. Курбанов А.К., Садчиков П.Б. О совместной добыче нефти и воды из залежей нефти с подошвенной водой и газовой шапкой. Сб. Добыча нефти. Изд. Недра, вып. 24, 1964.
189. Курбанов А.К., Саттаров Д.М. Пути повышения эффективности разработки нефтяных оторочек малой толщины. Нефтепромысловое дело, №9, 1983.
190. Кусаков М.М., Лубман Н.М., Кочешков А.А. Влияние давления на скорость капиллярного впитывания пористой среды. Труды Института нефти, том XI. Изд. АН СССР, 1958.
191. Лапук Б.Б. Приближенное решение плоской задачи о вытеснении газа несжимаемой водой. ДАН СССР, т. 33, № 1, 1950.
192. Лапук Б.Б., Байбаков Н.К., Требин Ф.А., Басниев К.С., Закиров С.Н., Петров В.Н., Сомов Б.Е., Старшов В.Ф. Комплексное решение проблемы

- разработки группы газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1970.
193. Лапук Б.Б., Брудно А.Л., Сомов Б.Е. О конусах подошвенной воды в газовых залежах. Газ. промышленность, № 2, 1961.
  194. Лапук Б.Б., Савченко В.П., Евдокимова В.А. Взаимодействие газовых месторождений, расположенных в единой пластовой водонапорной системе ( на примере газовых месторождений Бугурусланско - Куйбышевского нефтегазоносного района). Фонды МНИ им. И.М. Губкина, 1952.
  195. Лапук Б.Б., Требин Ф.А. О состоянии и задачах дальнейшего развития теоретических основ разработки газовых месторождений. Москва. Изд. ВИНТИ, 1961.
  196. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. Гостоптехиздат, 1948.
  197. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. Изд. Наука, 1997.
  198. Леви Б.И. Основы прогнозирования физико-химического воздействия на пласт. Докторская диссертация. БашНИПИнефть, ВНИИнефть, 1988.
  199. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. Изд. Недра, 1973.
  200. Лейбензон Л.С. Движение газов в пористой среде. Нефт. хозяйство, № 10, 1929.
  201. Леонтьев И.А., Журавлев И.Г. Основы надежности систем добычи газа. Изд. Недра, 1975.
  202. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. Изд. Недра, 1975.
  203. Лычев В.С. Особенности разработки месторождения Экофиск Северного моря. Нефт. хозяйство, № 11, 1989.
  204. Магаршак Т.О. Расчет показателей разработки с применением горизонтальных скважин. Сб. Компьютеризация научных исследований в газовой промышленности. ВНИИГаз, Москва, 1993.
  205. Майдебор В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. Изд. Недра, 1971.
  206. Максимов В.М., Дмитриев Н.М. Моделирование многофазных потоков в пластах с заданным характером анизотропии. Труды Международной конференции. Краснодар, 29 мая - 2 июня, 1990.
  207. Максимов М.М., Рыбницкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. Изд. Недра, 1976.
  208. Мартос В.Н. О возможности заводнения газоконденсатных пластов. Сб. Вопросы нелинейной фильтрации и нефтегазоотдачи при разработке нефтяных и газовых месторождений. Изд. Недра, 1971.
  209. Марчук Г.И., Агошков В.И., Шутяев В.П. Сопряженные уравнения и методы возмущений в нелинейных задачах математической физики. Изд. Наука, 1993.
  210. Маскет М. Течение однородной жидкости через пористую среду. Гостоптехиздат, 1949.
  211. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Гостоптехиздат, 1953.

212. Медведский Р.И., Кряквин А.Б., Балин В.П., Юшков Ю.Ф. Современные и перспективные способы эксплуатации газоконденсатных месторождений Западной Сибири. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1980.
213. Минский Е.М. О притоке к забою нескважинной скважины при нелинейном законе сопротивления. Труды ВНИИнефть, вып. 5, Гостоптехиздат, 1954.
214. Минский Е.М., Коротаев Ю.П., Зотов Г.А. Приближенное решение задачи об установившейся фильтрации реальных газов. Труды ВНИИ-Газа. Подземная гидродинамика, вып. 18/26, Гостоптехиздат, 1963.
215. Минский Е.М., Малых А.С., Пешкин М.А. Разработка газового месторождения системой неравномерно расположенных скважин. Изд. Недра, 1967.
216. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.Г., Басниев К.С., Гриценко А.И., Зайцев Ю.В., Рассохин Г.В., Шаталов А.Т. Технология добычи природных газов. Изд. Недра, 1987.
217. Мирзаджанзаде А.Х., Ахмедов З.М., Самедов Т.А. Дифференциальные уравнения фильтрации газо-жидкостных систем с учетом массопереноса остаточной воды. ДАН СССР, т. 176, № 5, 1967.
218. Мирзаджанзаде А.Х., Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Желтов Ю.В., Маргулов Г.В., Рассохин Г.В., Рыжик В.М. О возможном влиянии начального градиента на разработку газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ, № 1, 1970.
219. Мирзаджанзаде А.Х., Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г., Аллаhverдиева Т.А. Разработка газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1967.
220. Мионов Т.П., Орлов В.С. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. Изд. Недра, 1977.
221. Мирчинк М.Ф., Мирзаджанзаде А.Х., Желтов Ю.П., Рыжик В.М., Чубанов О.В., Киселенко Б.Е., Ентов В.М., Гурбанов Р.С., Качалов О.Б., Иванов В.А. Физико-геологические проблемы повышения нефтегазоотдачи пластов. Изд. Недра, 1975.
222. Михайлов Н.Н. Основы комплексного изучения околоскважинных зон для повышения эффективности процессов нефтегазозвлечения. Докторская диссертация. ИПНГ РАН, ГАНГ им. И.М.Губкина, 1994.
223. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Фазлыев Р.Т. Создание систем разработки месторождений с применением горизонтальных скважин. Нефт. хозяйство, № 10, 1994.
224. Мухидинов Н. Газодинамическое исследование нелинейной фильтрации жидкости и газа. Ташкент, Изд. Фан, 1977.
225. Мухидинов Н. Методы расчета показателей разработки многопластовых месторождений нефти и газа. Ташкент, Изд. Фан, 1978.
226. Назаров А.В. Метод интегрирования уравнений многофазной фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе. Труды ВНИИГаза. Вопросы разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Москва, 1993.
227. Назаров А.В. Моделирование процессов разработки газовых залежей с трещиновато-пористыми коллекторами. Кандидатская диссертация. ГАНГ им. Губкина, 1992.
228. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. Изд. Недра, 1996.

229. Николаевский В.Н. Конвективная диффузия в пористых средах. ПММ, вып. 6, 1959.
230. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. Изд. Недра, 1984.
231. Николаевский В.Н. О выборе систем уравнений фильтрации газоконденсатных смесей. Изв. АН Азерб. ССР, сер. геол.-географ. наук, № 1, 1965.
232. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. Изд. Недра, 1970.
233. Панфилов М.Б. Макроскопические модели фильтрационных процессов с неоднородной внутренней структурой. Докторская диссертация. ИПНГ РАН, ГАНГ им. И.М.Губкина, 1993.
234. Перепеличенко В.Ф. Компонентоотдача нефтегазоконденсатных залежей. Изд. Недра, 1990.
235. Перепеличенко В.Ф., Билалов Ф.Р., Еникеева М.И., Левченко В.С., Потапов А.Г., Шилин А.В. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины. Изд. Недра, 1994.
236. Петренко В.И. Геолого-физические и геохимические процессы, связанные с природными газами ( на примере газоконденсатных месторождений). Докторская диссертация. СевКавНИИГаз, ВНИИГаз, 1993.
237. Петренко В.И., Петренко Н.В., Хадыкин В.Г., Щугоров В.Д. Взаимосвязь природных газов и воды. Изд. Недра, 1995.
238. Петрушевский Е.И., Дурмишьян А.Г. Влияние перетоков газа из слабопроницаемых пропластков на зависимость пластового давления от объема добытого газа. Сб. Разр. и экспл. газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИ-ЭГазпром, №2, 1970.
239. Пилатовский В.П. Основы гидромеханики тонкого пласта. Изд. Недра, 1966.
240. Пирвердян А.М. Фильтрация к горизонтальной скважине. Труды АЗНИИ по добыче нефти, вып 3, Баку, 1956.
241. Пискунов Н.С. Об извлечении нефти из нефтяных пластов с подошвенной водой. Труды ВНИИнефть, вып. 10, Гостоптехиздат, 1957.
242. Плотников А.А. Условия формирования гидродинамических ловушек газа. Изд. Недра, 1976.
243. Подгорнов В.М. Формирование призабойной зоны с целью повышения продуктивности нефтегазодобывающих скважин. Докторская диссертация. ГАНГ им. И.М.Губкина, 1995.
244. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1971.
245. Рамачарака. Раджа-Йога, Москва, 1991.
246. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1977.
247. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А., Петренко В.И., Пикало Г.И., Шмыгля П.Т., Коноплев Ю.В. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. Изд. Недра, 1973.
248. Рассохин Г.В., Рейтенбах Г.Р., Трегуб Н.Н., Леонтьев И.А., Вяхирев Р.И., Худяков О.Ф. Разработка газоконденсатных месторождений с большим этажом газоносности. Изд. Недра, 1984.

249. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 1996.
250. Ремизов В.В., Парфенов В.И., Бузинов С.Н., Григорьев А.В. Горизонтальные скважины на ПХГ. Газ. промышленность, ноябрь-декабрь, 1996.
251. Розенберг М.Д., Кундин А.С., Курбанов А.К., Шовкринский Г.Ю. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. Изд. Недра, 1969.
252. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. Изд. Недра, 1978.
253. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. Изд. Недра, 1966.
254. Рубинштейн Л.И. Проблема Стефана. Изд. Звайгзне, Рига, 1967.
255. Рыжик В.М. О механизме капиллярной пропитки пористой среды. Изв. АН СССР, сер. Механ. и машиностр., № 6, 1959.
256. Савченко В.В. Создание методов повышения газоотдачи залежей природных газов с учетом применения геолого-промысловых данных. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук в форме научного доклада. ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994.
257. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. Изд. Недра, 1977.
258. Савченко Н.В. Остаточная газонасыщенность пород коллекторов по данным лабораторного изучения керна. Сб. Разраб. и экспл. газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, № 5, 1972.
259. Савченко Н.В., Колоскова М.И., Абдурахманов К.А. Экспериментальное исследование фазовых водопроницаемостей терригенных и карбонатных пород коллекторов. Сб. Поиски и разведка газовых месторождений на поздних стадиях освоения газодобывающих районов. ВНИИГаз, Москва, 1989.
260. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. Изд. Недра, 1973.
261. Самарский А.А. Теория разностных схем. Изд. Наука, 1977.
262. Саттаров М.М., Мусин М.Х., Полудень И.А. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. Изд. ВНИИЦентр, 1991.
263. Саттаров М.М., Кузилов И.А. Выбор оптимальной сетки скважин. Башкирское изд-во, Уфа, 1966.
264. Сафронов С.В., Аллахвердиева Р.А. Экспериментальные исследования совместного притока нефти и воды к несовершенным скважинам. Труды ВНИИнефть, Гостоптехиздат, вып. 10, 1957.
265. Севастьянов О.М., Перепеличенко С.П., Вареничева Н.И., Перепеличенко В.Ф. Механизм обводнения газовых скважин в карбонатных коллекторах. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1986.
266. Сегин Т.Н. Повышение эффективности сайклинг-процесса в неоднородных коллекторах. Кандидатская диссертация. ИПНГ РАН, ГАНГ им. И.М. Губкина, 1992.
267. Смирнова М.Н. Возбужденные землетрясения в связи с разработкой нефтяных месторождений (на примере Старогрозненского). Сб. Влияние

- инженерной деятельности на сейсмический режим. Изд. Наука, 1997.
268. Соколовский Э.В., Соловьев Г.В., Тренчиков Ю.Д. Индикаторные методы исследования нефте- и газоносных пластов. Изд. Недра, 1986.
269. Способ вторичной добычи газа. А.С. СССР № 991785 от 11 июня 1981 (Закиров С.Н., Кондрат Р.М., Кравцов Н.А.).
270. Способ разработки нефтегазовых залежей. Патент РФ, приоритет от 8 сентября 1997 (Закиров С.Н., Закиров Э.С.).
271. Способ добычи газа. А.С. СССР № 571107 от 12 ноября 1974 (Коротаев Ю.П., Закиров С.Н., Кондрат Р.М., Савенков Г.Д., Кравченко И.И., Швадчак Н.С.).
272. Способ изоляции газового пласта. А.С. СССР № 1461880 от 11 марта 1987 (Закиров С.Н., Тупышев М.К., Бакин В.Е., Дубровский Д.А.).
273. Способ контроля процесса разработки газовой залежи. А.С. СССР № 1105618 от 23 сентября 1981 (Закиров С.Н., Тимашев А.Н., Севастьянов О.М., Ахапкин В.И., Кобзев Ю.В., Колбиков С.В.).
274. Способ обработки призабойной зоны пласта. А.С. СССР № 1609978 от 30 июня 1988. (Бакиров Э.А. Закиров С.Н., Щербаков Г.А., Кондрат Р.М., Пантелеев Г.В., Федосеев А.П., Шандрыгин А.Н.).
275. Способ разработки водоплавающих газовых и газоконденсатных месторождений. Патент РФ, приоритет от 24.10.96. (Закиров С.Н., Пискарев В.И., Гереш П.А., Ершов С.Е.).
276. Способ разработки газовых месторождений континентального шельфа. Патент РФ, приоритет от 05.02.1996 (Закиров С.Н., Закиров Э.С.).
277. Способ разработки газоконденсатного месторождения. А.С. СССР № 614654 от 11 апреля 1975 (Коротаев Ю.П., Закиров С.Н., Кондрат Р.М., Билецкий М.М., Токой И.Н., Борисовец И.И., Мамовов И.М.).
278. Способ разработки газоконденсатной залежи. А.С. СССР № 707392 от 11 марта 1979 (Закиров С.Н., Кондрат Р.М., Гуцуляк Б.М., Мельник П.М., Билецкий М.М., Хабер Н.В., Ватаманюк В.И.).
279. Способ разработки газоконденсатной залежи. А.С. СССР № 1045659 от 20 апреля 1982 (Коротаев Ю.П., Закиров С.Н., Кондрат Р.М., Бобошко А.В., Будымка В.Ф., Григорьев В.С., Матвеев И.М.).
280. Способ разработки нефтегазовой залежи водоплавающего типа. А.С. СССР № 1475208 от 4 октября 1986 (Жолдасов В., Закиров С.Н., Курбанов А.К., Гутников А.И., Пантелеев Г.В., Саттаров Д.М., Нуриев Э.А.).
281. Способ разработки нефтегазовой залежи с трещиноватым коллектором. А.С. СССР № 1656117 от 23 ноября 1987 (Закиров С.Н., Бакиров Э.А., Абделлах Бениахия, Коненков К.С., Щербаков Г.А., Кондрат Р.М., Федосеев А.П.).
282. Способ разработки нефтегазовой залежи. Патент РФ № 2081306 от 27.06.1995 (Закиров С.Н., Коноплева И.И.).
283. Способ разработки нефтегазовых залежей. Патент РФ, приоритет от 19.04.1996 (Закиров С.Н., Закиров И.С.).
284. Способ разработки нефтегазовых месторождений. Патент РФ, приоритет от 05.02.1996 (Закиров С.Н., Закиров И.С.).
285. Способ разработки нефтегазоконденсатной залежи со слоистым строением продуктивной толщи. А.С. СССР № 1351230 от 14.11.1985 (Закиров И.С., Пантелеев Г.В., Закиров С.Н.).



286. Способ разработки нефтегазоконденсатных залежей со слоистым строением продуктивной толщи. А.С. СССР № 1403700 от 1 апреля 1986 (Закиров И.С., Пантелеев Г.В., Закиров С.Н.).
287. Способ разработки нефтегазоконденсатных залежей со слоистым строением продуктивной толщи. А.С. СССР №1572086 от 31 августа 1988 (Закиров И.С., Палатник Б.М., Дубровский Д.А.).
288. Способ разработки нефтегазоконденсатных залежей. А.С. СССР № 1554456 от 22 марта 1988 (Закиров И.С., Дубровский Д.А., Палатник Б.М.).
289. Способ создания подземного газохранилища. А.С. № 898715 от 2 января 1980 (Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Динков В.А., Кондрат Р.М., Гутников А.И., Белый Н.И.).
290. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Том 2. Изд. Недра, 1965.
291. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Под редакцией Ш.К. Гиматудинова. Изд. Недра, 1983.
292. Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. Изд. Недра, 1983.
293. Страдымов П.К., Смирнов В.Н. Продвижение краевых и подошвенных вод в газовых залежах при упругом режиме. Изв. ВУЗов, Нефть и газ, № 2, 1960.
294. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Изд. Недра, 1985.
295. Сургучев М.Л. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений платформенного типа. Гостоптехиздат, 1960.
296. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. Изд. Недра, 1965.
297. Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатоотдачи. Газ. промышленность, № 10, 1982.
298. Тер-Саркисов Р.М. Исследование влияния состава нагнетаемого газа на извлечение выпавшего в пласте конденсата. Сб. Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений Западной Сибири. ВНИИГаз, Москва, 1982.
299. Тер-Саркисов Р.М. Повышение углеводородоотдачи пласта нефтегазоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1996.
300. Тер-Саркисов Р.М., Пешкин М.А., Бикман Е.С. Обработка призабойной зоны газоконденсатной скважины двуокисью углерода. Нефть. и газ. промышленность, № 1, 1989.
301. Техничко-экономический доклад по активному воздействию на водоносный пласт при создании и эксплуатации ПХГ в залежи Зеленая Свита Северо-Ставропольского месторождения. Научный руководитель Закиров С.Н., МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1981.
302. Требин Ф.А., Закиров С.Н., Кондрат Р.М., Маноменова Н.А. Исследование особенностей проявления водонапорного режима при разработке газовых месторождений. Обзорн. инф. Изд. ВНИИЭГазпром, 1970.
303. Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. Изд. Недра, 1976.

304. Уляшев В.Е., Истомин Г.Д. Результаты исследования возможности вытеснения выпавшего в пласте конденсата. Сб. Технологические проблемы освоения газоконденсатных месторождений. ВНИИГаз, Москва, 1986.
305. Уляшев В.Е., Спиридович Е.А. Экспериментальные исследования замещения газоконденсатной смеси сухим газом в кернах естественных коллекторов. Труды ВНИИГаза. Проблемы повышения углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений. Москва, 1995.
306. Ушаков А.П. К вопросу о нефтеносности нижнего отдела продуктивной толщи на Апшероне. Азерб. нефт. хозяйство, № 1-2, 1947.
307. Фазлыев Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. Изд. Недра, 1979.
308. Фиш М.Л., Леонтьев И.А., Храменков Е.Н. Оценка коэффициентов газоотдачи в период падающей добычи газа. Обзорн. инф. Изд. ВНИИ-ЭГазпром, 1974.
309. Хайруллин М.Х. Численные методы решения обратных коэффициентных задач подземной гидромеханики. Докторская диссертация. Инст. механ. и машиностр. Казан. научн. центра РАН, ГАНГ им. И.М.Губкина, 1993.
310. Хейн А.Л. Гидродинамический расчет подземных хранилищ газа. Изд. Недра, 1968.
311. Хейн А.Л., Бузинов С.Н., Алтухов П.Я. Экспериментальное исследование процесса извлечения газа из модели водо-газонасыщенного пласта. Труды ВНИИГаза, вып. 11/19, Гостоптехиздат, 1961.
312. Худяков О.Ф., Великовский А.С. Экспериментальное изучение газоотдачи при вытеснении газа водой ( на линейных моделях пласта). Труды ВНИИГаза, вып. 17/25. Гостоптехиздат, 1962.
313. Цыбульский Г.П. Модели макронеравновесных фильтрационных потоков. Сб. Компьютеризация научных исследований и научного проектирования в газовой промышленности. ВНИИГаз, Москва, 1993.
314. Цыбульский Г.П., Теплов Ю.А. Экспериментальное исследование раздельного отбора воды и нефти. Изв. Казан. фил. АН СССР. Сер. физ.-мат. и техн. наук, № 13, 1959.
315. Цыбульский Г.П., Теплов Ю.А. Экспериментальное исследование совместного притока к скважине воды и нефти. Изв. Казан. фил. АН СССР. Сер. физ.-мат. и техн. наук, № 13, 1959.
316. Цынкова О.Е., Мясникова Н.А., Баншев Б.Т. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи. Изд. Недра, 1993.
317. Чарный И.А. О предельных дебитах и депрессиях в водоплавающих и подгазовых нефтяных месторождениях. Труды совещания по развитию НИР в области вторичных методов добычи нефти. Баку, 1953.
318. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. Гостоптехиздат, 1948.
319. Чарный И.А., Астрахан Д.И., Власов А.М., Филинов М.В. Хранение газа в горизонтальных и пологопадающих пластах. Изд. Недра, 1968.
320. Чарный И.А., Томельгас В.А. О смещении газовых и нефтяных месторождений в потоке пластовых вод. Ежегодник Добыча нефти ( теория и практика). Изд. Недра, 1964.
321. Чашкин Ю.Г. Определение режима разработки газоконденсатных залежей. Сб. Разр. и экспл. газовых местор. Изд. ВНИИГазпром, №3, 1975.

322. Чернова В.В., Чернов Ю.Я. Опыт разработки газоконденсатных залежей месторождения Русский Хутор. Сб. Разр. и экспл. газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГазпром, № 11, 1981.
323. Черных В.А. Геодинамика процессов разработки нефтяных и газовых месторождений. Труды ВНИИГаза. Проблемы повышения эффективности технологии разработки месторождений природного газа, Москва, 1989.
324. Черных В.А. Механико-математические основы инженерной геодинамики процессов разработки нефтяных и газовых месторождений. Труды ВНИИГаза. Геотехнологические проблемы разработки месторождений природного газа, Москва, 1992.
325. Черных В.А. Новая математическая модель стационарного притока реального газа к необсаженной горизонтальной скважине. Сб. Научно-методические и технологические проблемы месторождений со сложными геологическими условиями. ВНИИГаз, Москва, 1990.
326. Черных В.А. Повышение нефтеотдачи зонально-неоднородного по проницаемости пласта путем циклической закачки газа высокого давления. Труды ВНИИГаза. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления. Москва, 1988.
327. Черных В.А. Применение эллиптических функций для расчета движения реального газа к горизонтальной скважине. Сб. Геотехнологические проблемы разработки месторождений природного газа. ВНИИГаз, Москва, 1992.
328. Черский Н.В., Виноградов В.Н., Жиденко Г.Г., Савченко В.В., Тупышев М. К. Влияние осадки горных пород на подземные сооружения при извлечении флюидов из продуктивных пластов. ДАН СССР, т. 302, №2, 1988.
329. Шандрыгин А.Н. Повышение эффективности разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазовых залежей с трещиновато-пористыми и неоднородными пористыми коллекторами. Докторская диссертация. ГАНГ им. И.М.Губкина, 1993.
330. Шейдегер А.Э. Физика течения жидкости через пористые среды. Гостоптехиздат, 1960.
331. Ширковский А.И. Подземное хранение газа. Гостоптехиздат, 1960.
332. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1987.
333. Шмыгля П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. Изд. Недра, 1967.
334. Щелкачев В.Н. Основные уравнения движения упругой жидкости в упругой пористой среде. ДАН СССР, т.52, № 2, 1946.
335. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. Гостоптехиздат, 1959.
336. Щелкачев В.Н., Гусейнзаде М.А. Влияние проницаемости кровли и подошвы пласта на движение в нем жидкости. Нефт. хозяйство, № 12, 1953.
337. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Гостоптехиздат, 1949.
338. Эфрос Д.А., Аллахвердиева Р.А. Расчет предельных безводных дебитов

несовершенных скважин по данным моделирования. Труды ВНИИ, вып. 10, Гостоптехиздат, 1957.

339. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of horizontal well. SPERE, November, 1989.
340. Bear J., Braester C., Menier P.S. Effective and relative permeabilities of anisotropic porous media. Trans. Porous Media, vol.2, 1987.
341. Bedrikovetsky P. A new mathematical model for EOR displacements honouring oil ganglia. Paper SPE 38892 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Oct. 5-8, 1997.
342. Bedrikovetsky P.G., Magarshak T.O., Shapiro A.A. Lean gas recycling using horizontal wells ( 3D analytical model). Paper presented at the International Gas Research Conference. Cannes, Nov. 6-9, 1995.
343. Besson J. Performance of slanted and horizontal wells on an anisotropic medium. Paper presented at EUROPEC 90, The Hague, Oct. 22-24, 1990.
344. Boyun Guo, Molinard J.E., Lee R.E. A general solution of gas/water coning problem for horizontal wells. Paper SPE 25050 presented at the EUROPEC. Cannes, Nov. 16-18, 1992.
345. Catterall S.J., Ayk Yalis. Case study of a horizontal well in a layered Rotliegende gas field. SPERE, № 1, 1995.
346. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. Paper SPE 15430 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Oct. 5-8, 1986.
347. Chen G., Tehrani D.H., Peden J.M. Calculation of well productivity in a reservoir simulator. Paper SPE 29121 presented at the 13th Symposium on reservoir simulation, San Antonio, Febr. 12-15, 1995.
348. Chernykh V.A. Recent advances in the theory of operation of horizontal oil and gas wells in Russia. Paper presented at the Canadian SPE/CIM/CANMET International Conference on recent advances in horizontal well applications. Calgary, March 20-24, 1994.
349. Clonts M.D., Ramey H.J. Pressure transient analysis for wells with horizontal drainholes. Paper SPE 15116 presented at the 56th California Regional Meeting of SPE, April 2-4, 1986.
350. Coats K.H., Dempsey J.R., Henderson J.H. A new technique determining reservoir description from field performance data. Soc. Petr. Eng. J., № 1, 1970.
351. Coats K.H., Tek M.R., Katz D.L. Method for predicting the behavior of mutually interfering gas reservoirs adjacent to a common aquifer. Trans. of AIME, vol. 216, 1959.
352. Cook C.C., Stephen Jewell. Simulation of a North Sea field experiencing significant compaction drive. SPE RE, vol. 11, № 1, 1996.
353. Craze R.C. Spacing of natural gas wells. Trans. of AIME, vol. 213, 1958.
354. Cullick A.S., Lu H.S., Jones L.G., Cohen M.F., Watson J.P. WAG may improve gas-condensate recovery. SPERE, August, 1993.
355. De Ghetto G., Kossack Ch. Control of water and gas coning by dynamic pressure barrier: application to a carbonate reservoir. Paper presented at the 8th European IOR - Symposium in Vienna, May 15 - 17, 1995.
356. Economides M.J., Deimbacher F.X., Brand C.W., Heineman Z.E.

- Comprehensive simulation of horizontal well performance. SPE Form. Eval., № 4, 1991.
357. Economides M.J., Ehlig-Economides C.A. Discussion of formation damage effects on horizontal well flow efficiency, JPT, № 12, 1991.
  358. Ekrann S. On the protection against coning provided by horizontal barriers of limited lateral extent. Paper presented at the 6th European IOR - Symposium in Stavanger, Norway. May 21-23, 1991.
  359. Fatt I. The effect of overburden pressure on relative permeability. JPT, № 10, 1953.
  360. Fatt. I. Compressibility of sandstones at low and moderate pressures. Bull. of the American Assoc. of Petrol. Geologists, vol. 42, № 8, 1958.
  361. Geffen T.M., Parrish D.R., Haynes G.W., Morse R.A. Efficiency of gas displacement from porous media by liquid flooding. Trans. of AIME, vol. 195, 1952.
  362. Gibbons K. Use of variations in strontium isotope ratios for mapping barriers: an example from the Troll field, Norwegian continental shelf. Paper presented at the 6th European IOR - Symposium in Stavanger, May 21-23, 1991.
  363. Goode P.A., Wilkinson D.J. Inflow performance of partially open horizontal wells. JPT, № 8, 1991.
  364. Handy L.L., Datta P. Fluid distributions during immiscible displacements in porous media. Soc. Petr. Eng. J., № 3, 1966.
  365. Hang B.T., Ferguson W.I., Kudland T. Horizontal wells in the water zone: the most effective way of tapping oil from thin oil zones? Paper SPE 22929 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Oct. 6-9, 1991.
  366. Hanssen J.E., Dalland M. Foam barriers for thin oil rims: gas blockage at reservoir conditions. Paper presented at the 6th European IOR - Symposium in Stavanger, Norway. May 21-23, 1991.
  367. Havlena R. et.al. Condensate recovery by cycling at declining pressure. Paper presented at the VII World Oil Congress, Mexico, vol. 6, 1967.
  368. Head E.L., Bettis F.S. Reservoir anisotropy determination with multiple probe pressures. JPT, № 12, 1993.
  369. Henriques A., Apeland Ø., Ørker T. Development of large gas reservoir with oil rim. Proceed. of Inter. Conf., Krasnodar, May 29 - June 2, 1990.
  370. Hirasaki G.J. Pulse tests and other early transient pressure analysis for in-situ estimation of vertical permeability. SPEJ, Feb., 1974.
  371. Hubbert M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. Bull. of the American Assoc. of Petrol. Geologists, vol. 37, №8, 1953.
  372. Hulme J.R., Collary W.M., Van Kirk C.W. Optimizing recovery from a strong water - drive West Texas gas reservoir through integrated reservoir simulation studies. Paper SPE 30716 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Oct., 22-25, 1995.
  373. Jacob C.E. On the flow of water in a elastic artesian aquifer. Trans. of American Geophysical Union, part II, July 1940.
  374. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. JPT, № 6, 1988.
  375. Joshi S.D. Horizontal well technology. Pen Well Publishing Company. Tulsa,

1991.

376. Joshi S.D. Horizontal wells: successes and failures. *Jour. of Canad. Petrol. Techn.*, vol. 33, № 3, 1994.
377. Joshi S.D. Methods calculate area drained by horizontal wells. *Oil and Gas. J.* Sept. 17, 1990.
378. Kagarmanov N.F., Timashev E.M., Berdin T.G., Davletbaev M.G., Iuchenko N.V., Samigulin V.K., Safina N.M. Optimization of oil and gas field development technology by means of unconventional horizontal well systems. Paper presented at the 7th European IOR Symposium in Moscow, Oct. 27-29, 1993.
379. Kamal M.M. Interference and pulse testing - a Review. *JPT*, vol. 35, № 13, 1983.
380. Katz D.L. et al. *Underground Storage of fluids*. London, New-York, 1968.
381. Katz D.L. Legatski M.W., Tek M.R., Goring L., Nielsen R.L. How water displaces gas from porous media. *Oil and Gas J.* vol. 64, № 2, 1966.
382. Kniazeff V.I., Navill S.A. Two-phase flow of volatile hydrocarbons. *SPEJ*, № 1, 1965.
383. Kuchuk F.J., Goode P.A., Brice B.W., Sherrard D.W. Pressure transient analysis and inflow performance for horizontal wells. Paper SPE 18300 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition of SPE. Houston, October 2-5, 1988.
384. Layton D. K. How to get additional oil from a watered-out flood. *World Oil*, №1, 1970.
385. Lichtenberger G.J. Data acquisition and interpretation of horizontal well pressure-transient test. *JPT*, № 2, 1994.
386. Lien S.C., Seines Knut, Havig S.O., Kudland T. The first long-term horizontal-well test in the Troll thin oil zone. *JPT*, № 8, 1991.
387. Mattax C.C., Kyte J.K. Imbibition oil recovery from fractured water-drive reservoir. *Soc. Petrol. Eng. J.* № 2, 1962.
388. Mirzadshanzade A. Kh., Ametov I.M., Shandin S.P., Cherskaya N.O. Isolation of gas with the self-sealing compositions. Paper presented at the 8th European IOR - Symposium in Vienna, May 15 - 17, 1995.
389. Muskat M., Wyckoff R. An approximate theory of water-coning in oil production. *Trans. of AIME, Petr. Dev. Technol.*, vol. 114, 1935.
390. Ng M.C., Aguilera R. Testing of horizontal gas wells in anisotropic naturally fractured reservoirs. Paper SPE 22674 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Dallas, Oct. 6-9, 1991.
391. Owens W.W., Archer D.L. Waterlood pressure pulsing for fractured reservoirs. *JPT*, № 6, 1966.
392. Palatnik B., Aanonsen S., Zakirov I., Zakirov E. New technique to improve the efficiency of history matching of fullfield models. Paper presented at 4th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Roros, Norway, June 7-10, 1994.
393. Palatnik B.M., Zakirov I.S., Haugen S.A., Van Roosmalen J.J. New approach to multiphase history matching. Paper presented at the 7th European IOR Conference in Moscow, Oct. 27-29, 1993.
394. Peaceman D.W. Representation of a horizontal well in numerical reservoir simulator. Paper SPE 21217 presented at the 11th SPE Symposium on

- reservoir simulation. Anaheim, Febr. 17-20, 1991.
395. Poon D.C. Decline curves for predicting production performance from horizontal wells. Jour. Canad. Petrol. Techn., vol 30, № 1, 1991.
  396. Ramey H.J. Interference analysis for anisotropic formation - A case history. JPT, № 10, 1975.
  397. Ramirez F.M. Application of optimal control theory to enhanced oil recovery. Elsevier Scientific Publishing Comp., 1987.
  398. Renard G., Palmgren Cl., Gadelle C., Lesage J., Zaitoun A., Corlay Ph., Chauveteau G. Preliminary study of a new dynamic technique to prevent water coning. Paper presented at the 8th European IOR - Symposium in Vienna, May 15 - 17, 1995.
  399. Schüler S., Santos R. Fraced horizontal well shows potential of deep tight gas. Oil and Gas J., January 8, 1996.
  400. Seines K., Aavatsmark J., Lien S., Rushworth P. Considering wellbore friction effects in planning horizontal wells. JPT, № 10, 1993.
  401. Slater G.E., Durrer E.J. Adjustment of reservoir simulation models to match field performance. Soc. Petr. Eng. J., № 3, 1971.
  402. Sneddon R. Does oil withdrawal cause earthquakes? The Petroleum Engineer, vol. XXIV, № 11, 1952.
  403. van Golf-Racht. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier Scientific Publishing Comp., 1982.
  404. Van Everdingen A.F., Hurst W. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. JPT, vol. 1, № 12, 1949.
  405. Vo D.T., Madden M.V. Performance evaluation of trilateral wells: field examples. SPERE, February, 1995.
  406. Weiping Yang, Watterbarger R.A. Water coning calculations for vertical and horizontal wells. Paper SPE 22931 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Oct. 6-9, 1991.
  407. Zakirov I., Aanonsen S., Zakirov E., Palatnik B. Optimizing reservoir performance by automatic allocation of well rates. Paper presented at the ECMOR' 96, Leoben, 3-5 Sept., 1996.
  408. Zakirov S. Coning effects examined for oil-rim horizontal wells. Oil and Gas J., June, 26, 1995.
  409. Zakirov S. Study of novel technology to develop gas condensate field with oil rim. Paper presented at the 1995 International Gas Research Conference. Cannes, Nov. 6-9, 1995.
  410. Zakirov S., Piscarev V. Enhanced oil recovery of the anisotropic reservoir. Paper presented at the 8th European IOR - Symposium in Vienna, May 15 - 17, 1995.
  411. Zakirov S., Shandrygin A., Romanov A. A new approach to oil rim development. Book "New Development in Improved Oil Recovery", 1995.
  412. Zakirov S., Shandrygin A., Romanov A. Experimental and theoretical simulation for oil rim- a new technology of development. Paper presented at the 7th European Symposium on IOR, Moscow, Oct. 27-29, 1993.
  413. Zakirov S., Zakirov I. New methods for improved oil recovery of thin oil rims. Paper SPE 36845 presented at the EUROPEC' 96, Milan, Oct. 22-24, 1996.
  414. Zakirov S.N., Shandrygin A.N., Segin T.N. Miscible displacement of fluid

- within fractured porous reservoirs. Paper presented at the Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Dallas, Oct. 6-9, 1991.
415. Zakirov S.N., Zakirov E.S. Pseudo-horizontal wells: alternative to horizontal and vertical wells. Paper SPE 37085 presented at the Intern. Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Nov. 18-20, 1996.



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>ГЛАВА 1. ПРЕДМЕТ КУРСА</b> .....	6
<b>ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЗАЛЕЖАХ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ИХ РАЗРАБОТКЕ. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ</b> .....	12
1. Газовая залежь как единое целое. Понятие об удельных объемах дренирования.....	12
2. Режимы месторождений природных газов.....	15
3. Установление режима залежи.....	18
4. Факторы, определяющие характер зависимости приведенного среднего пластового давления от добытого количества газа.....	23
5. Уравнения материального баланса. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи.....	28
6. Учет отдельных факторов в материальном балансе залежи.....	34
7. Особенности разработки газогидратной залежи.....	42
8. Взаимодействие залежей газа с пластовыми водами.....	46
9. Залежи газа (нефти) в гидродинамических ловушках.....	52
10. Процессы, сопровождающие разработку газоконденсатных месторождений.....	54
11. Нефтегазовые залежи и сложности их разработки.....	60
12. Особенности изменения состава флюидов в залежах природных углеводородов.....	66
13. Дифференциальные уравнения неустановившейся фильтрации газа и воды в пласте.....	71
14. Особенности притока газа, нефти и воды к забоям скважин.....	74
15. Характерные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений.....	80
16. Газо- и компонентоотдача при разработке месторождений природных газов.....	85
17. Техногенные последствия от разработки месторождений газа и нефти.....	94
<i>Контрольные вопросы</i> .....	98
<b>ГЛАВА 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА</b> .....	99
1. Учет природных факторов при обосновании технологических режимов эксплуатации скважин.....	99

2. Технологические ограничения режимов эксплуатации скважин .....	105
3. Техничко-экономические соображения .....	106
4. Иные ограничивающие факторы .....	107
5. Роль методов интенсификации притока газа к скважинам .....	108
6. Эксплуатация скважин при критических безгазовых дебитах .....	110
<i>Контрольные вопросы</i> .....	126

## **ГЛАВА 4. СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ....127**

1. Системы размещения скважин на газовых месторождениях .....	127
2. Преимущества и недостатки рассматриваемых систем размещения скважин при разработке газовой залежи .....	130
3. Учет особенностей проявления водонапорного режима .....	138
4. Размещение скважин при разработке газоконденсатной залежи .....	140
5. О размещении скважин на структуре .....	142
6. Сетки скважин и компонентоотдача в изотропных и анизотропных коллекторах .....	145
7. Системы разработки на основе горизонтальных скважин .....	155
8. Горизонтальные скважины в слоисто-неоднородных коллекторах .....	164
9. Горизонтальные и вертикальные скважины в системах поддержания пластового давления в слоистых пластах .....	170
10. Псевдо-горизонтальная скважина – альтернатива горизонтальным и вертикальным скважинам .....	180
11. Не скважины, а скважинные системы .....	184
<i>Контрольные вопросы</i> .....	188

## **ГЛАВА 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ГАЗОВОМ РЕЖИМЕ .....189**

1. Расчет показателей разработки при равномерном размещении скважин .....	189
2. Определение потребного числа скважин для разработки месторождения .....	202
3. Определение параметров средней скважины .....	209
4. Применение численных методов и эвм при проектировании разработки газовых месторождений .....	213

5. Понятие о фиктивной скважине. Учет технологических режимов эксплуатации скважин.....	261
<i>Контрольные вопросы</i> .....	265

## **ГЛАВА 6. ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ .....**

266

1. Цели и методы прогнозирования показателей разработки при водонапорном режиме.....	266
2. Теория укрупненной скважины .....	269
3. Расчет продвижения в газовую залежь подошвенной воды.....	273
4. Прогнозирование поступления в залежь контурной воды.....	271
5. Приближенная методика. Оценка из-бирательного обводнения залежи .....	288
6. Применение эвм для решения много-мерных задач теории водонапорного режима.....	294
7. Учет отдельных особенностей залежей газа при определении показателей разработки .....	299
8. Особенности поведения защемленного газа в обводненных зонах пласта .....	304
9. Водонапорный режим в залежах газа с трещиновато - пористыми коллекторами.....	310
10. Интенсификация процессов извлечения газа из трещиновато-пористых коллекторов при водонапорном режиме.....	318
<i>Контрольные вопросы</i> .....	328

## **ГЛАВА 7. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ВЗАИМОДЕЙСТВУЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА .....**

329

1. Системы разработки многопластовых газовых месторождений.....	330
2. Определение показателей разработки многопластового месторождения при эксплуатации его единой сеткой скважин.....	335
3. Особенности формулирования задач разработки при газодинамической связи между пластами .....	341
4. Прогнозирование разработки при наличии газодинамической связи между пластами .....	345
5. Применение вычислительной техники для расчета продвижения воды в группу взаимодействующих залежей газа.....	349
<i>Контрольные вопросы</i> .....	352

## **ГЛАВА 8. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....**

353

1. Этапы проектирования разработки газового месторождения .....	353
2. Обоснование исходной геолого-промысловой информации .....	355
3. Характеристика потребителя. Отбор газа из месторождения .....	359
4. Проектирование рациональной разработки газового месторождения – задача математического программирования .....	364
5. Основные показатели разработки месторождения и обустройства промысла. Выбор рационального варианта .....	368
6. Основные положения проекта разработки газового месторождения .....	370
<i>Контрольные вопросы</i> .....	372

## **ГЛАВА 9. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....**

1. Характерные особенности и подходы к разработке газоконденсатного месторождения .....	373
2. Исходные данные для проектирования разработки газоконденсатного месторождения .....	378
3. Показатели разработки газоконденсатного месторождения на истощение .....	379
4. Прогнозирование показателей разработки при полном или частичном поддержании давления обратной закачкой сухого газа в пласт .....	386
5. Направления повышения эффективности сайклинг-процесса ..	398
6. Сайклинг-процесс в трещиновато-пористых коллекторах .....	401
7. Показатели разработки при заводнении газоконденсатной залежи .....	408
8. Особенности разработки газоконденсатных залежей с плотными коллекторами .....	414
<i>Контрольные вопросы</i> .....	422

## **ГЛАВА 10. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ .....**

1. Задачи анализа процесса разработки месторождений природных газов .....	423
2. Определение запасов по количеству отобранного газа и изменению среднего пластового давления .....	425
3. Определение запасов взаимодействующих залежей газа .....	429
4. Определение запасов газа газоконденсатной залежи .....	431
5. Учет деформирования пласта-коллектора при нахождении начальных запасов газа .....	434
6. Уточнение коллекторских свойств пласта газовой залежи .....	438

7. Создание эквивалентной модели газовая залежь – водоносный бассейн .....	444
<i>Контрольные вопросы</i> .....	450

## **ГЛАВА 11. ОПТИМИЗАЦИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА .....**

**451**

1. Оптимизация показателей разработки месторождения и обустройства промысла .....	452
2. Регулирование движения границы раздела газ - вода ...	457
3. Регулирование разработки при процессе обратной закачки сухого газа в пласт .....	462
4. Создание и использование комплексных адаптирующихся геолого-математических моделей .....	469
5. Регулирование разработки нефтегазовой залежи .....	472
<i>Контрольные вопросы</i> .....	478

## **ГЛАВА 12. ТЕХНОЛОГИИ АКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ .....**

**479**

1. Алгоритм поиска и обоснования новых технологий.....	480
2. Технология активного воздействия на водонапорный режим	482
3. Исследование эффективности воздействия на водонапорный режим. Вторичная добыча газа .....	486
4. Технология активного воздействия на залежь газа с АВПД.	494
5. Активное воздействие на разработку нефтегазоконденсатной залежи .....	499
6. Освоение нефтяных оторочек в месторождениях типа Оренбургского .....	503
7. Вторичная добыча конденсата путем заводнения пласта.....	506
8. Альтернативные варианты заводнения газоконденсатной залежи .....	514
9. Усовершенствованная технология сайклинг-процесса .....	517
10. Вторичная добыча конденсата на основе закачки сухого газа .....	521
11. Технология разработки нефтегазовой залежи по принципу “наоборот” .....	524
12. Еще один подход к разработке .....	533
нефтегазовых месторождений .....	541
13. Новая технология разработки нефтегазовых залежей .....	504
14. Способ воздействия на динамику добычи нефти из нефтяной оторочки.....	548
15. Технология разработки нефтегазовой залежи при наличии косой слоистости.....	550

16. Режим заданного газового фактора – вместо критических безгазовых дебитов .....	554
17. Разработка водоплавающих залежей с малым этажом газоносности на основе горизонтальных скважин .....	559
18. Активное воздействие на процессы создания и эксплуатации газохранилища в водоносном пласте.....	567
19. К вопросу управления деформационными процессами.....	574
20. Технология разработки нефтегазоконденсатной залежи со слоистыми и низкопроницаемыми коллекторами.....	579
21. Способ разработки газового (нефтяного) месторождения на континентальном шельфе .....	589
22. Некоторые замечания и дополнения .....	593
Заключение .....	594
<i>Контрольные вопросы</i> .....	597
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	597

**Закиров Сумбат Набиевич**

Лицензия ЛР № 061842

Подписано в печать 25.10.97.

Формат 60 × 90 1/16. Бумага офсетная.  
39,25 Усл. печ. л.

Факс. (095) 135-88-76

Тел. 135-82-06

Тип. ОАО «Внешторгиздат». Зак. № 176