

**Н.Г. Степанов
Н.И. Дубина
Ю.Н. Васильев**

**СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ
ПРОБЛЕМЫ
ГАЗООТДАЧИ
ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ**



Москва НЕДРА 2001

УДК 553.9
ББК 65.304.13
С 79

Книга выпущена при содействии ООО “Уренгойгазпром”

Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н.

С 79 Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 204 с.: ил.
ISBN 5-8365-0100-9

Рассмотрена с использованием системного подхода проблема газоотдачи продуктивных коллекторов, которая является одной из целей функционирования газодобывающего предприятия как сложной системы. Даны рекомендации по прогнозированию коммерческого коэффициента газоотдачи на различных стадиях разработки месторождения. Предложены новые математические модели для прогнозирования внедрения пластовых вод (подошвенных и краевых) для сеноманских залежей месторождений севера Западной Сибири, позволяющие более точно прогнозировать текущие и конечные коэффициенты газоотдачи, а также модели, описывающие механизм разрушения призабойных зон добывающих скважин на завершающей стадии разработки.

Для специалистов газовой и нефтяной промышленности. Может быть полезна студентам вузов.

ISBN 5-8365-0100-9

© Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев, 2001
© Оформление. ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1. Определение основных понятий системного подхода.....	8
2. Газодобывающее предприятие как сложная система.....	18
3. Повышение газоотдачи как одна из целей в многоцелевой проблеме эффективной разработки газового месторождения.....	24
4. Определение понятия «газоотдача».....	30
5. Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи.....	33
5.1. Природные факторы, влияющие на величину конечного коэффициента газоотдачи.....	33
5.2. Техничко-технологические факторы, повышающие коэффициент конечной газоотдачи.....	35
5.3. Экономические факторы, от которых зависит коэффициент конечной газоотдачи.....	36
6. Стадийность в определении извлекаемых запасов газа.....	37
6.1. Оценка коэффициента конечной газоотдачи на стадии определения запасов газа перед разработкой месторождения.....	38
6.2. Имитационное моделирование как средство прогнозирования коэффициента конечной газоотдачи.....	41
6.2.1. Общая характеристика системы имитационного моделирования.....	42
6.2.2. Использование информации, полученной в процессе разработки месторождения, для уточнения результатов имитационного моделирования газоотдачи.....	43
6.3. Прогнозирование коэффициента конечной газоотдачи на стадии начального проектирования разработки.....	47
6.4. Прогнозирование коэффициента конечной газоотдачи при составлении коррективов к проекту разработки в процессе эксплуатации месторождения.....	48
7. Сужение границ прогнозируемых коэффициентов газоотдачи для месторождений с конкретными геологическими характеристиками (на примере сеноманских залежей месторождений Севера Западной Сибири).....	51
7.1. Влияние основных геологических и технологических факторов на коэффициент потенциальной газоотдачи.....	52
7.2. Схема расчета общего притока подошвенных вод в сеноманские газовые залежи.....	56

7.3. Краткий обзор изученности вопроса о механизме вытеснения газа водой из пористых проницаемых сред.....	60
7.4. Анализ результатов временных замеров коэффициента остаточной газонасыщенности методом НГК в обводненной зоне продуктивного пласта Уренгойского месторождения.....	69
8. Моделирование подъема газоводяного контакта в области продуктивного пласта сеноманских отложений.....	86
8.1. Фактические данные о характере подъема газоводяного контакта по исследованиям в наблюдательных скважинах.....	91
8.2. Схематизация фактического подъема ГВК в отдельной скважине при наличии прерывистых непроницаемых экранов.....	99
8.3. Математическая модель подъема газоводяного контакта при наличии прерывистых непроницаемых пропластков.....	102
8.4. Решение уравнения безнапорной фильтрации для стационарного случая.....	105
8.5. Численное решение уравнения безнапорной фильтрации для нестационарного случая.....	108
8.6. Оценка объемов внедрения подошвенной воды в зонах отдельных наблюдательных скважин.....	110
8.7. Адаптация модели общего притока подошвенных вод, учитывающей эффект разгазирования пластовой воды, по фактическим данным обводнения сеноманской залежи Уренгойского месторождения.....	116
8.8. Прогноз внедрения пластовых вод по отдельным зонам УКПГ Уренгойского месторождения.....	121
9. Прогнозирование продвижения газоводяного контура.....	127
9.1. Вывод формулы для расчета распределения давления газа в неразбуренной крыльевой зоне месторождения массивного типа.....	129
9.2. Вывод формулы для оценки продвижения газоводяного контура в процессе разработки сеноманских залежей.....	145
9.3. Примеры прогнозирования обводнения добывающих скважин за счет продвижения газоводяного контура (для сеноманской залежи Уренгойского месторождения).....	156
10. Модель напряженного состояния призабойной зоны.....	160
10.1. Напряженное состояние, вызываемое фильтрацией газа (жидкости) к стволу скважины.....	161
10.2. Напряжения, вызванные снижением пластового давления на кровлю и подошву пласта (по сравнению с давлением на контуре).....	166

10.3. Напряжения, возникающие в результате веса горных пород и общего снижения пластового давления.....	175
10.4. Механизм разрушения призабойной зоны добывающей газовой скважины при падении пластового давления.....	177
11. Анализ видов и стоимость капитальных ремонтов в обводняющихся скважинах.....	187
12. Оценка верхней границы коэффициента конечной газоотдачи для сеноманских отложений.....	192
Заключение.....	199
Список литературы.....	202
Приложение.....	205

Введение

Мировой и отечественный опыт разработки месторождений природного газа показывает, что принимаемый в настоящее время при утверждении геологических запасов газа принцип стопроцентной газоотдачи является экономически ошибочным и технологически не реализуемым. Фактические данные, полученные в результате анализа разработки значительного числа отечественных и зарубежных газовых и газоконденсатных месторождений, неопровержимо доказывают, что коэффициент конечной газоотдачи никогда не достигает стопроцентной величины и колеблется в широких пределах.

По этой причине в ГКЗ РФ и Центральной комиссии по разработке газовых месторождений ОАО «Газпром» необходимо утверждать и рассматривать не только геологические запасы газа, но также ожидаемые пределы возможного коэффициента конечной газоотдачи. Отсюда очевидна необходимость определения извлекаемых запасов газа, для чего необходимо разработать методический подход к оценке конечного коэффициента газоотдачи. Это позволит привести запасы газа, находящиеся на балансе ОАО «Газпром», в соответствие с извлекаемыми запасами и более обоснованно планировать добычу газа на перспективу.

В настоящей работе к оценке коэффициентов текущей и конечной газоотдачи применен системный подход. Повышение коэффициента газоотдачи рассматривается как одна из целей при решении многоцелевой проблемы разработки газового месторождения. Доказывается, что вопрос о коэффициенте газоотдачи не может быть решен в отрыве от степеней достижения остальных целей, компромисс же между полнотой достижения отдельных целей может быть установлен только экспертным путем. По этой причине не может быть создана формальная процедура для прогнозирования текущих и конечного коэффициентов газоотдачи.

Авторы книги надеются, что сформулированные в работе принципы оценки коэффициента газоотдачи, фактические данные о газоотдаче, ряд новых сведений о процессах вытеснения газа пластовой водой и об изменении напряженного состояния призабойной зоны в процессе эксплуатации месторождения помогут специалистам по проектированию и управлению разработкой газовых месторождений решать весьма трудные вопросы о полноте извлечения углеводородов из недр.

Книга может быть полезной студентам высших учебных заведений по специальности разработка и эксплуатация газовых месторождений.

Авторы выражают особую благодарность ведущему инженеру Ильницкой В.Г., которая вычислила практически все таблицы и построила большинство графиков и рисунков в настоящей книге, а также критически обсуждала с авторами содержание отдельных разделов, тем самым помогла улучшить изложение материала.

1. Определение основных понятий системного подхода

Системный подход – это методологическое средство изучения, представления, проектирования объектов сложной природы, рассматриваемых как системы, и управления процессами функционирования таких объектов [1,2].

Системный подход складывается из следующих процедур:

- *Определение внешних и внутренних целей системы.*
- *Выделение системы из среды.*
- *Изучение отношений системы с внешней средой.*
- *Рассмотрение возможных расчленений системы на элементы (компоненты, подсистемы).*
- *Уяснение и раскрытие основного свойства системы – ее целостности (интегрального эффекта).*
- *Прогнозирование поведения системы.*
- *Описание информационных потоков в системе.*
- *Выбор для системы методов управления ее функционированием.*

Система – это научная абстракция, обусловленная объективным существованием целостности взаимосвязанных компонентов (элементов), выполняющих некоторую функцию, являющуюся следствием отношений между этими компонентами.

Главное в определении системы – это понятие целостности. Не вдаваясь в глубокое философское определение понятия целостности, следует отметить, что если в системе, в одном из ее элементов происходит изменение, неважно чем вызванное, то оно вызывает изменения во всех других элементах системы. Для реальных объектов и процессов природы исследователь строит соответствующие им идеальные системы, отвлекаясь от несущественных, для целей исследования, свойств и отношений реальности.

При создании искусственных систем вначале разрабатывается идеальная система (проект) как модель необходимой будущей реальной системы, а потом по этому проекту создается и сама система.

Системный подход при управлении социально-техническими системами (т.е. при принятии решений) реализуется с использованием методов системного анализа, таких как: метод дерева целей, имитационное моделирование, методы математической обработки экспертной информации и другие.

При системном подходе:

➤ Высвечивается то общее в объектах и процессах совершенно различной природы, что затемняется конкретными деталями и трудно обнаруживается, пока не отброшены частности. После снятия частных знакомый исследователю и проектировщику объект или процесс видится по-новому. Адекватно ставятся и решаются проблемы в различных областях науки и техники.

➤ Переносятся методы принятия решений из одних областей науки и техники в другие.

➤ У специалистов по проектированию и управлению кардинально изменяется стиль научного мышления. От детерминированных моделей они переходят к использованию моделей с нечеткими целями и ограничениями, к применению аппарата нечетких множеств.

➤ Не допускается переоценка возможностей отдельных методов при принятии решений (например, только математического моделирования в ущерб экспертным оценкам). Другими словами, исключается ложное «снятие» всех проблем с использованием одного средства.

➤ Осуществляется синтез знаний из различных наук (математики, теории систем, теории управления, экономики и др.).

➤ Проектантами и специалистами по управлению начинают обязательно учитываться в проектах устройства и функционирования динамического объекта действие интегрального эффекта как основного свойства системы, что приводит к разработке высокоэффективных и экономичных проектов. Очень

давно философы открыли эффект, который получил несколько названий: эффект целостности, парадокс целостности, интегральный (интегративный) эффект или интегральное (интегративное, системное, коллективное) качество. Существо его заключается в том, что целое взаимосвязанных частей обладает такими свойствами, которых нет среди свойств составляющих его частей. Интегральный эффект имеет всеобщий характер и проявляется не менее сильно, чем другие свойства частей целого. Многие специалисты – естествоиспытатели, занимающиеся определенными узкими вопросами, практически не соприкасаются с действием интегрального эффекта. Но с ним почти постоянно сталкиваются инженеры – проектировщики, когда из отдельных объектов и процессов им приходится компоновать более сложные образования. В этих случаях, как правило, обнаруживается нехватка сведений о системных свойствах частей и целого. Парадокс целостности – это реально существующее свойство, игнорирование которого всегда приводит к большим просчетам. В частности, можно привести убедительный пример из области теории разработки газовых месторождений, когда не учет интегрального эффекта обесценивает многие исследования по оптимизации отдельных процессов на газодобывающем предприятии. Локальная оптимизация одного из процессов, как правило, неэффективна и нередко убыточна в общей цепи добычи и подготовки газа.

➤ *В проекты вводится информационное описание системы (виды, объемы, назначение и пути прохождения информации) и проектируется автоматизированный сбор и обработка данных и информации.* При традиционном проектировании и управлении информационное описание, как правило, представлено слабо и оказывается недостаточным для эффективного проектирования и управления. Данные и информация при системном подходе собираются не «в навал», т.е. случайным образом, а определяются системой моделей для принятия решений.

➤ *Возникает объективная основа для выбора необходимых направлений дальнейшего развития исследований в той области науки и техники, к которой относится проектируемая система.*

Феномен системности, который проявляется в интегральных свойствах, исключительно сложен для изучения, так как его можно обнаружить только во взаимодействии элементов, т.е. в динамике.

Систему обычно выделяют из окружающей среды в зависимости от целей исследования и видов связей между отдельными объектами. Из-за всеобщей взаимосвязанности и взаимообусловленности всех явлений объективного мира любая система любой сложности обязательно входит в систему более высокого уровня, и найти «последнюю» никогда не удастся, потому что ею является весь существующий мир. В прикладных исследованиях к выделению систем и их изучению следует подходить, учитывая потребности практики. Все, что остается после выделения системы из объективного мира и взаимодействует с ней, называется внешней средой. Обычно систему выделяют таким образом, чтобы между системой и средой было минимальное число существенных связей.

Определение системы как целостности (устойчивого единства) взаимосвязанных элементов (компонентов) означает, что она обладает структурой, под которой понимаются устойчивые отношения, в частном случае – связи между элементами системы. Следует иметь в виду, что модель динамической системы, т.е. ее абстрактное описание, всегда предполагает единство двух ее моделей: строения и функционирования.

Система управления разработкой газового месторождения является единством двух подсистем: объекта управления и управляющего органа, которые в свою очередь могут быть расчленены на ряд подсистем следующего уровня. Так в объекте управления можно выделить следующие подсистемы:

- ✓ пластовую фильтрационную, включающую газоносный пласт и скважины;
- ✓ подсистему промышленного сбора и подготовки газа;

- ✓ подсистему дожимных компрессорных станций.

Лидирующей подсистемой в системе газодобывающего предприятия является пластовая фильтрационная. Это физическая подсистема с причинно-следственными связями между ее переменными.

Первый этап системного рассмотрения заключается в выделении подлежащей рассмотрению системы из окружающей среды. Определение границ системы зависит от характера связей между компонентами и от целей, которые ставит перед собой исследователь. Пусть необходимо изучить во времени изменение коэффициента газоотдачи, который прямо зависит от падения пластового давления и продвижения пластовых вод в продуктивный пласт. В этом случае в пластово-фильтрационную систему необходимо включить следующие элементы:

- ✓ *пористый проницаемый пласт;*
- ✓ *массы газа и жидкости, насыщающие поровое пространство пласта;*
- ✓ *добывающие, наблюдательные и пьезометрические скважины.*

Внешней средой по отношению к обособленной таким образом системе будет промысловая газосборная система. Границу с газосборной системой можно провести по устьям добывающих скважин. Вторую границу чаще всего проводят либо условно, включая в пластовую водонапорную систему только часть водонапорного бассейна, окружающего месторождение, либо считают эту границу «бесконечной».

Пластовая фильтрационная система является, во-первых, физической системой, в которой происходит перемещение масс газа и жидкости и переход энергии из одного вида в другой; во-вторых, открытой системой, которая постоянно испытывает воздействия со стороны внешней среды и сама воздействует на нее. Воздействие

внешней среды проявляется в отборе масс газа, воды (при обводненных скважинах), а также энергии, носителем которой является сжатый газ. Внешняя среда со стороны промысловой газосборной подсистемы воздействует на рассматриваемую пластовую фильтрационную подсистему через специально созданные входы. Ими являются добывающие скважины. Воздействие выражается в снижении устьевых давлений по сравнению со статическими в остановленных скважинах. С устьевыми давлениями при известных пластовых однозначно связаны дебиты. Поэтому входными переменными для рассматриваемой системы могут служить либо перепады между статическими и динамическими устьевыми давлениями, либо дебиты скважин $q_i(t)$, $i=1,2,\dots,n$, где n – число добывающих скважин на месторождении.

Дебит каждой скважины может изменяться в определенных пределах $q_{*i} \leq q_i \leq q_i^*$, $i=1,2,\dots,n$, – называемых ограничениями. В качестве входных переменных в основном используются дебиты, так в продукции скважин, кроме газа, могут быть конденсат, вода и нефть. В этих условиях выбор дебитов как входных переменных приводит к однотипности описаний.

Выходными переменными для пластовой фильтрационной системы являются скорости фильтрации пластовой воды и давления на той внешней границе газоводяного бассейна, которая включена в систему. Об этих выходных переменных практически ничего неизвестно, так как водонапорный бассейн обычно слабо изучен.

По этой причине процесс разработки газового месторождения контролируется не выходными параметрами, как во многих сложных системах, а переменными состояниями системы. К ним относятся пластовое давление $p = p(x, y, z, t)$ и водонасыщенность $\sigma = \sigma(x, y, z, t)$. Начальное состояние системы определяется значением начального пластового давления $p_0 = p_0(x, y, z)$ и функцией начальной

водонасыщенности $\sigma_0 = \sigma_0(x, y, z)$. Если процесс неизотермический, то к перечисленным переменным добавляется температура.

Переменные состояния для пластово-фильтрационной системы p и σ в отличии от входных переменных-дебитов, приложенных в отдельных точках (скважинах) системы, распределены по всей трехмерной области продуктивного пласта. Следить же за изменением переменных состояния (пластового давления и водонасыщенности) можно только через те же добывающие скважины и немногие специально пробуренные – наблюдательные.

Трудности непосредственного наблюдения за переменными состояния заставляют во многих системах, в том числе и при разработке газового месторождения, следить за состоянием системы по некоторым другим переменным, функционально связанным с указанными, но более доступными для измерения. При разработке газовых месторождений часто вместо пластовых давлений замеряют устьевые давления в остановленных скважинах и по ним находят пластовые. Перечисленные переменные характеризуют процесс фильтрации.

Свойства отдельных элементов в модели пластовой фильтрационной системы описываются их параметрами. Для пористого проницаемого пласта параметрами будут его геометрические размеры, коэффициенты пористости $m = m(x, y, z)$, проницаемости $k = k(x, y, z)$; для газа - компонентный состав, для пластовых вод - химический состав. По этим параметрам можно вычислить ряд других (эффективную толщину, коэффициент сверхсжимаемости газа и сжимаемости воды). К параметрам добывающих скважин относятся их координаты на структуре, конструкции забоев, длины, диаметры и коэффициенты трения НКТ, а также коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Весь набор постоянных параметров для пластовой фильтрационной системы обозначается через «С».

При моделировании пластово-фильтрационной системы обычно конструируется математическая модель связи между входными переменными- дебитами $q_i(t)$, $i=1,2,\dots,n$, и изменением переменных состояния системы - пластового давления $p = p(x, y, z, t)$ и водонасыщенности $\sigma = \sigma(x, y, z, t)$. Если обозначить эту связь f , то модель процесса, проходящего в системе, можно записать в следующем виде:

$$f : \{Q, c, p_0, \sigma_0\} \rightarrow \{p, \sigma\},$$

где Q обозначен вектор дебитов q_i . На значения Q , p , σ и зависящие от них функции обычно накладываются дополнительные ограничения, определяемые физикой процесса. Выражение для f означает, что если известен вектор дебитов по скважинам, постоянные параметры пласта и фильтрующихся жидкостей, начальные условия p_0 и σ_0 в некоторый момент времени t_0 , отображение f , то можно найти распределение пластового давления p и водонасыщенности σ в любой другой момент $t > t_0$. Эта задача называется прогнозированием процесса.

Так как во всех реальных физических системах реакция (отклик) на воздействия (импульсы) со стороны внешней среды не бывает мгновенной, а происходит с некоторым запаздыванием, то отображение f , являющееся ее моделью, не может быть алгебраической функцией и должно зависеть от производных параметров состояния p и σ по времени.

Для оценки достоверности прогнозов падения давления и продвижения пластовых вод решается также ряд задач определения погрешностей p и σ при известных погрешностях Q , c , p_0 и σ_0 .

Все перечисленные задачи типичны для уравнений математической физики и формулируются как краевые задачи для неуправляемых физических систем.

В моделировании процесса фильтрации пока не применяется, но принципиально реализуема с использованием ЭВМ и банков геолого-промысловых данных задача, именуемая в кибернетике "вскрытием черного ящика". Суть ее заключается в построении математической модели только по наблюдениям за входными переменными и переменными состояниями системы за некоторый промежуток времени. В построенной таким путем модели нельзя выделить постоянные параметры системы c и изучить отдельно свойства отображения f , но она может, оказаться более адекватной процессу при краткосрочном прогнозировании.

Общая модель "вход - процесс - выход" остается единой при системном описании объектов самой различной природы.

В пластовой фильтрационной системе происходит перенос массы и преобразование энергии.

В любой информационной системе происходит перемещение и переработка информации, которая имеет нематериальную природу (ее не следует смешивать с материальными носителями информации). Примером такой системы может служить система проектирования разработки газовых месторождений. Ее элементы - коллектив проектировщиков, алгоритмы, программы и технические средства переработки информации, включая ЭВМ. Входом являются данные и информация, необходимые для проектирования, процессом - переработка информации формализованными и экспертными приемами, выходом - схема создания, развития и функционирования ГДП (проект разработки). Таким образом, как вход, так и выход системы проектирования являются абстракциями: вход - данные и информация, выход - знаковая модель будущей системы (проект разработки).

Если рассмотреть в целом функционирующее газодобывающее предприятие (ГДП) как систему, то у такой системы часть входов имеет

материальную природу, другая - абстрактную. К первым относятся необходимые для ведения технологического процесса материальные ресурсы, ко вторым - распоряжения вышестоящих организаций, рекомендации НИИ по улучшению процесса разработки и промысловой подготовки газа. Выходы тоже двойкой природы: материальные - добытые газ и конденсат и абстрактные - отчетная информация. В соответствии с природой входов и выходов внутри системы осуществляются как перемещение материи и преобразование энергии, так и передача и переработка информации. ГДП относится к классу организационно-технологических систем. ГДП как система состоит из нескольких сложных подсистем, таких как разработка месторождения, промысловая подготовка газа, организационно-хозяйственная и др.

2. Газодобывающее предприятие как сложная система

В последние три десятилетия особенно интенсивно развивается теория управления сложными системами. Класс сложных систем имеет первостепенное значение для техники и экономики современного развития научно-технической революции.

Все сложные системы относятся к кибернетическим, т.е. динамическим и управляемым. В понятие «управление» для сложной системы обязательно входит процесс ее проектирования. Крупное газодобывающее предприятие, рассматриваемое как система, в которую в качестве лидирующей входит подсистема разработки газового месторождения, - типичный пример сложной системы.

Основные характеристики газодобывающего предприятия как сложной системы

Крупному газодобывающему предприятию (ГДП), рассматриваемому как система, присущи следующие характеристики (свойства)[1, 2]:

- 1. Создание системы требует вложения огромных ресурсов.*
- 2. При проектировании системы решения принимаются на несколько десятилетий вперед, материальная же реализация отдельных элементов ГДП (бурение добывающих скважин, обустройство промысла и т. п.), в основном, осуществляется в первые несколько лет.*
- 3. Осуществлять проектирование разработки месторождения и обустроить промысел приходится при неполноте информации об объектах управления и процессах, которые в ней будут происходить, а также при невозможности достоверно прогнозировать на далекую перспективу изменений цен на газ, потребность в газе и конденсате, а также ряд других внешних обстоятельств (т.е. изменений во внешней среде).*
- 4. При проектировании ГДП приходится стремиться к выполнению не одной, а нескольких целей (объект многоцелевого назначения). При этом часть целей носит противоречивый характер в том смысле, что достижение одних может быть только за счет невыполнения других. В этом случае компромисс между полной достижением отдельных целей можно установить единственным путем - экспертной оценкой высококвалифицированных специалистов.*

5. Наборы возможных, допустимых по физическим и технико-экономическим показателям, вариантов как при проектировании ГДП, так и при управлении его функционированием достаточно многообразны (строго говоря, по числу не ограничены) и полный перебор их множества исключен.

6. ГДП включает в себя элементы и процессы разнообразной природы: продуктивный пласт как физический объект, процессы фильтрации жидкостей и газов в пористых проницаемых средах, движение газожидкостных смесей по лифтовым трубам и шлейфам, процессы промышленной подготовки газа, а также информационную управляющую подсистему.

7. Между элементами ГДП существует многообразие форм отношений: причинно-следственные связи в процессах фильтрации и при движении газов и жидкостей по трубам, волевые воздействия специалистов, которые разрабатывают месторождение и ряд других отношений.

8. Невозможность наблюдения ряда необходимых для проектирования и управления параметров объекта и происходящих в нем процессов. Например, не могут быть достоверно определены коллекторские свойства продуктивного пласта между скважинами, пластовые давления, положения газоводяного контакта и конденсатонасыщенность в зонах отсутствия скважин.

9. Неосуществимость (ввиду больших объемов) одновременной регистрации параметров, характеризующих процесс разработки. Для крупных месторождений с несколькими сотнями скважин исследования на скважинах производятся последовательно, а результаты этих измерений, в случае необходимости, приводятся к одной дате расчетным путем с использованием интерполирующих и экстраполирующих функций.

10. Принципиальная невозможность по причине многочисленных неопределенностей построения адекватных для целей проектирования и управления моделей как отдельных процессов, происходящих в элементах объекта (разрабатываемого месторождения), так и общей модели функционирования месторождения и ГДП.

11. Неопределенности неустраняемы по двум обстоятельствам: во-первых, компромисс между полной достижением отдельных целей может быть устранен только экспертным путем и различные эксперты установят этот компромисс по-разному, во-вторых, недостаточность и неопределенность исходной информации о пласте и проходящих в нем процессах неустраняемы ввиду неоправданно больших затрат на получение такой информации.

12. При проектировании ГДП и управлении его функционированием существует необходимость собирать и обрабатывать большие объемы данных и информации, эффективная переработка которых возможна только с применением ЭВМ.

13. Многократное внесение изменений в отдельные компоненты ГДП как системы в процессе его функционирования (бурение новых добывающих скважин, модернизация промысловых установок по подготовке газа и т.п.).

14. Существенное влияние характера принимаемых на начальном этапе решений по проектированию и управлению газодобывающим предприятием на процесс газодобычи в будущем и на выполнение поставленных проектами целей

15. Необходимость привлекать для управления ГДП (проектирование для сложных систем является этапом управления) знаний из многих научных дисциплин: геофизики, геологии, гидрогазодинамики (подземной и трубной), сопротивления материалов, физики адсорбционных процессов, экономики и ряда других.

Три характеристики (свойства) из перечисленных тринадцати, решающим образом определяют принципы управления газодобывающим предприятием:

- ✓ Неустраняемая, ввиду экономически неоправданных больших затрат, неполнота информации о системе (пункт 3). В литературе по системному подходу и системному анализу она называется «неопределенностью природы».
- ✓ Многоцелевое назначение создаваемой системы (пункт 4). Оно именуется в литературе «неопределенностью цели». Компромисс между полнотой достижения отдельных целей может быть установлен только экспертным путем.
- ✓ Большие объемы данных и информации, которые необходимо переработать при управлении крупным ГДП (пункт 10).

Следствием первых двух характеристик (пункты 3 и 4) является то обстоятельство, что только отдельные этапы процесса проектирования и управления разработкой газового месторождения могут быть осуществлены в рамках количественных формальных подходов, остальные - реализуются экспертными методами, использующими интуицию и субъективные оценки высококвалифицированных

специалистов. Развитие методических приемов и вычислительной техники в будущем не позволят создать такую систему формальных процедур, с использованием которой без вмешательства высококвалифицированных экспертов можно было бы проектировать эффективные варианты разработки газового месторождения или принимать наилучшие решения по управлению газодобывающим предприятием.

Перечисленные характеристики позволяют рассматривать крупное газодобывающее предприятие как искусственную многоцелевую развивающуюся сложную систему однократного жизненного цикла с неопределенностями и использовать при его проектировании и управлении все научные и практические достижения, полученные для этого типа систем в других отраслях науки и техники.

При проектировании и создании сложных систем, а также при управлении их функционированием приходится решать так называемые слабоструктуризованные проблемы. Как правило, чтобы реализовать любую сложную цель, состоящую из многих целей, необходимо решить ряд методических, организационных и технических задач, спроектировать и создать необходимые средства, организовать управление процессами и многое другое, т.е. необходимо решить возникшую проблему. Под проблемой в данном случае понимается потенциальная цель, для которой еще не разработаны средства ее достижения. Обычно, для реализации такой масштабной сложной цели создается сложная система. Афоризм «Без проблемы нет системы» очень точно выражает это положение.

В технической литературе принято разделять проблемы по степени их

структуризации. т.е. по возможности построения разных по детализации и адекватности моделей объектов и процессов, с использованием которых предполагается реализовать поставленную цель. Если систему, реализующую проблему, и ее функционирование можно описать количественными моделями высокой адекватности и прогностических возможностей, то такая проблема называется хорошо структурированной.

Для неструктурированных систем могут быть только словесные описания на языке общения.

Для смешанных проблем, называемых также слабоструктурированными, часть отношений можно описать количественными моделями, а другую - только качественными. При этом второй вид описаний нередко преобладает.

Процессы проектирования и управления разработкой газового месторождения относятся к типичным примерам решения слабоструктурированных проблем. Так как подсистема управления разработкой месторождения - лидирующая в системе ГДП, т.е. от ее функционирования зависят состав и структура других подсистем (промыслового сбора, подготовки газа и т.д.), то проектирование и эксплуатация ГДП как системы в целом будет также решением слабоструктурированной проблемы. Для решения слабоструктурированных проблем требуется иной, более сложный вид моделирования, чем привычное знаковое. Такое моделирование должно сочетать в единой модели формальные и неформальные процедуры. Обоснованность решения в этом случае имеет объективную и субъективную основу, но это ни в коем случае не означает, что

результаты его «научно» менее оправданы, чем применение только знаковых моделей.

Другими словами, при решении слабоструктуризованной проблемы создается не модель, а система процедур для принятия сложного решения, под которым понимается выбор из многих возможных альтернатив по тем или иным соображениям наиболее предпочтительной. Но внутри этой системы используются как математические модели, так и экспертные процедуры.

3.Повышение газоотдачи как одна из целей в многоцелевой проблеме эффективной разработки газового месторождения

Только используя системный подход к процессу разработки газового месторождения можно обоснованно ответить на вопросы, какими, в тех или иных геологических, технологических и экономических условиях, должны быть текущие и конечные коэффициенты газоотдачи.

Разрабатываемое газовое месторождение относится к искусственной многоцелевой развивающейся сложной системе однократного жизненного цикла с неопределенностями [1, 2].

➤ *Первый вид неопределенности заключается в неустранимой неполноте информации о пласте и происходящих в нем процессах, а также о параметрах внешней по отношению к системе среды. Так как разрабатываемое месторождение функционирует весьма длительное время, то невозможно на этот период достоверно спрогнозировать изменение внешней среды (например, предсказать степень активности пластовых вод, изменений цен на газ и на проведение геологоразведочных работ, потребность в газе и многое другое). Этот вид неопределенности именуется в системном анализе «неопределенностью природы» [3].*

➤ *Другой вид неопределенности носит название неопределенности цели и заключается в наличии нескольких целей, для достижения которых создается сложная система (в нашем случае газодобывающее предприятие (ГДП) создается для разработки газового месторождения).*

В частности, можно назвать несколько целей, таких как:

- ✓ Обеспечить запланированные объемы добычи газа по годам.
- ✓ Достичь высокой надежности функционирования газодобывающего предприятия.
- ✓ Минимизировать при разработке воспроизводимые ресурсы (капиталовложения и эксплуатационные затраты).
- ✓ Минимизировать потери невозпроизводимых ресурсов (запасы

газа, конденсата, пластовой энергии), другими словами, повысить текущие и конечные коэффициенты газоотдачи и конденсатоотдачи.

- ✓ Не ухудшить, или, в случае невозможности, нанести минимальный ущерб окружающей среде.
- ✓ Обеспечить прибыль непосредственным инвесторам, создающим газодобывающее предприятие.
- ✓ Создать условия для высокой занятости трудоспособного населения.
- ✓ Обеспечить высокую адаптируемость (частичную изменяемость и приспособляемость) проекта для обеспечения перечисленных и других целей в условиях неполноты информации о продуктивном пласте, трудно прогнозируемого процесса обводнения, будущих потребностей в газе и цен на газ.

Без глубокого анализа вполне ясно, что многие из перечисленных целей противоречивы (антагонистичны) между собой в том смысле, что увеличение степени достижения одной сразу же вызывает уменьшение степени достижения другой или других целей.

В системном анализе доказывается, что компромисс между степенями достижения целей может быть установлен только экспертным путем, экспертными заключениями высококвалифицированных специалистов.

Со времени Канта и до недавних пор научность подхода к принятию решения в науке и технике определялась степенью применения математики. При этом вполне научным считался подход, при котором объект и процесс описываются детерминированной математической моделью. По этому признаку науки разделялись на точные и неточные. Но с середины текущего столетия, когда начали проектироваться и создаваться сложные объекты (сложные системы), к которым относится и крупное разрабатываемое газовое месторождение, указанный подход был пересмотрен.

Оказалось, что весь ценный накопленный специалистами опыт,

можно результативнее использовать путем обязательного комбинирования формального знания в виде моделей и экспертных гипотез и оценок высококвалифицированных специалистов, обработанных математическими приемами. Для включения в алгоритм и программу принятия решения с применением ЭВМ эти экспертные, жестко не детерминированные, знания формализуются в виде функций принадлежности, функций полезности и т.п. с использованием теории нечетких множеств, целей и ограничений.

Оказалось, что чем сложнее решаемая проблема, тем большую долю при принятии решения в используемом знании составляют неформализуемые знания экспертов. При проектировании и управлении разработкой газовых месторождений, когда приходится решать многоцелевую проблему при недостаточной информации, необходимо применять методы теории принятия решений. При этом приходится принимать сложные решения.

Под сложным понимается решение, принимаемое для многоцелевой проблемы в условиях неполноты информации (при этом говорят, что решается слабоструктуризованная проблема, т.е. проблема, в которой только часть отношений может быть формализована в виде математических моделей, другая часть, нередко большая, не может быть описана формальными приемами и требует экспертных оценок высококвалифицированных специалистов).

При проектировании и управлении разработкой газового месторождения не могут быть формализованы следующие процедуры:

- постановка целей;
- составление иерархии целей;
- выделение лидирующих и проблемных целей;
- формулирование целей замещения;
- уяснение сути проблемных ситуаций;
- установление показателя, характеризующего степень (полноту)

- достижения каждой цели или определения затрат на ее достижение;*
- *конструирование из показателей для отдельных целей общего критерия сложной цели (векторного критерия);*
 - *разработка процедуры оценки предпочтительности одной альтернативы (варианта проекта разработки или варианта управляющих воздействий на процесс) по отношению к другой по набору показателей (векторному критерию с одномерными или разноразмерными показателями);*
 - *выбор лучшей альтернативы;*
 - *составление перечня всех видов ограничений: физических, технических, ресурсных;*
 - *разработка основных концепций, которым должны удовлетворять возможные альтернативы проекта (наборы управляющих воздействий);*
 - *конструирование набора возможных альтернатив проекта (управляющих воздействий), удовлетворяющих всем видам ограничений и реализующих (с различной полнотой) поставленные цели.*

Исходя из изложенного, следует, что не существует и не может быть разработана универсальная формальная процедура, которая бы позволяла устанавливать разумный компромисс между полнотой достижения отдельных целей или затратами на их достижение и, следовательно, нельзя сконструировать универсальный метод выбора эффективной (об «оптимальной» вообще говорить бессмысленно!) альтернативы при решении многопоказательной проблемы. Такие проблемы нередко неточно называют многокритериальными: критерий должен быть один.

Любой из многочисленных предложенных способов такого выбора применим в ограниченных пределах, для узкого круга проблем, определяемого субъективными суждениями.

Более подробно сформулированные выше принципиальные концепции раскрываются в работах [1, 2].

Ошибка специалистов, продолжающих настаивать на применении исключительно детерминированных количественных методов при

принятии решений при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений заключается в том, что бесспорно один из самых сильных методов познания – детерминированное математическое моделирование, применяется в условиях, в которых он, строго говоря, может служить только средством, частично помогающим решению проблемы.

Необходимо решительно бороться с вредным представлением о возможности «научно» обосновать выбор альтернатив при решении слабоструктуризированной проблемы. Это обстоятельство особо подчеркнуто в работе [3]. Сторонники «научного» обоснования понимают под этим термином «однозначный и объективный выбор без привлечения субъективных оценок» и даже делают попытки осуществить его на практике путем создания различных «общих оптимизационных функционалов», забывая, что при разработке таких функционалов они используют много грубых допущений и упрощений, полученных субъективными рассуждениями. Рассчитывая затем «оптимальные» варианты, создатели «научных» приемов облегчают положение для тех лиц, от которых зависит принятие окончательных решений, так как в этом случае последние могут снять с себя ответственность и не использовать для принятия решения, существующие эвристические приемы, ссылаясь при этом на результаты объективной науки.

Подобные действия носят псевдонаучный характер, создают ложную объективность в решении слабоструктуризированных проблем, нередко совершенно справедливо критикуются работниками производственных предприятий.

Практика убедительно показывает, что управление в сложных условиях с неполной информацией только на основе использования математических моделей без привлечения субъективных суждений

оказывается, как правило, неэффективным. Так как повышение коэффициента газоотдачи является одной из целей разработки газового месторождения, то конечная величина его для каждого конкретного случая может быть оценена только путем экспертного согласования этой величины со степенями достижения других целей, которые должны быть достигнуты при проектировании и управлении процессом разработки. В отрыве от такого согласования вопросы о текущих и конечном коэффициентах газоотдачи являются неправомерными. И тем более безграмотно пытаться разработать некоторую формальную процедуру, которая бы позволила конструировать варианты разработки месторождения с «максимальным коэффициентом газоотдачи».

Прогнозирование текущих и конечных коэффициентов газоотдачи всегда будет результатом экспертного согласования степени достижения многих целей, достигаемых при разработке крупного газового месторождения.

4. Определение понятия «газоотдача»

Под коэффициентом газоотдачи понимается отношение величины суммарной добычи газа из пласта с начала разработки на конец соответствующего периода эксплуатации к величине начальных геологических запасов газа,¹⁾ выраженное в долях единицы или в процентах.

Суммарная добыча газа из пласта определяется двумя подходами к завершению его эксплуатации:

- *коммерческий подход на основе экономической оценки рентабельного срока разработки с учетом техники и технологии добычи и направлений использования газа;*
- *потенциальная оценка, определяемая величиной конечного пластового давления, соответствующего давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере или обусловленного возможностями техники и технологии эксплуатации скважин (например, эжектирование газа при давлениях ниже атмосферного).*

Экономическая оценка рентабельного срока разработки при коммерческом подходе обусловлена ценами на углеводороды и различной величиной налогов на федеральном и региональном уровнях.

По мере разработки месторождения, в зависимости от условий использования газа - подача его на дальний транспорт (*федеральный уровень*) или потребление для местных нужд (*региональный уровень*), изменяются условия оценки экономически рентабельного срока разработки.

В соответствии с этим в практике проектирования разработки месторождений природного газа можно рассматривать следующие модификации коэффициента газоотдачи:

- ✓ Газоотдача конечная коммерческая

¹⁾ К сумме по категориям А, В, С₁ и от 20 до 50% С₂ и скорректированным в процессе разработки месторождения.

- на дальний транспорт
- с учетом местных нужд

✓ Газоотдача конечная потенциальная

- технологически достижимая
- потенциально-возможная²⁾

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи определяет суммарную величину добычи газа из пласта за период рентабельной разработки месторождения, в течение которого ежегодная стоимость реализации углеводородов (газ, конденсат, нефть) превышает текущие годовые эксплуатационные затраты с учетом реновации и налоговых отчислений в федеральный и местный бюджеты.

Рассматривается в двух модификациях:

- коэффициент конечной коммерческой газоотдачи на дальний транспорт;
- коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с учетом местных нужд.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с подачей газа на дальний транспорт определяет величину суммарной добычи газа из пласта за период с начала разработки до момента времени, когда давление на приеме ДКС достигает минимально-допустимой величины³⁾ по техническим условиям или когда эксплуатация месторождения становится экономически нерентабельной.

Коэффициент конечной коммерческой газоотдачи с использованием газа для местных нужд определяет величину суммарной добычи газа из пласта до момента времени, когда средний дебит скважин по месторождению становится меньше экономически рентабельной

²⁾ Соответствует давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере.

³⁾ Существующие на сегодня дожимные центробежные агрегаты (ГПА-Ц-10, 16 и 25 мвт) позволяют дожимать газ с минимально допустимого давления на приеме 10÷ 12 кгс/см².

Однако при модернизации проточной части центробежных компрессоров (дополнительные затраты) это давление может быть снижено до 5.0 кгс/см².

Величины давлений (кгс/см²) представляют собой абсолютное давление.

величины, определяемой условиями использования газа на местные нужды.

Коэффициент конечной потенциальной газоотдачи определяет величину суммарной добычи газа из пласта за весь срок разработки месторождения, в течение которого пластовое давление снижается от начального до давления забрасывания, которое соответствует

- либо давлению на устье скважин, равному одной абсолютной атмосфере, для залежей, разрабатываемых при газовом режиме;
- либо тому пластовому давлению, при котором была остановлена эксплуатация добывающих скважин ввиду невозможности их дальнейшего функционирования по технологическим причинам (например, вследствие обводнения).

В первом случае конечную потенциальную газоотдачу можно именовать как потенциально возможную, во втором - как технологически достижимую.

5. Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи.

Из приведенных выше определений коэффициента газоотдачи следует, что глубина извлечения углеводородов (газа и конденсата) из пласта является категорией технико-экономической и поэтому должна зависеть от двух групп факторов: природных (геологических) и неприродных (технико-технологических и экономических).

5.1. Природные факторы, влияющие на величину конечного коэффициента газоотдачи

➤ Тип коллектора залежи: терригенный или карбонатный. В первом случае фильтрационные процессы в основном определяются поровой составляющей проводящих каналов, во втором движение флюидов происходит как через пористую среду, так и по развитой системе трещин и каверн.

Как правило, газоотдача терригенных коллекторов, особенно при водонапорном режиме, оказывается выше, чем для карбонатных по причине более неравномерного внедрения пластовых вод для последнего случая.

➤ Площадная и по разрезу пласта литологическая неоднородность и фациальная изменчивость пород продуктивного пласта, наличие тектонических нарушений. Для более однородных пластов коэффициент конечной газоотдачи при прочих равных условиях, как правило, оказывается более высоким, что объясняется меньшими объемами макрозатемленного газа при внедрении пластовых вод в залежь.

➤ Режим разработки залежи: газовый и водонапорный. Для чисто газового режима или близкого к нему, когда величина обводненного порового объема составляет несколько процентов (до 10) от начального газонасыщенного порового объема, коэффициент конечной газоотдачи обычно выше, чем при водонапорном.

➤ Значение средней проницаемости продуктивной залежи. разни́ца в проницаемостях между высоко и низкопроницаемыми пропластками для терригенных и между проводимостями матриц и трещин для карбонатных коллекторов. При низкой проницаемости в момент окончания разработки сохраняются высокие перепады между забойными давлениями и средними пластовыми, что приводит к снижению конечного коэффициента газоотдачи.

➤ Величина начального пластового давления. При более высоком начальном пластовом давлении при прочих равных условиях и одинаковых конечных давлениях при завершении разработки, отношение массы газа, остающейся в пласте, к первоначальным массовым запасам оказывается меньшим и, следовательно, коэффициент конечной газоотдачи большим, чем при более низком начальном давлении.

Кроме этого, при высоком начальном пластовом давлении и при последующем его падении в процессе разработки начинает влиять на коэффициент конечной газоотдачи деформация коллектора и, в первую очередь, снижение проницаемости (см. предыдущий пункт).

➤ Запасы газа. Разработка мелких залежей, особенно глубоко-залегающих, нередко осуществляется малым числом скважин, часть из которых переходит из разведочных в добывающие. Поэтому в случае неоднородного коллектора коэффициент конечной газоотдачи может быть весьма низким.

При крупных запасах и больших размерах залежи экономически целесообразно бурить большое число скважин, что обеспечивает более равномерный охват залежи дренированием и повышение коэффициента конечной газоотдачи.

➤ Тип резервуара: массивный, массивно-пластовый, пластовый. Для массивных и массивно-пластовых залежей бывает технологически легче обеспечить более равномерное продвижение газовой воды и газа в силу гравитационного разделения воды и газа. Газонасыщенность в обводненной зоне оказывается ниже, чем для пластовых залежей.

По этим причинам коэффициент конечной газоотдачи для массивных залежей обычно выше, чем для пластовых.

5.2. Техничко-технологические факторы, повышающие коэффициент конечной газоотдачи

Эти факторы должны способствовать достижению следующих целей:

1. Равномерному падению пластового давления по залежи.
2. Равномерному внедрению в продуктивный пласт пластовых вод (подошвенных и краевых).
3. Обеспечению минимального пластового давления при окончании разработки месторождения (залежи).

Достижение указанных целей обеспечивается:

- ✓ Равномерным (с учетом дренируемых запасов) размещением добывающих скважин по площади месторождения.
- ✓ Опережающим разбуриванием проектного фонда скважин.
- ✓ Своевременным вводом скважин в эксплуатацию, обеспечивающим равномерное падение пластового давления и регулирование внедрения пластовых вод.
- ✓ Равномерным дренированием продуктивных отложений по толщине залежи или опережающим дренированием отложений снизу вверх для водонапорного режима в массивных залежах.
- ✓ Постоянным регулированием внедрения пластовых вод в залежь, исключаящим их неравномерное продвижение (разрезание залежи, макрозащемление отдельных газонасыщенных зон и т.п.).
- ✓ Качеством строительства добывающих скважин, их вскрытия и освоения.
- ✓ Интенсификацией притоков газа к забоям скважин (особенно к скважинам, пробуренным в сводовой части и в областях с большими толщинами и хорошими коллекторскими свойствами).
- ✓ Эффективными технологиями проведения капитальных и подземных ремонтов скважин.
- ✓ Подключением скважин к сборным пунктам индивидуальными шлейфами в целях регулирования дебитов в более широких пределах.
- ✓ Прокладкой на месторождении двух коллекторов - высокого и низкого давления с начала эксплуатации месторождения.

✓ Применением эффективных методов эксплуатации скважин, в продукции которых содержится пластовая вода, механические примеси, соли.

✓ Бурением на поздней стадии разработки залежи дополнительных скважин на локализованные газонасыщенные зоны.

✓ Эжектированием низконапорного газа, применением передвижных винтовых газомотокомпрессоров на завершающей стадии разработки месторождения [14].

5.3 Экономические факторы, от которых зависит коэффициент конечной газоотдачи

Экономическими факторами являются:

- размер инвестиций, стартовых затрат на осуществление мероприятий по повышению конечного коэффициента газоотдачи;
- годовой размер возможной прибыли;
- ожидаемая норма чистой дисконтированной прибыли;
- сроки окупаемости и сальдо реальных денежных потоков;
- возможность использования налоговых льгот;
- финансовый риск, связанный с осуществлением мероприятия.

Все перечисленные факторы решающим образом зависят от достоверности прогноза будущих потребностей в газе, изменения цен на газ, ожидаемого характера конкуренции и ее влияния на эти цены.

6. Стадийность в определении извлекаемых запасов газа.

Процесс определения конечных коэффициентов газоотдачи и учет их при подсчете извлекаемых запасов газа должен иметь стадийный (этапный) характер. Целесообразно выделить четыре основных этапа, различающихся между собой условиями, возможностями, средствами и надежностью определения коэффициентов конечной газоотдачи:

I. Оценка коэффициентов конечной газоотдачи перед началом разработки месторождения (залежи) на стадии первоначального рассмотрения и утверждения запасов в ГКЗ РФ.

II. Прогнозирование коэффициента конечной газоотдачи на стадии начального проектирования разработки.

III. Определение коэффициента конечной газоотдачи по результатам опытно-промышленной эксплуатации или первой стадии разработки месторождения.

IV. Уточнение значений коэффициентов конечной газоотдачи с учетом данных доразработки (падающей добычи).

✓ На первом этапе оценка коэффициента конечной газоотдачи должна производиться организацией первоначально представляющей запасы для утверждения в ГКЗ РФ. Такая оценка необходима для определения промышленных запасов газа, под которые будут выделяться капитальные вложения для создания объектов добычи и транспорта газа. На этом этапе, когда имеются лишь материалы разведки, практически исключается возможность использования газогидродинамических расчетных методов, поэтому коэффициенты конечной газоотдачи оцениваются, как правило, на основе среднестатистических данных и путем аналогий, однако, могут быть использованы и корреляционные зависимости (регрессионные модели).

✓ На втором этапе необходимо производить комплекс расчетов по прогнозированию величин коэффициентов конечной газоотдачи. Если рассматриваются два возможных режима разработки месторождения, то расчет коэффициента конечной газоотдачи делается для двух случаев - для газового и для упруговодонапорного режимов. Полученные величины сравниваются с теми значениями, которые были приняты при первоначальном утверждении запасов газа и вносятся

необходимые коррективы в цифры промышленных запасов газа. Начиная со второго этапа, может использоваться также и имитационное моделирование. Исходные данные могут быть взяты из материалов первоначального подсчета запасов.

✓ Третий и четвертый этапы характеризуются наличием значительной дополнительной информации в связи с уточнением величины начальных запасов газа, различных геолого-промысловых и технологических характеристик, режима залежи, поэтому имеются возможности для использования различных видов моделирования и более надежного и обоснованного установления значений коэффициента конечной газоотдачи по сравнению с первым и вторым этапами.

6.1. Оценка коэффициента конечной газоотдачи на стадии определения запасов газа перед разработкой месторождения

Коммерческий коэффициент конечной газоотдачи является экономической категорией. Для его увеличения требуется осуществить ряд технических и технологических мероприятий как в начальном периоде разработки месторождения, так и на его завершающей стадии. Целесообразность указанных мероприятий и их отбор в условиях рыночной экономики устанавливается в результате оценки эффективности каждого из возможных инвестиционных проектов, направленных на увеличение газоотдачи.

По этой причине оценки потенциально возможных коэффициентов конечной газоотдачи, обусловленные природными факторами, могут рассматриваться как ограничения при разработке сценариев возможных технико-технологических мероприятий, направленных на увеличение коэффициента коммерческой газоотдачи.

На стадии утверждения запасов газа по месторождению исключается возможность прогнозирования коэффициента газоотдачи расчетным путем ввиду существенной неопределенности: неполнота и

неточность информации о продуктивном пласте, водоносном бассейне, динамике отборов газа и т. п., а также непредсказуемость возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций (например, изменения потребностей в газе, цен на него и многое другое).

В этих условиях необходимо использовать накопленный и обобщенный опыт разработки большого числа отечественных и зарубежных месторождений для оценки граничных значений коэффициента газоотдачи.

Статистические данные по промышленным коэффициентам газоотдачи для месторождений, разработка которых закончена, аккумулируют в себе влияние на газоотдачу как природных, так и технико-технологических и экономических факторов.

В таблице 1 приведены пределы значений фактических коэффициентов конечной газоотдачи в зависимости от ряда природных факторов, изложенных в предыдущем разделе.

Табл.1 построена на основе анализа результатов эксплуатации более ста месторождений (самостоятельно разрабатываемых залежей), законченных разработкой или находящихся на заключительной стадии разработки. Данные табл.1 рекомендуются для оценки прогнозных коэффициентов газоотдачи на стадии определения запасов газа перед разработкой месторождения. К залежам с газовым режимом разработки условно отнесены те залежи, у которых отношение обводненного порового объема на конец разработки к начальному газонасыщенному поровому объему составляет менее 0.1, если более 0.1 - то залежь причислялась к группе с упруговодонапорным режимом. При составлении табл.1 использовались данные по значениям фактических конечных коэффициентов газоотдачи для залежей с малым (менее 50 г/м^3) и средним (от 50 до 250 г/м^3) содержанием конденсата.

**Интервалы изменения величины конечного коэффициента газоотдачи
(по разработанным месторождениям)**

Тип коллектора		ТЕРРИГЕННЫЙ								КАРБОНАТНЫЙ			
		ГАЗОВЫЙ				УПРУГОВОДОНАПОРНЫЙ				ГАЗОВЫЙ		УПРУГОВОДО- НАПОРНЫЙ	
<i>Режим разработки залежи</i>		МП		В		МП		В		МП		МП	
Тип резервуара: массивно-пластовый и массивный - МП, пластовый - П		МП		В		МП		В		МП		МП	
Геологические запасы: уникальные и крупные - К, средние - С, мелкие - М		К	С	С	М	К	С	С	М	К	С	К	С
Литолого-стратиграфическое строение коллекторов	Однородные высокопроницаемые	0.95-0.9		0.9-0.8		0.9-0.8		0.85-0.75		0.9-0.8		0.85-0.7	
	Неоднородные с преобладанием хорошо проницаемых пород	0.90-0.80		0.9-0.8		0.8-0.7		0.85-0.75		0.9-0.8		0.85-0.7	
	Неоднородные с преобладанием низкопроницаемых пород	0.8-0.6		0.8-0.7		0.85-0.60		0.75-0.6		0.8-0.6		0.75-0.5	
	Резкая слоистая неоднородность с преобладанием низкопроницаемых пород	менее 0.60		0.7-0.6		менее 0.6		менее 0.6		менее 0.6		менее 0.5	

Геологические запасы, которые использованы в табл.1 в качестве фактора, влияющего на конечную газоотдачу, имеют следующие категории:

- уникальные - более 500 млрд.м³;
- крупные - от 30 до 500 млрд.м³;
- средние - от 10 до 30 млрд.м³;
- мелкие - до 10 млрд.м³,

6.2. Имитационное моделирование как средство прогнозирования коэффициента конечной газоотдачи

Этот вид исследования для определения коэффициента конечной газоотдачи может реально применяться, начиная со второго этапа, т.е. при составлении проекта разработки или проекта опытно-промышленной эксплуатации, но практически более вероятна его реализация, начиная с третьего этапа, когда имеются фактические данные по эксплуатации месторождения (залежи).

Имитационное моделирование представляет собой модельный машинный эксперимент, осуществляемый в режиме диалога “человек-ЭВМ” и отличается от применявшегося ранее “вариантного метода” созданием специальной имитационной системы, позволяющей осуществлять эту процедуру в десятки раз скорее, организованнее и результативнее. Обязательным элементом имитационной системы является банк геолого-промысловых данных.

Такие системы в настоящее время созданы в ряде проектных и научно-исследовательских институтов и в крупных газодобывающих предприятиях (в составе АСУ разработкой месторождений).

Машинная база данных в процессе разработки месторождений постоянно пополняется дополнительными сведениями о пласте и

происходящих в нем процессах, что позволяет периодически уточнять первоначально оцененные величины запасов, значения текущих и конечных коэффициентов газоотдачи.

6.2.1. Общая характеристика системы имитационного моделирования.

Имитационная система включает в себя единый банк геолого-промысловых данных, систему стандартного и специального математического обеспечения, большой центральный процессор и рассредоточенные автоматизированные места специалистов.

Автоматизированные места, соединенные линиями связи с центральным процессором, комплектуются, как правило, персональными ЭВМ. Специальное математическое обеспечение включает в себя подсистему моделей, обеспечивающую прогнозирование процессов, происходящих в системе пласт-скважина-газосборные сети, и позволяющую с использованием экономико-математических моделей оценивать технико-экономические результаты любого возможного варианта разработки месторождения.

Важнейшим структурным компонентом имитационной системы является банк геолого-промысловых данных, состоящий из совокупности сведений, хранимых в запоминающих устройствах вычислительной машины. С содержательной стороны он представляет динамическую обновляемую модель разрабатываемого месторождения и модель истории процессов, происходивших в месторождении.

Банк независим от рабочих программ, с которыми взаимодействует.

Банк данных по любому крупному месторождению должен сохраняться и после завершения разработки месторождения. Он потребует специалистов научно-исследовательских институтов для проведения глубокого анализа результатов разработки месторождения по ряду кардинальных вопросов, таких как оценка фактических коэффициентов газо-, конденсато-, нефтеотдачи. При отсутствии банков данных такие

исследования исключены ввиду практической невозможности охватить традиционными методами обработки весь накопленный в виде архивов геофизический и промысловый материал.

Так как информация о параметрах пласта (пористости, проницаемости, эффективных толщинах) и параметрах процесса (дебитах, пластовых давлениях, водонасыщенности) может быть получена только по скважинам, то для построения моделей, охватывающих всю область продуктивного пласта в имитационную систему должны входить модели интерполяции указанных параметров, замеренных по скважинам, на весь пласт.

С использованием указанных моделей строятся для банка данных числовые модели постоянных и переменных параметров на сеточных областях, последние используются для функционирования моделей прогнозирования падения давления и продвижения пластовых вод в месторождение.

6.2.2. Использование информации, полученной в процессе разработки месторождения, для уточнения результатов имитационного моделирования газовой залежи

Основным направлением повышения точности прогнозов при моделировании процессов разработки является идентификация применяемых моделей на основе использования данных и информации, полученных в процессе разработки.

В настоящее время созданы алгоритмы решения обратных двух и трехмерных, одно- и многофазных задач теории фильтрации, которые на основе обработки фактической информации о разработке газовой залежи позволяют уточнять исходные распределения значений емкостных и фильтрационных параметров, уточнять начальные и текущие запасы в пласте, достоверно определять значение конечного коэффициента газоотдачи.

Для уточнения распределения по площади газонасыщенности емкостных и фильтрационных свойств коллектора при газовом режиме

эксплуатации залежи необходимо использовать фактические, регистрируемые на газодобывающем предприятии, изменения во времени дебитов газа и пластовых давлений по скважинам. Если при проявлении газового режима уточняется трехмерная модель, то необходимы данные об изменении во времени дебитов газа по вскрытым скважинами интервалам продуктивного пласта.

В случае водонапорного режима наряду с перечисленными показателями разработки при решении обратных задач используются данные о динамике обводнения эксплуатационных скважин, изменениях коэффициента водонасыщенности по разрезу наблюдательных скважин.

При водонапорном режиме дополнительно к этому должны быть использованы результаты геофизических замеров коэффициентов водонасыщенности в наблюдательных скважинах.

Чем полнее и достовернее данные за период разработки, используемые для уточнения модели, тем ближе к реальным будут уточняемые параметры пласта.

Для выбора наиболее эффективного варианта разработки месторождения, в том числе и для обоснования реального (с позиций современной теории разработки) и рационального (с экономической точки зрения) конечного коэффициента газоотдачи, как показателя одной из целей разработки, используется комплексная расчетная модель.

Она включает:

- алгоритмы решения прямых и обратных задач теории фильтрации;
- уравнения, описывающие движение газа в скважинах, газосборных сетях;
- уравнения, моделирующие процесс обработки газа на УКПГ и компримирования его на ДКС и ГКС;
- расчетные соотношения, позволяющие определять все требуемые технико-экономические показатели добычи газа.

Такая комплексная расчетная модель является обязательным компонентом имитационной системы для управления процессом разработки газового месторождения. Модель позволяет по мере накопления новой

фактической информации уточнять геологическую модель месторождения и прогнозные показатели разработки вплоть до достижения времени, начиная с которого разработка месторождения окажется нерентабельной.

После нескольких последовательных уточнений геологической модели месторождения на протяжении некоторого периода разработки месторождения путем решения обратных, а затем и прямых задач и определения всех технико-экономических показателей добычи газа можно обосновывать значение конечного коэффициента газоотдачи. В последующем с использованием уточненной геолого-математической модели месторождения и промысла выполняется имитационное моделирование различных альтернативных стратегий доразработки месторождения.

На газодобывающих предприятиях, на которых внедрены системы автоматизированного управления разработкой газовых месторождений, прогнозные пересчеты значений коэффициентов конечной газоотдачи являются элементом функционирования указанных систем. На основе этих расчетов разрабатываются управляющие воздействия, направленные на увеличение коэффициента конечной газоотдачи.

Для каждого разрабатываемого месторождения в зависимости от его геологических характеристик путем проведения технико-экономических расчетов должен быть определен экономический предел промышленной разработки месторождения и соответствующий ему коэффициент промышленной газоотдачи, при котором часть газа обязательно остается неизвлеченной.

Разумеется, рассчитываемый коэффициент промышленной газоотдачи будет зависеть от погрешности подсчета начальных запасов газа, которые должны уточняться на протяжении всего срока разработки месторождения.

Имитационное моделирование должно осуществляться в режиме диалога “человек - ЭВМ”.

При имитационном моделировании специалисты имеют возможность с экрана мониторов изменять геологическую модель месторождения,

находящуюся в банке данных, и варианты расстановки скважин, назначать новые отборы и всякий раз “проигрывать” процесс разработки. Пользуясь техническими средствами общения с машиной, в первую очередь экранными пультами, специалист может прерывать работу ЭВМ и вносить изменения или новые данные на любой стадии расчета.

Имитационное моделирование фактически представляет собой модельный машинный эксперимент, результат которого во многом зависит от способностей и знаний применяющих его исследователя или проектанта.

До самого последнего времени не было объективных условий для широкого применения имитационного моделирования как при проектировании, так и при управлении разработкой газовых месторождений, в том числе, и для периодических уточнений запасов газа, в процессе разработки, прогнозирования и уточнения текущих и конечных коэффициентов газоотдачи:

- отсутствовали ЭВМ нужного быстродействия и памяти, не было развитого общего математического обеспечения и необходимого набора средств общения человека с машиной;
- необходима была дополнительная разработка ряда математических моделей для прогнозирования процесса разработки и уточнения физических параметров пласта по результатам разработки;
- не создавались машинные банки геолого-промысловых данных;
- требовалась разработка специального языка диалога человека с ЭВМ, близкого к профессиональному, на котором осуществляется проектирование разработки газового месторождения и управления ею.

В настоящее время, в основном, все необходимые условия для имитационного моделирования созданы.

При проведении прогнозных газогидродинамических расчетов по определению показателей разработки, особенно в начальный период разработки месторождения, используется модель “средней скважины”, которая считается идеальной по своему техническому состоянию в процессе всей эксплуатации.

Реальные скважины существенно отличаются по своим продуктивным характеристикам от “средней” и довольно значительное время простаивают по различным причинам, в основном, связанными с ремонтными работами. При этом для получения плановой добычи производится перераспределение отборов на работающие скважины.

Эти обстоятельства в числе многих других причин влияют на фактический конечный коэффициент газоотдачи, который может существенно отличаться от расчетного значения.

На различных стадиях разработки (начиная с составления проекта опытно-промышленной эксплуатации) в зависимости от имеющейся информации о пласте и происходящих в нем процессах должны использоваться различные математические модели.

По мере получения дополнительных данных о геологическом строении продуктивного пласта, его физических свойствах, режиме разработки месторождения и уточнения технико-экономических показателей производится одновременное уточнение начальных и текущих запасов и корректировка величины конечной газоотдачи пластов.

На основе этих расчетов разрабатываются управляющие воздействия, направленные на увеличение коэффициента конечной газоотдачи.

Для каждого разрабатываемого месторождения в зависимости от его геологических характеристик путем проведения технико-экономических расчетов должен быть определен экономический предел промышленной разработки месторождения, который определит коэффициент промышленной газоотдачи.

6.3. Прогнозирование коэффициента конечной газоотдачи на стадии начального проектирования разработки

Общий принцип исследований на этом этапе заключается в проведении имитационного моделирования для различных вариантов разработки месторождения с применением газодинамических моделей. При этом

специалисты должны использовать накопленный опыт по фактическим значениям коэффициентов конечной газоотдачи для различных типов разработанных месторождений и результаты теоретических и экспериментальных исследований по физике пласта, относящиеся к этой области.

Осуществив серию таких расчетов, специалисты приобретают ценный опыт, который в реальных условиях получить нельзя не только ввиду того, что каждое месторождение разрабатывается в течение жизни примерно одного поколения, но главным образом по той причине, что практика разработки даже многих месторождений не может представить такого разнообразия вариантов, которое рассматривается специалистами при имитационном моделировании.

Варианты просматриваются с целью установления приемлемого компромисса между полнотой достижения отдельных целей (общего годового отбора, полноты извлечения запасов газа, необходимых капитальных и эксплуатационных затрат и других показателей). При каждом очередном просчете нового варианта специалисты делают анализ результатов, к которым приводит заданный в варианте компромисс, и, опираясь на накопленный ранее опыт, уточняют компромисс между целями для следующего прогнозного расчета.

6.4. Прогнозирование коэффициента конечной газоотдачи при составлении коррективов к проекту разработки в процессе эксплуатации месторождения.

Опыт разработки газовых месторождений показывает, что “уточненные” проекты разработки могут составляться несколько раз. Другими словами, осуществляется постоянное перепроектирование разрабатываемого месторождения, что вполне закономерно для многоцелевых сложных систем с неопределенностями.

Перед каждым перепроектированием накапливаются новые данные о продуктивном пласте, водоносном бассейне, происходящих в системе процессах, а также об эффективности и неэффективности проводимых на месторождении геолого-технических мероприятий.

Накопленная информация при проведении очередной серии машинных экспериментов позволяет уточнить геологическую модель месторождения, осуществить прогноз продвижения пластовых вод в продуктивный пласт, учесть изменившуюся экономическую обстановку, спрогнозировать последствия применения управляющих воздействий на разработку (бурения дополнительных добывающих скважин, проведения мероприятий по интенсификации притока газа к скважинам, реконструирование системы сбора газа и многое другое).

В результате применения управляющих воздействий должно измениться значение коэффициента конечной газоотдачи, поэтому потребуется осуществить его прогноз заново.

В процессе проведения имитационного моделирования с целью прогноза коэффициента конечной газоотдачи при применении различных управляющих воздействий следует учитывать, что коэффициент газоотдачи прямо или косвенно зависит от целого ряда геологических технико-технологических и экономических факторов, изложенных в разделах 5.1, 5.2 и 5.3.

В процессе имитационного моделирования применение любого из перечисленных управляющих воздействий или их комплекса должно быть обосновано экономически. Для этого имитационная система должна включать подсистему экономико-математического моделирования.

Конечная газоотдача залежей формируется не на заключительной стадии разработки месторождения, а с момента проектирования разработки. В связи с этим оценка газоотдачи с учетом факторов, влияющих на газоотдачу, в обязательном порядке, должна входить в проект опытно-промышленной эксплуатации, в проект разработки и во все

разрабатываемые затем в ходе эксплуатации команды на управляющие воздействия стратегического характера.

Коэффициент газоотдачи является показателем полноты достижения только одной из целей, которые ставятся при разработке газовых месторождений и не может быть спрогнозирован или установлен независимо от степеней достижения остальных целей

До настоящего времени при выборе варианта разработки месторождения применяется весьма упрощенный прием «оптимизации». Показатели всех целей, кроме одной, выводятся в разряд жестких ограничений и проводится оптимизация. При этом проблема решается как двухпоказательная: фиксируется в качестве ограничения планируемый уровень годовых отборов газа из месторождения, и минимизируются ресурсы на его достижение. Степень выполнения остальных целей, включая полноту извлечения газа из пласта, необоснованно считается при этом одинаковой для всех вариантов.

7. Сужение границ прогнозируемых коэффициентов газоотдачи для месторождений с конкретными геологическими характеристиками (на примере сеноманских залежей месторождений Севера Западной Сибири)

Многообразие только основных природных, технико-технологических и экономических факторов, влияющих на коэффициент конечной газоотдачи, исключают создание единого методического руководства, которое позволило бы для любого газового месторождения оценить с небольшой погрешностью конкретное значение коэффициента конечной газоотдачи. Поэтому, используя статистику по разработанным месторождениям, можно только указать довольно широкие пределы, в которых будет лежать это значение.

Для каждой конкретной залежи (или группы однотипных залежей) эти пределы в некоторых случаях могут быть значительно сужены.

Оценка коэффициента конечной газоотдачи начинается с оценки конечной потенциальной газоотдачи залежи, возможной при современном уровне технологии добычи газа, а затем, после ее определения, рассматривается система геолого-технических мероприятий, реализуя которые можно достичь потенциальной газоотдачи. Но реализация всех необходимых видов мероприятий потребует затрат, которые могут не окупиться добываемым газом. Поэтому придется применить только некоторые из них и прекратить разработку месторождения при некотором, так называемом, коммерческом коэффициенте газоотдачи, не достигнув потенциального.

Достоверность оценки коэффициента конечной потенциальной газоотдачи месторождений, разрабатываемых при водонапорном режиме, включая и сеноманские залежи, зависит, в основном, от трех условий:

- 1) точности прогноза внедрения объемов пластовой воды в газонасыщенную часть залежи;

- 2) погрешности прогноза характера распределения и величин остаточной газонасыщенности в обводненной зоне продуктивного пласта;
- 3) прогноза распределения пластового давления по площади и высоте залежи.

Далее подробно анализируются первые два условия и даются конкретные рекомендации по повышению достоверности прогноза внедрения пластовой воды и оценке остаточной газонасыщенности в обводненной зоне сеноманских отложений.

Что же касается прогноза распределения пластового давления, то он осуществляется по известным моделям, но достоверность его зависит от погрешностей оценок внедрения объемов пластовой воды и величин остаточной газонасыщенности в обводненной зоне продуктивного пласта.

7.1. Влияние основных геологических и технологических факторов на коэффициент потенциальной газоотдачи

- ✓ Первым фактором, от которого зависит коэффициент потенциальной газоотдачи, является коэффициент остаточной газонасыщенности в обводненной зоне продуктивного пласта. Обсуждению этого весьма важного вопроса будут посвящены несколько последующих параграфов книги.
- ✓ Многочисленные экспериментальные исследования ряда авторов показали, что скорость вытеснения газа водой практически не влияет на величину остаточной газонасыщенности [4].
- ✓ На коэффициент конечной потенциальной газоотдачи для терригенных коллекторов влияет значение средней проницаемости продуктивной залежи, а также разность в проницаемостях между высоко и низкопроницаемыми пропластками.

Если существуют низкопроницаемые пропластки большой толщины, то в момент окончания разработки сохраняются перепады пластового давления между высокопроницаемыми пластами (как их иногда называют “суперколлекторами”) и низкопроницаемыми. Наличие повышенного давления в низкопроницаемом коллекторе приведет к оставлению в нем дополнительной массы газа и к снижению конечного коэффициента

газоотдачи. Оценка остающейся в низкопроницаемом пласте массы газа может быть сделана следующим образом.

Пусть низкопроницаемый пласт толщиной h находится между двумя пластами с высокой проницаемостью (рис.1). Начальная плотность газа ρ_0 одинакова во всех трех пластах. Затем, начиная с некоторого момента, в высокопроницаемых пластах плотность газа начинает падать по линейному закону:

$$\rho = \rho_0 - st,$$

где ρ - плотность газа в момент времени t ;

S - коэффициент пропорциональности, имеющий размерность “плотность/время”;

t - время.

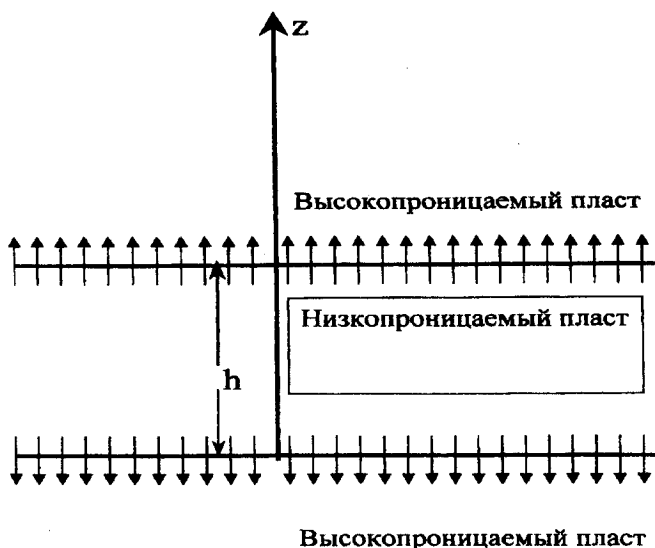


Рис.1. Схема фильтрации газа из низкопроницаемого в высокопроницаемые пропластки

Именно по линейному или

близкому к нему падает среднее пластовое давление в сеноманских залежах.

Одномерное уравнение неустановившейся фильтрации может быть записано следующим образом

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{K}{\mu} \frac{\partial}{\partial Z} \left(\rho \frac{\partial P}{\partial Z} \right),$$

где ρ - плотность газа,
 P - давление газа,
 ϕ - пористость продуктивного пласта,
 k - проницаемость,
 μ - вязкость.

Уравнение состояния газа в некотором промежутке давлений от P_1 до P_2 ($P_1 > P_2$) принимается в виде: $\rho = De^{\lambda P}$

$$\text{где } \lambda = \text{Ln} \frac{P_1}{P_2} / (P_1 - P_2),$$

$$D = A p_1 e^{-P_1 \text{Ln} \frac{P_1}{P_2} / (P_1 - P_2)},$$

$$A = \frac{\rho_{\text{ст.}} \cdot Z_{\text{ст.}} \cdot T_{\text{ст.}}}{P_{\text{ст.}} \cdot Z(p, T_{\text{пл.}}) \cdot T_{\text{пл.}}}$$

В последнем выражении для "А" Z - коэффициент сжимаемости, T - абсолютная температура, индекс "ст" относится к стандартным условиям, "пл" - к пластовым условиям.

При принятом уравнении состояния уравнение фильтрации линейризуется и запишется в следующем виде:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = a^2 \frac{\partial^2 \rho}{\partial Z^2}, \quad \text{где } a^2 = \frac{K}{\phi \mu \lambda}$$

Последнее уравнение должно быть решено при следующих краевых условиях:

$$\text{при } t = 0 \quad \rho = \rho_0 = \text{const},$$

$$\text{при } Z = 0 \quad \rho = \rho_0 - st,$$

$$Z = h \quad \rho = \rho_0 - st.$$

Далее без вывода (ввиду его громоздкости) приводится полученное решение последнего уравнения при выписанных начальном и граничных условиях:

$$\rho = \rho_0 - st + \frac{4Sh^2}{\pi^3 a^2} \sum_n \frac{1}{n^3} \sin\left(\frac{n\pi z}{h}\right) \left[1 - e^{-a^2 \left(\frac{n\pi}{h}\right)^2 t} \right]$$

$$n = 1, 3, 5, \dots$$

Это решение описывает распределение плотности в низкопроницаемом пласте. Будучи проинтегрированным по Z без первых двух слагаемых $(\rho_0 - st)$, оно дает массу избыточного газа, которая удерживается в низкопроницаемом пласте.

Для применения последней формулы необходимо знать для низкопроницаемых пропластков значения пористости и проницаемости, которые геофизическими методами измеряются гораздо реже, чем газонасыщенность. Что же касается коэффициента газонасыщенности, он периодически фиксируется по всем наблюдательным скважинам.

Используя обобщенные зависимости проницаемости от пористости и газонасыщенности от пористости, известные для сенманских отложений, были найдены зависимости пористости ϕ от начальной газонасыщенности α_n и проницаемости “К” от того же параметра

$$\phi = 0,2 + 0,117\alpha_n + 0,083\alpha_n^2,$$

$$K = 0,15 \cdot e^{3,8(\alpha_n + 0,7)^2},$$

где e - основание натуральных логарифмов.

Используя последние аппроксимации можно сделать оценку оставшегося газа в любом низкопроницаемом пласте, имея всего одну диаграмму НГК, снятую в период начальной стадии разработки.

✓ 4. Величина конечного коэффициента газоотдачи зависит от начального пластового давления. При более высоком начальном пластовом давлении при прочих равных условиях и одинаковых конечных давлениях при завершении разработки, отношение массы газа, остающейся в пласте, к первоначальным массовым запасам оказывается меньшим и, следовательно, коэффициент конечной газоотдачи большим, чем при более низком

начальном давлении. Низкое начальное пластовое давление для сеноманских залежей в сочетании с большими запасами приведет после завершения разработки к оставлению в пласте значительных объемов газа.

Если несколько десятилетий назад вопрос об остаточной газонасыщенности имел в большей степени теоретический интерес, то в настоящее время в связи с переходом уникальных газовых месторождений Севера Западной Сибири в завершающую стадию разработки он приобретает важное практическое значение, так как коэффициент конечной промышленной газоотдачи по этим месторождениям напрямую зависит от коэффициента конечной газонасыщенности в обводненной зоне.

7.2. Схема расчета общего притока подошвенных вод в сеноманские газовые залежи

С использованием модели фильтрации подошвенных вод в газовую залежь, учитывающей выделение растворенного газа [1, 2, 5], строится следующая схема прогнозирования обводнения сеноманской залежи.

✓ С использованием выведенного нелинейного уравнения, описывающего фильтрацию воды с выделяющимся из нее газом, в которое введено значение вертикальной псевдопроницаемости, адаптированной по фактическим данным подъема ГВК, рассчитывается таблица суммарных объемов пластовой воды в m^3 , профильтровавшейся через один квадратный метр поверхности первоначального газоводяного контакта в зависимости от изменения пластового давления на контакте.

Таблица рассчитывается для давлений на контакте в диапазоне от начального до давления в момент завершения разработки.

✓ Используя данные рассчитанной таблицы, прогнозные значения изменения пластового давления и площади отдельных участков поверхности первоначального газоводяного контакта определяются общие объемы пластовой воды, внедрившейся в залежь. Многочисленные расчеты по модели показали, что объемы внедряющейся воды в основном зависят от величины пластового давления на первоначальном газоводяном контакте и весьма незначительно - от темпа изменения этого давления (в тех диапазонах темпа, которые существуют в реально разрабатываемых сеноманских залежах).

Более удобно получать те же результаты по объемам внедрения воды в газонасыщенную часть сеноманских залежей, используя график на рис.2.

Он построен на основе многовариантных расчетов по нелинейному уравнению в частных производных, приведенному в книге [5] для толщины водоносного слоя от 500 до 1500 м при темпах изменения давления на поверхности первоначального газовойодяного контакта от полутора до четырех атмосфер в год.

При его построении учтены фактические значения растворимости газа в пластовых водах как функции давления и температуры. Расчеты проводились как по уравнению, в котором приток обусловлен только разгазированием пластовых вод, так и по аналогичному уравнению, в котором учитывались не только выделения газа, но и сжимаемость породы и минерализованной газированной воды. Коэффициент упругости пласта $(S + \phi_0 \beta)$, где β -сжимаемость пластовой воды, принимался равным $1,75 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Расчеты показали, что практически весь объем внедрившейся воды отфильтровался за счет механизма выделения газа при снижении давления в водоносной зоне.

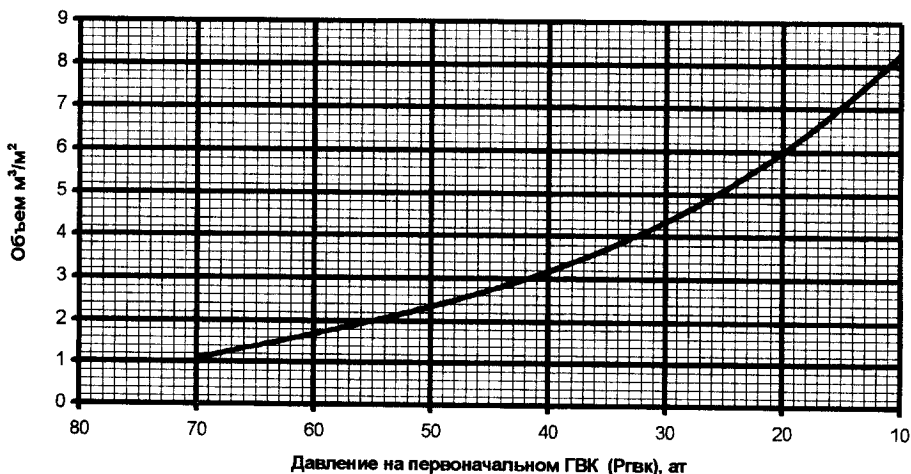


Рис.2. Суммарный объем пластовой воды в м³, профильтровавшийся через 1 м² поверхности начального ГВК для сеноманских отложений, в зависимости от пластового давления на поверхности ГВК (вертикальная псевдопроницаемость – 3,5 мД)

Адаптация для уточнения вертикальной псевдопроницаемости проведена по фактическому внедрению пластовых вод в сеноманскую залежь месторождения Медвежье за весь срок разработки. Она дала значение для вертикальной псевдопроницаемости равное 3,5 мД.

По графику (рис.2) легко оценить абсолютные объемы и темпы притока пластовых вод для различных давлений на поверхности первоначального газоводяного контакта.

Если при падении давления от 70 до 40 ат через поверхность первоначального ГВК средний темп внедрения пластовой воды через 1 м² этого контакта составил 0,065 м³/ат (подъем ГВК ≈ 0, 737м/ат), то при падении давления в интервале от 25 до 10 атм на том же контакте темп внедрения составит 0,224 м³/ат (подъем ГВК ≈ 2,5 м/ат), т.е. увеличится примерно в 3,4 раза. В указанном последнем диапазоне давлений придется эксплуатировать месторождение Медвежье уже в ближайшее десятилетие, а затем в последующие годы сеноманские залежи Уренгойского и Ямбургского месторождений.

Главная ошибка некоторых специалистов, применяющих статистические методы прогнозирования обводнения сеноманских залежей, заключается в том, что они используют наблюдаемые в настоящее время темпы внедрения воды для прогнозирования объемов внедрения пластовых вод на завершающей стадии разработки. Если бы не было выделения из пластовой воды растворенного в ней газа, то такая экстраполяция была бы оправданной. Выделяющийся из воды газ до давления на первоначальном ГВК приблизительно в 40 ат вызывает примерно линейную зависимость между объемом притекшей в залежь воды и давлением, но затем, между 40 и 10 ат, начинается нарастание темпов притока воды на 1 атмосферу падения давления, увеличиваясь к концу указанного интервала в 3,4 раза. Это объясняется тем, что если коэффициенты сжимаемости пластовой воды и породы остаются практически постоянными на протяжении всего периода

разработки месторождения, то коэффициент сжимаемости за счет разгазирования в некоторой точке водоносного горизонта существенно зависит от давления и изменяется обратно пропорционально текущему давлению в той же точке.

При разработке сеноманских залежей таких месторождений, как Медвежье, Уренгойское и Ямбургское давления на поверхности первоначальных газодляных контактов пока еще остаются выше, чем 25-30 ат, но ниже этих значений нелинейность притока пластовых вод от падения давления должна сказаться особенно сильно. Для месторождения Медвежье этот рубеж будет пройден уже в ближайшие годы, после чего начнется прогрессивное обводнение залежи. Та же картина повторится в последующие годы и на месторождениях Уренгойском и Ямбургском.

Ссылки на механизм резкого торможения темпов внедрения подошвенных вод ввиду уменьшения фазовой проницаемости для воды в обводненной части продуктивного пласта не убедительны, так как при большой площади текущего ГВК ввиду малых абсолютных скоростей фильтрации потери на трение даже при низкой фазовой проницаемости будут несущественно уменьшать общие объемы внедряющихся пластовых вод.

Как уже было сказано, графическая зависимость суммарного объема пластовой воды в m^3 , профильтровавшегося через $1m^2$ поверхности начального ГВК, от давления на этой поверхности, изображенная на рис.2, была адаптирована по фактическим данным обводнения месторождения Медвежье. Было интересно оценить, является ли эта адаптация теоретической зависимости, изображенной на рис.2, также справедливой и для общего притока воды для сеноманской залежи Уренгойского месторождения. Для этой цели на график (рис.2) были нанесены как фактические, так и прогнозные (по статистическому методу) объемы в m^3 пластовой воды для Уренгойского месторождения, как уже профильтровавшиеся, так и те, которые могут профильтроваться через $1m^2$ поверхности начального ГВК, от фактических и прогнозных значений

давлений на этой поверхности. Результат получился весьма интересным (рис.3). Оказалось, что фактические и прогнозные значения притоков пластовых вод для Уренгойского месторождения тесно группируются по отношению к теоретической кривой притока, адаптированной по данным для месторождения Медвежье, за исключением внедрения подошвенной воды по площади УКПГ-1, где оно значительно выше.

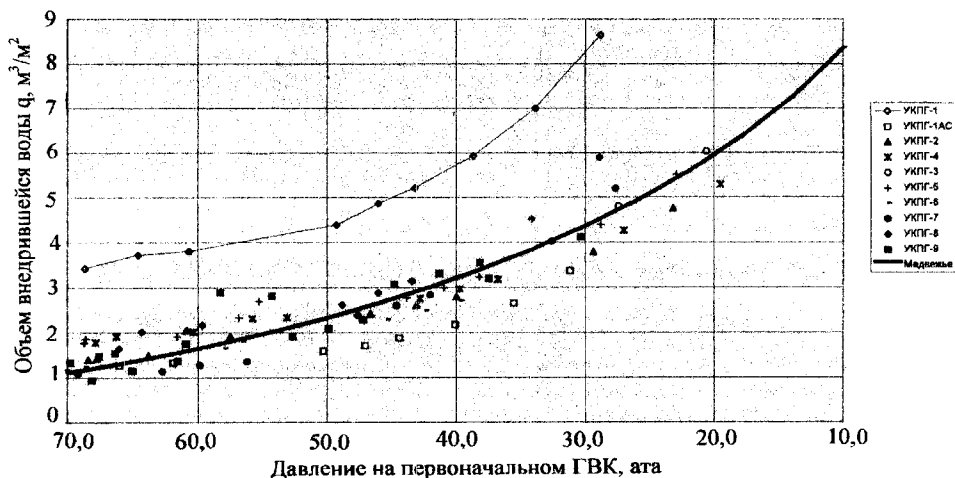


Рис.3. Сопоставление фактических и прогнозных объемов подошвенной воды в м^3 , профильтровавшейся через 1 м^2 начального ГВК Уренгойского месторождения, с теоретической кривой притока

Последнее объясняется более высоким значением вертикальной псевдопроницаемости для этой области. Кривая (рис.2), адаптированная по фактическим данным месторождения Медвежье, оказывается верной и для притока подошвенной воды в Уренгойское месторождение (рис.3).

7.3. Краткий обзор изученности вопроса о механизме вытеснения газа водой из пористых проницаемых сред

Так как в книге в основном рассматриваются вопросы оценки объемов остаточного газа в обводненной зоне сеноманских залежей, то в настоящем обзоре будут указаны только те главные исследования, которые непосредственно касаются коэффициента остаточной газонасыщенности для сеноманских терригенных отложений.

Общие вопросы механизма вытеснения газа водой из пористых проницаемых сред рассмотрены в книге [6], применительно к сеноманским отложениям в работе [7, 15]. Рядом исследователей [8, 9, 10, 11] экспериментально изучались, с получением качественных и количественных результатов по опытам на искусственных и естественных кернах, зависимости остаточной газонасыщенности от начальной, от темпов вытеснения, изменения давления, структурных характеристик коллектора и ряда других факторов.

Оказалось, что основными факторами, влияющими на коэффициент остаточной газонасыщенности, являются структурные характеристики пористой проницаемой породы и непосредственно определяемый ими коэффициент начальной газонасыщенности необводненной породы. Наиболее информативными из указанных работ являются исследования Н.В.Савченко [10, 11]. Ей проведены многочисленные опыты на кернах с различными физическими свойствами и, следовательно, в широком диапазоне начальных значений коэффициента газонасыщенности. На рис.4 приведена усредненная кривая зависимости остаточной газонасыщенности от начальной. Она построена по 120 экспериментальным точкам [11], которые на графике не отмечены.

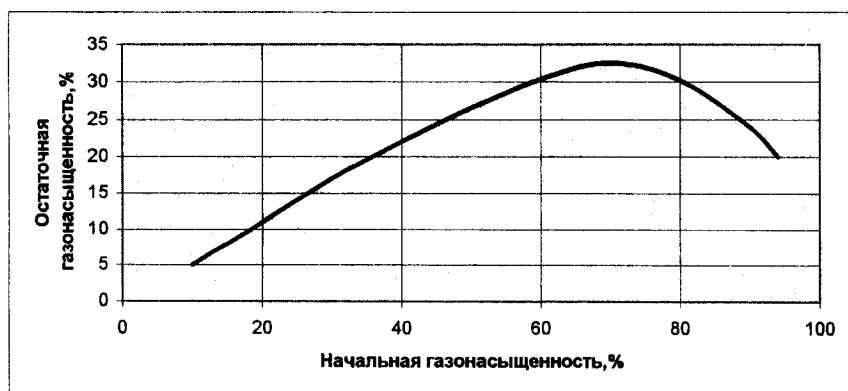


Рис.4. Зависимость остаточной газонасыщенности от начальной газонасыщенности по всем исследованным группам терригенных пород

График Савченко Н.В. охватывает практически весь диапазон возможных начальных значений газонасыщенностей и тем самым включает в себя зависимости между начальной и остаточной газонасыщенностями, полученными до нее для более узких участков. Но самое важное, он позволяет критически обрабатывать результаты замеров методом нейтронного гамма-каротажа, так как показывает как величину остаточной газонасыщенности, так и наличие у изучаемой функции максимума в диапазоне начальных значений газонасыщенности от 60 до 80% от объема пор. Учитывая опосредованность измерений методом НГК-60 значений газонасыщенности, существенные погрешности как при измерении, так и при интерпретации результатов, можно обоснованно утверждать, что без результатов лабораторных исследований обработка геофизических исследований в наблюдательных скважинах была бы намного сложнее.

В работе [12] на стр.45 в виде линейного тренда приведена зависимость коэффициента объемной остаточной газонасыщенности от начального коэффициента газонасыщенности и литологических групп пород для сеноманских отложений месторождения Медвежье. Тренд построен по двумстам определениям. Значения экспериментальных точек по начальной газонасыщенности лежат в промежутке от 25 до 90%, т.е. охватывают полностью все литологические группы пород сеноманских отложений.

На рис.5 приводится этот тренд без нанесения экспериментальных точек, по которым он построен.

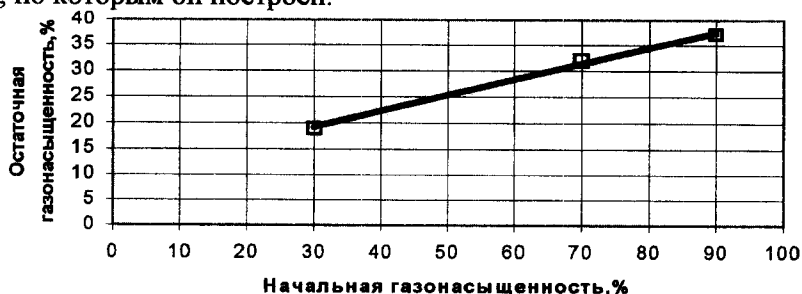


Рис.5. Зависимость коэффициента объемной остаточной газонасыщенности от начального коэффициента газонасыщенности для сеноманских отложений месторождения Медвежье

При значении начальной газонасыщенности 70% остаточная газонасыщенность совпадает с максимальной на рис.4, при больших и меньших она несколько превышает данные на рис.4, полученные по опытам на реальных кернах.

По нашему мнению, самым существенным выводом рассматриваемой работы [12] в области газоотдачи является получение средних значений остаточной газонасыщенности для различных классов пород сеноманских отложений месторождений Медвежье.

Далее из работы [12] приводятся эти значения (табл.2).

Таблица 2

Средние значения коэффициента остаточной газонасыщенности в зависимости от класса породы [12]

Классификация А.А.Ханина по керну		Классификация по геофизическим данным	
Средняя остаточная газонасыщенность, %	Классы пород по А.А.Ханину	Классы пород по геофизическим данным	Средняя остаточная газонасыщенность, %
35,5	I	IIIб	35,3
34,2	II		
32,9	III		
30,6	IV	IIIа	30,1
26,1	V		
18,5	VI	I+II	21,1

При вытеснении газа пластовой водой из пород коллекторов часть порового пространства остается занятой газом. Лабораторными опытами показано [10, 11], что после полного обводнения природного керна или модели пористой среды при постоянном абсолютном давлении в керне и постоянном перепаде давления в нем при последующей прокачке воды практически вытеснить дополнительные объемы газа не удастся, т.е. остаточная газонасыщенность оказывается постоянной.

Величина этой остаточной газонасыщенности зависит в основном от открытой пористости и структуры порового пространства.

Разумеется, масса заземленного газа при одной и той же остаточной газонасыщенности зависит от давления, при котором произошло вытеснение газа пластовой водой.

Относительно конечного значения этой остаточной газонасыщенности можно утверждать, что оно в основном определяется наличием в пористой породе тупиковых пор и пор, имеющих такую конфигурацию, при которой свободный газ при вытеснении его водой задерживается в верхних частях этих пор. Поэтому значение конечной газонасыщенности практически не должно зависеть от пластового давления.

Реальные продуктивные пласты (в том числе и сеноманских отложений) имеют слоистое строение, причем каждый слой отличается по своим физическим свойствам от соседних, покрывающих и подстилающих его. В частности, в продуктивном разрезе сеноманских отложений таких слоев, которые могут быть выделены геофизическими измерениями (методом НГК) при существующей в настоящее время разрешающей способности приборов насчитывается от 30 до 45. Начальная газонасыщенность по отдельным слоям составляет от 10 до 85%, причем эти граничные значения встречаются гораздо реже, чем значения, лежащие ближе к середине указанного промежутка.

Когда поднимающаяся подошвенная вода обводняет слоистые продуктивные пласты, то начальная газонасыщенность в обводненной зоне для каждого пропластка будет своей. Она зависит от начальной газонасыщенности этого пропластка в необводненном состоянии.

По имеющимся геофизическим измерениям наблюдается следующая закономерность: чем выше коэффициент начальной газонасыщенности необводненной породы, тем выше начальная газонасыщенность того же пропластка при обводнении.

По-видимому, единственные ценные результаты по этому и другим вопросам, касающимся изменения газонасыщенности в обводненной зоне, изложены в двух параграфах книги [13]. Но с момента ее выхода прошло

десять лет. Накоплены результаты многих измерений в наблюдательных скважинах по месторождениям Медвежье, Уренгойское и др. Но единственной целью обработки таких наблюдений до настоящего времени остается регистрация подъема газовой контакта. Серьезных исследований по этим материалам, которые бы устанавливали изменение газонасыщенности в обводненной зоне по пропласткам с различными физическими свойствами как функции этих физических свойств и изменения пластового давления пока не проводятся, хотя такие исследования необходимы для прогнозирования коэффициентов остаточной газонасыщенности в обводненной зоне по пропласткам всего продуктивного разреза. Пока же рекомендуется использовать зависимости, представленные в графической форме в книге [13] стр.45. На этом графике приведены зависимости изменения газонасыщенности в обводненной зоне от времени, прошедшего после обводнения, для групп пропластков, имеющих разные начальные газонасыщенности в необводненном состоянии (от 90 до 50%).

Отмечается, что примерно через 4-6 лет после обводнения текущая газонасыщенность пласта увеличивается, причем тем больше, чем выше начальная газонасыщенность. Это явление связано с расширением остаточного газа при падении пластового давления.

По ограниченному объему материалов, имевшихся в распоряжении авторов, установить существенное увеличение газонасыщенности через 4-6 лет разработки не удастся, хотя из физических предпосылок и теоретических выводов, такое увеличение в определенных случаях должно быть.

Графики в работе [13], характеризующие зависимость текущей газоотдачи в обводненной зоне от времени обводнения построены для кривых, каждая из которых относится к пласту со своей начальной газонасыщенностью в необводненном состоянии, причем эта газонасыщенность определена по данным электрического каротажа. Известно, что если в том же пласте определить газонасыщенность методом НГК, то он даст существенно более низкое значение того же параметра.

По материалам Тюменниигипрогаза (Масленников В.В.) (месторождение Медвежье) и собранным самостоятельно (Уренгойское месторождение) авторами книги был построен график (рис.6) зависимости конечной газонасыщенности обводненной породы коллектора от начальной газонасыщенности той же породы в необводненном состоянии. При этом величина начальной газонасыщенности принята по данным НГК, так как все последующие измерения в обсаженной скважине проводятся именно этим методом. Кроме этого, для построения графика отбирались данные по газонасыщенности только для тех пропластков, которые находятся в обводненном состоянии от 8 до 18 лет, поэтому ожидать заметного изменения газонасыщенности в этих пропластках не приходится, т.к. конечная газонасыщенность, обусловленная тупиковыми порами и газом, защемленным в верхних частях пор, практически не должна зависеть от пластового давления. Разумеется, масса заключенного газа зависит от давления, сохраняется только объем защемленного газа.

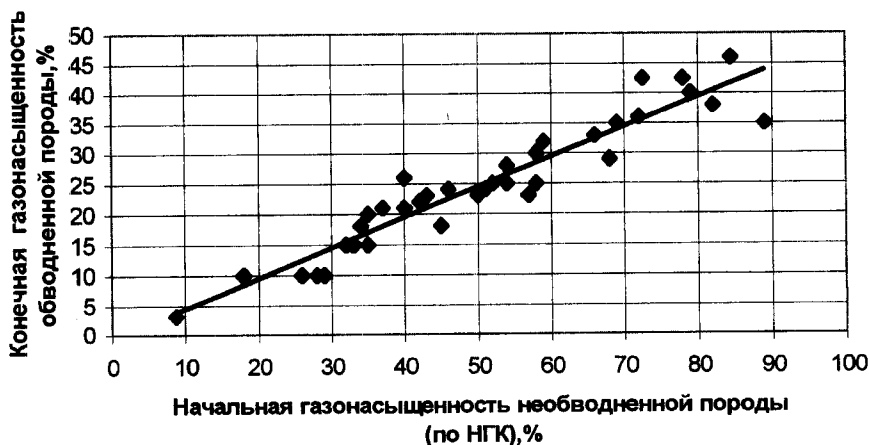


Рис.6. Зависимость коэффициента конечной газонасыщенности от коэффициента начальной газонасыщенности для сеноманских залежей

Из анализа графика (рис.6) получается простой и полезный для практики вывод: для пласта, находящегося в обводненной зоне более 8 лет, и имевшего в начале разработки в необводненном состоянии некоторую

газонасыщенность в промежутке от 10% до 90% по НГК, остаточная газонасыщенность с хорошим приближением будет равна половине этого начального значения газонасыщенности.

Следовательно, если средняя начальная газонасыщенность по месторождению Медвежье оценивается в 64,2-67%, то можно считать, что при завершении разработки средняя остаточная газонасыщенность обводнившейся зоны будет не менее 32-34%. Дело в том, что возможны участки макрозащемления, когда вода обойдет некоторые пропластки. Но, по-видимому, таких участков будет немного, т.к. на месторождении Медвежье пробурены десятки скважин в обводненную зону или через нее и ни в одной из них не обнаружены макрозащемленные пропластки.

Объясняется это медленным поднятием подошвенных вод. И даже если тот или иной низкопроницаемый пропласток вначале был обойден водой, то потом, в результате пропитки, он становится водонасыщенным.

Относительно графика (рис.6) необходимо сделать следующее критическое замечание: он был построен с использованием ограниченного объема данных и, возможно, с привлечением большого числа данных в него потребуются внести коррективы, но нет оснований ожидать кардинального изменения характера полученной зависимости.

Для дополнительной проверки зависимости, полученной по графику (рис.6) были обработаны в тех же координатах данные из книги [13]. Для этого пришлось вначале по имеющейся в распоряжении авторов книги информации построить зависимость между начальным коэффициентом газонасыщенности по данным электрического каротажа от начального коэффициента того же параметра по данным НГК (рис.7).

В реальности, естественно, существует одно значение газонасыщенности и построенная зависимость характеризует погрешность того и другого вида измерений. С использованием данных графика (рис.7) в тех же координатах, что и на рис.6 была построена аналогичная зависимость (рис.8) по данным работы [13], где имеется 5 точек по величине конечной

газонасыщенности, каждая из которых является результатом обработки большой группы данных.



Рис.7. Сопоставление значений начальных коэффициентов газонасыщенности, полученных по данным НПК и электрического каротажа.

Результаты изображены на рис.8 (сплошная линия). На том же рисунке (пунктирная линия) показана прямая с графика (рис.6). Расхождения между



Рис.8. Сопоставление зависимости коэффициента конечной газонасыщенности от коэффициента начальной по данным работы [13] с аналогичной зависимостью, полученной авторами книги

между этими двумя прямыми наблюдаются при низких начальных газонасыщенностях.

Одной из причин этого несущественного для практических оценок расхождения может быть то обстоятельство, что в работе [13] для всех 5 точек максимальный срок, прошедший после обводнения, составляет не более 8 лет, тогда как по графику, построенному авторами книги, он равен 18 годам.

Кроме этого следует заметить, что число пропластков с низкой начальной газонасыщенностью весьма мало по сравнению с пропластками, насыщенность которых приближается к средней по месторождению и эти пропластки, как правило, имеют малую мощность.

Интересно отметить, что зависимость остаточной газонасыщенности от начальной, полученная в лаборатории физики пласта [10,11], по всем исследовавшимся на кернях группам терригенных пород, дала в интервале начальной газонасыщенности от 10 до 70% остаточную газонасыщенность, равную половине начальной, т.е. тот же результат, который получен в настоящей работе по промысловым измерениям.

По вопросу оценки остаточной газонасыщенности в обводненной зоне в последнее время опубликована работа [16]. К сожалению, она носит характер аннотации, из которой нельзя установить, учитывалось ли время с начала обводнения при обработке данных об остаточной газонасыщенности. Вероятнее всего, такого учета не было. В среднем диапазоне значений рассматриваемая зависимость для остаточной газонасыщенности от начальной оказывается близкой к полученной авторами книги.

7.4. Анализ результатов временных замеров коэффициента остаточной газонасыщенности методом НГК в обводненной зоне продуктивного пласта Уренгойского месторождения

Любой анализ результатов измерений физической величины начинается с рассмотрения методов и средств, с использованием которых получено значение этой величины.

Измерения начальной и текущей газонасыщенности по продуктивному разрезу сеноманских отложений Севера Тюменской области

производятся в настоящее время в перфорированных наблюдательных скважинах методами нейтронного гамма-каротажа (в основном методом НГК-60). К сожалению, до настоящего времени в ГАЗПРОМе не существует утвержденной и принятой всеми специалистами - геофизиками методики обработки результатов определения газонасыщенности обводняющихся сеноманских пластов методом НГК-60.

По этой причине геофизики газодобывающих и геофизических предприятий, а также научно-исследовательских институтов, обрабатывая одни и те же первичные материалы, могут получать различные оценки значений газонасыщенности.

Кроме того, обработка каротажных диаграмм является весьма трудоемким процессом. Дело еще более усложняется, когда приходится сопоставлять временные замеры по одной и той же скважине, которых бывает несколько десятков за период разработки месторождения за два и более десятилетия.

Каждый из таких замеров сделан с определенной погрешностью, возможно, с использованием информации о различных опорных пластах, при этом опорные пласты оказываются в процессе разработки в различных условиях по давлению, так что их газонасыщенность также должна измениться. Дополнительно вносятся погрешности при оцифровке каротажных диаграмм; разбиение разреза на отдельные пропластки для различных временных замеров оказываются разными, что в свою очередь, усложняет получение зависимостей текущей газонасыщенности от ее начального значения и изменения давления.

Все указанные трудности можно было бы преодолеть, используя статистические методы обработки. Но, к сожалению, пока нет возможности, в основном по финансовым соображениям, осуществить массовую обработку каротажного материала с целью изучения характера изменения газонасыщенности в обводненной зоне. По этой причине остается единственный возможный в этих условиях подход: обработать относительно небольшие объемы имеющейся информации с поиском физического объяснения найденным закономерностям и с использованием в качестве

дополнительного обоснования результатов применения адекватных математических моделей.

С учетом накопленного к настоящему времени опыта анализ промысловых измерений газонасыщенности в пропластках обводненной зоны должен проводиться по следующим направлениям.

➤ Выяснение влияния времени, прошедшего с момента обводнения пропластка, на значение текущего коэффициента газонасыщенности. Строго говоря, на это значение влияет не время, а ряд других параметров, изменяющихся во времени:

- ✓ *объемы пластовой воды, профильтровавшиеся через изучаемый пропласток;*
- ✓ *темпы фильтрации;*
- ✓ *изменение пластового давления.*

При разработке месторождения указанные параметры изменяются монотонно, их изменение приближается к линейной зависимости от времени. По этой причине время с момента обводнения можно считать обобщенной независимой переменной.

На рис.9 приведен график изменения коэффициента текущей газонасыщенности в двух пропластках наблюдательной скважины №110 Уренгойского месторождения до и после обводнения.

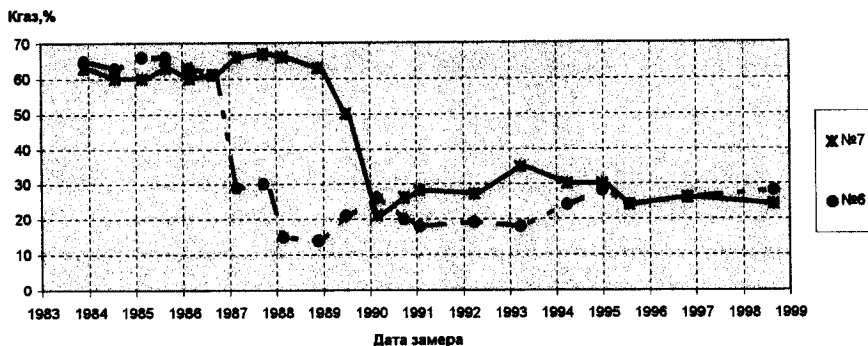


Рис.9.Изменение коэффициента текущей газонасыщенности в двух пропластках наблюдательной скважины №110 Уренгойского месторождения в процессе его разработки, до и после обводнения. (По данным геологического отдела ГПУ “Уренгойгаздобыча”) Значения начальных коэффициентов газонасыщенности: для пропластка №6- $K_{нач} = 56\%$; для пропластка №7- $K_{нач} = 65\%$

Глубины залегания пропластков указаны в таблице 3.

Таблица 3

Изменение коэффициента газонасыщенности в процессе разработки по выделенным пропласткам в наблюдательной скважине №110 Уренгойского месторождения

№№	Глубина залегания	Толщина, м	Дата замера	K _{газ}	№№	Глубина залегания	Толщина, м	Дата замера	K _{газ}
№1	1238-1236,4	1,4	июн.77	56	№4	1229-1231	2,6	июн.77	70
			ноя.84	25				ноя.84	30
			фев.88	39				июл.85	34
			сен.88	34				фев.86	31
			фев.89	28				фев.87	28
			ноя.89	26				фев.88	42
			июн.90	32				фев.89	37
			мар.94	32				июн.90	37
			мар.95	34				мар.94	41
			дек.95	34				мар.95	40
			июл.96	28				дек.95	38
			окт.97	30				июл.96	38
			авг.99	32				окт.97	32
								авг.99	41
№2	1233-1235	1,8	июн.77	61	№7	1213-1214	1,6	июн.77	65
			ноя.84	20				ноя.84	63
			июл.85	33				июл.85	60
			фев.86	33				фев.86	60
			авг.86	30				сен.86	63
			фев.87	28				фев.87	60
			авг.87	28				авг.87	61
			фев.88	39				фев.88	66
			сен.88	34				сен.88	67
			фев.89	32				фев.89	66
			ноя.89	26				окт.89	63
			июн.90	33				июн.90	50
			мар.94	28				фев.91	21
			мар.95	36				сен.91	26
			дек.95	38				мар.93	28
			июл.96	24				мар.94	35
окт.97	30	мар.95	30						
авг.99	24	дек.95	30						
		июл.96	24						
		окт.97	26						
		авг.99	24						
№6	1217-1218	1,4	июн.77	56	№6	1217-1218	1,4	июн.90	21
			ноя.84	65				фев.91	26
			июл.85	63				сен.91	20
			фев.86	66				янв.92	18
			авг.86	66				мар.93	19
			фев.87	63				мар.94	18
			авг.87	61				мар.95	21
			фев.88	29				июл.96	28
			сен.88	30				окт.97	26
			фев.89	15				авг.99	28
окт.89	14								

Понижение газонасыщенности от начального значения до некоторого близкого к среднему в обводненном состоянии, как видно из рис.9, происходит в течение примерно двух лет (для пропластка №6 с 1987 г. по 1989 г., для пропластка №7 с 1988 г. по 1990 г.) В дальнейшем в пропластке №7, который находится выше пропластка №6, наблюдается возрастание значения коэффициента газонасыщенности, что можно объяснить расширением газа при падении пластового давления. Аналогичное небольшое повышение газонасыщенности наблюдается и в нижележащем пропластке №6.

Но эти колебания вполне можно отнести за счет погрешностей измерения газонасыщенности.

Сказанное может быть подтверждено анализом графика измерения коэффициента текущей газонасыщенности по трем пропласткам наблюдательной скважины №110 Уренгойского месторождения, которые находились в обводненном состоянии более 14 лет. (рис.10).

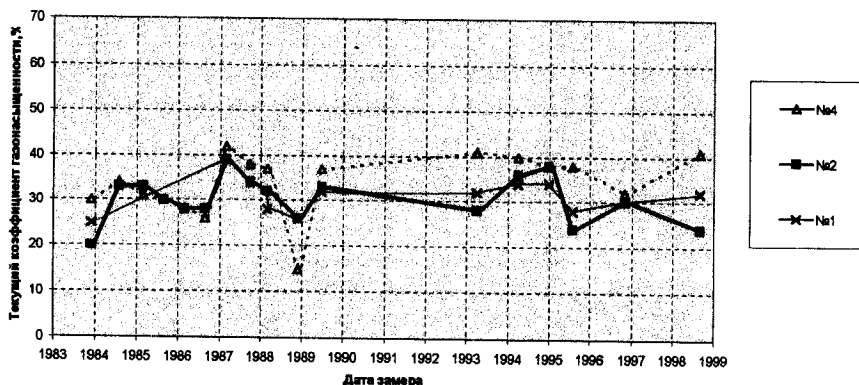


Рис.10. Изменение коэффициента текущей газонасыщенности в трех обводненных пропластках наблюдательной скважины № 110 Уренгойского месторождения в процессе его разработки (По данным геологического отдела ГПУ “Уренгойгаздобыча”)
 Значения начальных коэффициентов газонасыщенности:
 для пропластка №1- $K_{нач} = 56\%$; для пропластка №2- $K_{нач} = 61\%$
 для пропластка №4- $K_{нач} = 70\%$.

Глубины залегания каждого пропластка указаны в табл.3.

Чтобы установить общую тенденцию изменения газонасыщенности, используя в совокупности данные по всем трем пропласткам, были построены несколько трендов (рис. 11÷15). При построении первых трех трендов (рис. 11÷13) использовались данные по всем трем пропласткам, начиная с 1984 г., последних двух (рис. 14÷15) - данные с 1990 г.

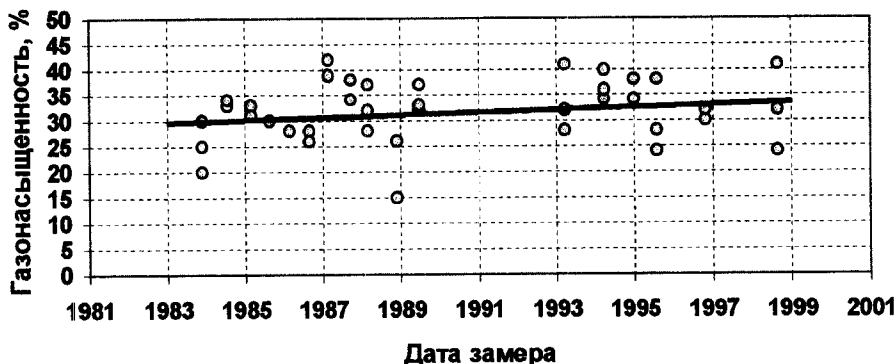


Рис. 11. Линейный тренд изменения газонасыщенности по пропласткам №1, №2 и №4 (время нахождения пропластков в обводненном состоянии более 14 лет) в наблюдательной скважине №110 Уренгойского месторождения

На графике рис.11 приведен линейный тренд. Средняя газонасыщенность по трем пропласткам изменилась за 16 лет примерно от 30% до 34%, при полиномиальном тренде второй степени (рис.12) от 27 до 31%, третьей степени (рис.13) - от 27 до 32%.

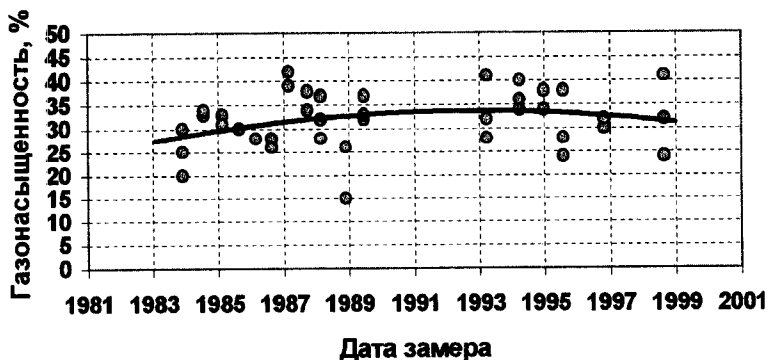


Рис.12. Полиномиальный тренд второй степени изменения газонасыщенности по пропласткам №1, №2 и №4 (время нахождения пропластков в обводненном состоянии более 14 лет) в наблюдательной скважине №110 Уренгойского месторождения

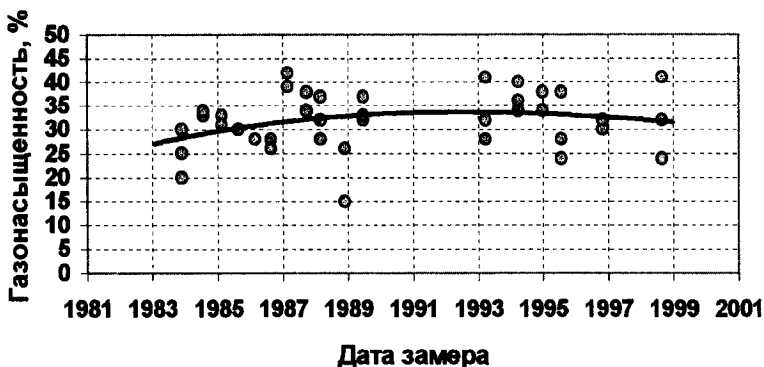


Рис.13. Полиномиальный тренд третьей степени изменения газонасыщенности по пропласткам №1, №2 и №4 (время нахождения пропластков в обводненном состоянии более 14 лет) в наблюдательной скважине №110 Уренгойского месторождения

За последние девять лет при линейном тренде (рис.14) - от 27 до 31%, при полиномиальном второй степени (рис.15) - от 26 до 30%. Все эти изменения находятся в промежутке равном 5% и лежат в пределах ошибок измерения и интерпретации газонасыщенности методом НГК-60.

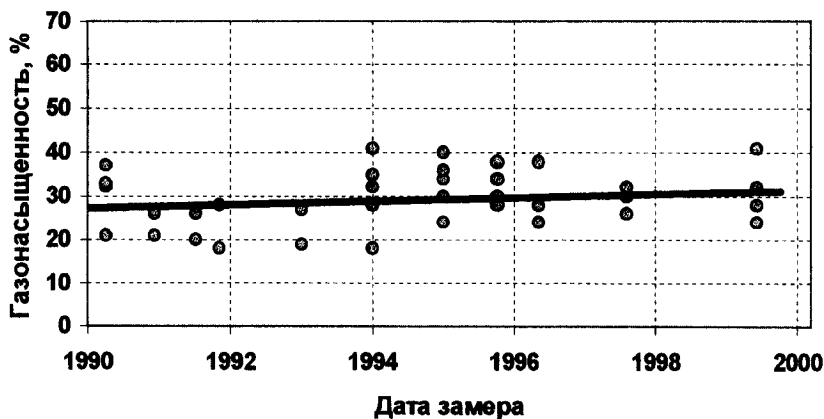


Рис.14. Линейный тренд изменения газонасыщенности (за десять лет) по пропласткам №1, №2 и №4 в наблюдательной скважине №110 Уренгойского месторождения

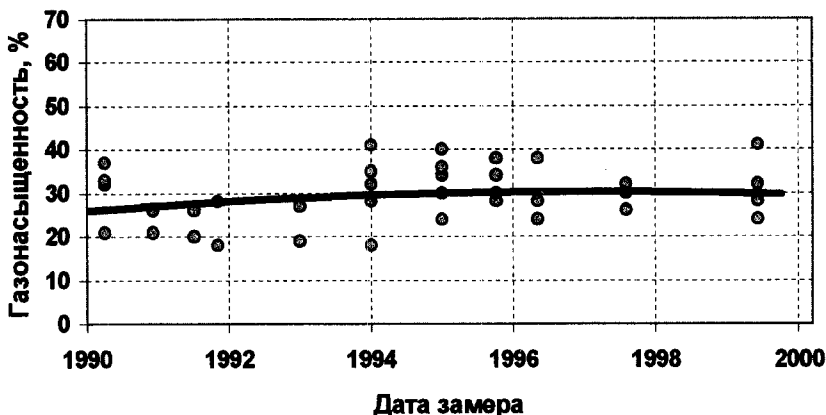


Рис.15. Полиномиальный тренд второй степени изменения газонасыщенности по пропласткам №1, №2 и №4 (с 1990÷1999 гг.) в наблюдательной скважине №110 Уренгойского месторождения

На рис.16 приведены графики изменения газонасыщенности до и после обводнения по трем пропласткам наблюдательной скважины №210 Уренгойского месторождения в процессе его разработки. На том же рис.16 показано изменение пластового давления за период с 1978 по 1996 гг.



Рис.16. Изменение газонасыщенности до и после обводнения по трем пропласткам в наблюдательной скважине №210 Уренгойского месторождения (данные ГПУ"Уренгойгаздобыча")

Что касается пропластка №1 (рис.16), то его обводнение могло произойти в промежутке между 1978 и 1982 гг., в течение которого по скважине №210 нет замеров.

Таблица 4

Данные о физических параметрах пропластков №№1, 2, 3 скважины №210

№№ проплас	Глубина залегания пропластка, м		Толщина пропл, м	K _{пор}	K _{газ} начальн.	Время в обводненном состоянии
№3	1232,2	-1233,4	1,2	32,2	0,68	~5лет
№2	1234,0	-1235,6	1,6	33,9	0,65	~8лет
№1	1247,0	-1248,8	1,8	33,6	0,72	15 лет

Весь приведенный выше фактический материал позволяет утверждать, что обводнение отдельных пропластков (резкое изменение значения коэффициента ее начальной газонасыщенности) происходит в течение одного-двух лет либо с последующими незначительными отклонениями этого коэффициента от некоторого среднего значения, как в пропластках скважин №110 и пропластка №1 в скважине №210; либо с последующими изменениями газонасыщенности скачками, как в пропластках №2 и №3 скв.№210.

➤ Вторым принципиальным вопросом, от которого непосредственно зависит оценка объемов микроразземленного газа, является установление связи между начальным значением газонасыщенности до обводнения пропластка и ее остаточным значением. Как было показано в разделе 7.3. (рис.4) в диапазоне начальных значений газонасыщенности от 20 до 60% в среднем с хорошим приближением остаточная газонасыщенность равна половине начальной, при 70% начальной она равна максимальному значению, равному 32%, и затем при начальной газонасыщенности более 70% и до 95% остаточная газонасыщенность уменьшается от 32 до 20%. Следует подчеркнуть, что речь идет об усредненной зависимости, тогда как в каждом отдельном случае возможны отклонения в ту и другую сторону.

Учитывая погрешности замеров и интерпретации первичных данных по НГК-60, ожидать полного совпадения аналогичных зависимостей, полученных в наблюдательных скважинах, с функциональной зависимостью

(рис.4), не приходится, тем не менее общая тенденция должна присутствовать, о чем свидетельствуют графики, приведенные на рис.6, 8.

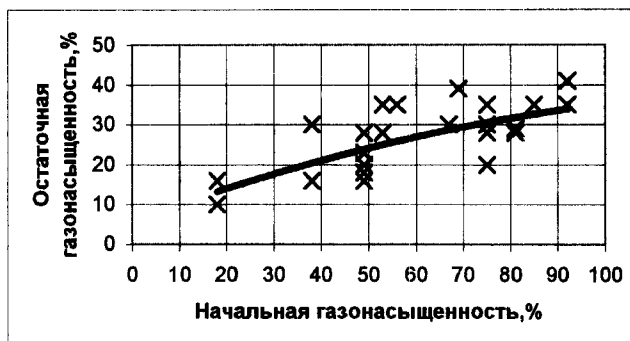


Рис.17. Зависимость коэффициента остаточной газонасыщенности K_g (тек.) от начального коэффициента газонасыщенности K_g (нач) в наблюдательной скважине №110 Уренгойского месторождения (по данным табл.3)

На рис.17 и рис.18 приводятся тренды зависимостей коэффициентов текущей газонасыщенности от значений начальной для наблюдательной скважины №110. Для графика (рис.17) использованы значения коэффициентов текущей газонасыщенности по пропласткам на март 1994 (табл.5), для графика (рис.18) на август 1999 г. (табл.6), значения начальной газонасыщенности для графиков (рис.17 и рис.18) - на июнь 1977 г. Деление обводненной части продуктивного пласта на пропластки, в которых определяется газонасыщенность на рис.17 и рис.18 не совпадают, т.к., по-видимому, делались разными интерпретаторами, тем не менее на том и другом графике зависимости оказываются весьма близкими. Кроме того, абсолютные значения текущей газонасыщенности как функции от начальной неплохо корреспондируются с графиком (рис.6), особенно в диапазоне начальных газонасыщенностей от 30 до 70%, т.е. в промежутке, который наиболее интересен для практики.

На рис.19 (табл.7) аналогичная зависимость построена для скважины №140. Для нее конечные значения оказались выше, чем по графику на рис.4.

При коэффициенте начальной газонасыщенности 70% наблюдается полное согласие с максимумом кривой на рис.4.

Как уже было отмечено выше, различными геофизиками одни и те же исходные данные нейтронного гамма каротажа интерпретируются с существенными отличиями в конечных результатах по значениям газонасыщенностей.

Таблица 5

Значения коэффициентов начальной и текущей газонасыщенностей в процессе разработки месторождения по выделенным пропласткам в наблюдательной скважине №110

NN п.п	Глубина пропластка, м	Коэффициент газонасыщенности, %	
		$K_{r(нач.)}$ 16.06.77	$K_{r(тек.)}$ 23.03.94
1.	1205.40 - 1207.20	53	55
2.	1207.20 - 1208.80	53	28
3.	1208.80 - 1209.20	53	35
4.	1209.20 - 1210.80	38	16
5.	1210.80 - 1211.20	38	16
6.	1211.20 - 1212.00	38	30
7.	1212.00 - 1214.40	75	35
8.	1214.40 - 1215.00	56	35
9.	1215.00 - 1215.80	85	35
10.	1215.80 - 1216.60	67	30
11.	1216.60 - 1217.20	75	20
12.	1217.20 - 1217.60	75	20
13.	1217.60 - 1219.20	49	18
14.	1219.20 - 1220.80	49	20
15.	1220.80 - 1221.80	49	23
16.	1221.80 - 1222.40	49	23
17.	1222.40 - 1222.80	49	16
18.	1222.80 - 1223.60	49	18
19.	1223.60 - 1224.20	49	28
20.	1224.20 - 1224.60	49	28
21.	1224.60 - 1225.60	69	39
22.	1225.60 - 1228.60	18	10
23.	1228.60 - 1229.80	92	35
24.	1229.80 - 1231.00	92	41
25.	1231.00 - 1232.60	18	16
26.	1232.60 - 1234.20	81	28
27.	1234.20 - 1234.80	81	29
28.	1234.80 - 1235.20	81	29
29.	1235.20 - 1235.60	81	29
30.	1235.60 - 1236.40	75	35
31.	1236.40 - 1237.00	75	28
32.	1237.00 - 1237.60	75	30

На результаты интерпретации данных нейтронного каротажа, проведенного специалистами разных организаций, влияет выбор полностью обводненного опорного горизонта.

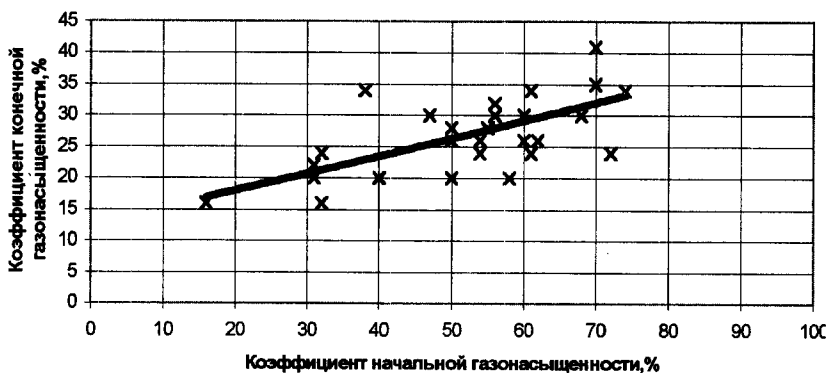


Рис.18.Зависимость коэффициента остаточной газонасыщенности от значений начальных коэффициентов газонасыщенности для наблюдательной скважины №110-Н (по данным ГПУ "Уренгойгаздобыча")

Таблица 6

Значения коэффициентов начальной и текущей газонасыщенностей по пропласткам в процессе разработки месторождения в наблюдательной скважине №110-Н Уренгойского месторождения

Кг на 06.77	Кг на 08.99	Кг на 06.77	Кг на 08.99
60	26	50	20
54	24	50	20
62	26	31	22
40	20	54	26
32	16	50	26
32	24	60	30
72	24	70	35
38	34	70	41
74	34	16	16
47	30	61	24
56	30	61	34
68	30	61	34
50	28	61	34
31	20	56	32
58	20	55	28



Рис.19. Зависимость коэффициента остаточной газонасыщенности от значений начальных коэффициентов газонасыщенности для наблюдательной скважины №140-Н (по данным ГПУ "Уренгойгаздобыча")

Таблица 7

Значения коэффициентов начальной и текущей газонасыщенностей по пропласткам в процессе разработки месторождения в наблюдательной скважине №140-Н Уренгойского месторождения

Кг на 06.77	Кг на 08.99	Кг на 06.77	Кг на 08.99
90	38	66	32
90	35	35	32
90	32	59	33
86	30	53	34
40	28	53	32
51	30	67	35
36	27	38	25
81	32	40	25
86	35	29	25
29	32	64	32
41	27	70	32
51	27	46	30
59	27		

В настоящее время поверхность первоначального газоводяного контакта отбивается по технологическим соображениям: скважина, простреленная ниже этой поверхности, дает воду с малым количеством газа. В действительности же в зоне на 40-50 м ниже такого технологического контакта имеются пласты с начальной насыщенностью 10-15%. Если при обработке каротажного материала такой пласт принять за полностью водоныщенный, то определенное по НК значение остаточной газонасыщенности окажется заниженным.

Несмотря на довольно существенное различие в интерпретации исходных данных геофизиками, придерживающимися различных методик обработки, усредненные данные по коэффициентам текущей газонасыщенности тех пропластков, которые находились в обводненном состоянии более 4 лет (многие более 13-15 лет) оказываются весьма близкими. Учитывая, что после 4-6 лет пребывания в обводненном состоянии для многих пропластков изменение остаточной газонасыщенности лежит в пределах ошибок измерения и интерпретации, можно считать, что значения коэффициентов конечной газонасыщенности будут практически теми же самыми, которые наблюдаются в этих обводненных пропластках.

В таблице 8 приведены средние значения газонасыщенности, вычисленные по всему обводненному разрезу шести наблюдательных скважин и одной пьезометрической скважины Уренгойского месторождения.

По скважинам №110 и №140 средние значения вычислялись с учетом толщины каждого пропластка, по остальным - как средние по всем пропласткам после завершения бурения и средние остаточные по этим же пропласткам, которые, как правило, находились в обводненном состоянии более 5-7 лет.

Таблица 8

Средние значения коэффициентов начальной и остаточной газонасыщенностей по всему обводненному разрезу в наблюдательных скважинах Уренгойского месторождения

№№ скважин	Средняя газонасыщенность по обводненному разрезу скважины, %	
	начальная	остаточная
110	52	26
140	68,6	30,2
157	74	35
210	65	31
450	50	25
850	77	32
890	50 56*	24 24*

* по данным отдела геофизики ВНИИГАЗа.

На рис.20 и рис.21 приведены линейные тренды для газонасыщенности по высоте обводненной зоны продуктивной части пласта для скважин №140 и №280 для каждой на две даты: правый тренд - значение начальной газонасыщенности необводненного пласта, левый - после обводнения.

Различие геологических разрезов этих скважин заключается в следующем: у скважин №140 нижняя часть разреза обладает худшими по сравнению с верхней коллекторскими свойствами пласта; у скважины №280 - наоборот. По этой причине левые тренды той и другой скважин имеют различные наклоны: если для скважины №140 средний коэффициент текущей газонасыщенности равен примерно 28%, то для скважины №280

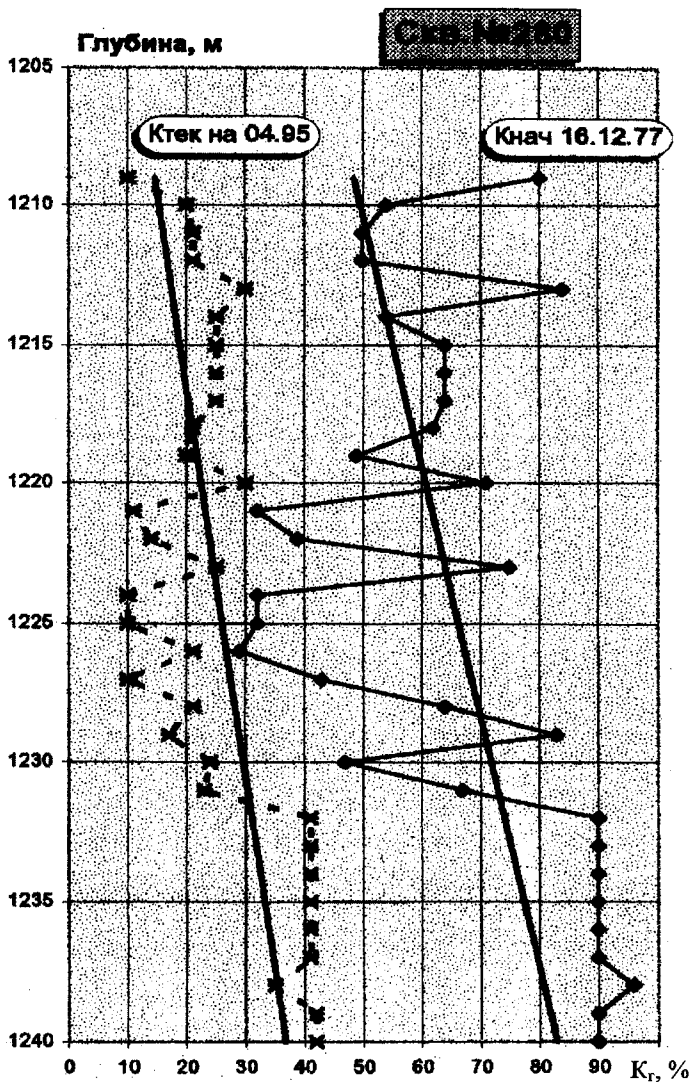


Рис.20. Линейные тренды газонасыщенности по высоте продуктивной зоны для скв.№280 на две даты разработки УКПГ-2 Уренгойского месторождения

он монотонно снижается снизу вверх примерно от 38% до 15% при среднем значении для начальной газонасыщенности в 70% равном также 28%.

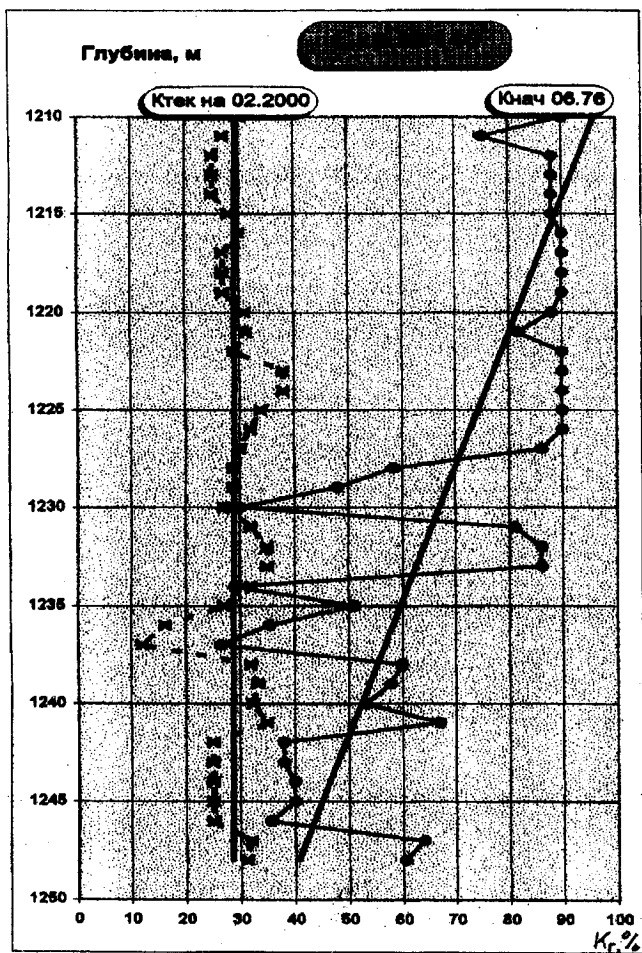


Рис.21. Линейные тренды газонасыщенности по высоте продуктивной зоны для скв.№ 140 на две даты разработки УКПГ-2 Уренгойского месторождения

По табл.8 средневзвешенная по объемам пропластков остаточная газонасыщенность для скважины №140 равна 30,2% и отличается от средней по тренду (28%) в пределах погрешности измерения и интерпретации.

8. Моделирование подъема газоводяного контакта в области продуктивного пласта сеноманских отложений

Масса газа в обводненной зоне продуктивного пласта определяется объемом оставшегося газа и пластовым давлением, под которым он находится.

Оценку давления на завершающей стадии разработки месторождения получить гораздо легче, чем объем оставшегося газа в обводненной зоне по следующим причинам.

Ввиду послонной неоднородности коллектора коэффициенты остаточной газонасыщенности в каждом пропластке будут иметь различные значения и изменяться во времени в зависимости от пластового давления, возможно, по различным закономерностям. Авторами книги, правда, по ограниченному числу промысловых исследований установлено (раздел 7.3), что остаточная газонасыщенность для пропластков находящихся в обводненной зоне более 8 лет равна половине ее значения в необводненном состоянии. Этот вывод хорошо согласуется с данными Савченко Н.В. [10, 11], которая получила в результате исследования по остаточной газонасыщенности на кернах по всем группам терригенных пород, что для интервала начальной газонасыщенности от 20% до 70% остаточная газонасыщенность равна примерно половине начальной.

На рис.22 для наблюдательной скважины №157 в графической форме приведены сопоставления начальной и текущей газонасыщенностей в обводненной зоне продуктивного разреза. Следовательно, для подсчета объема заземленного газа вначале необходимо рассортировать все обводненные пропластки по значению коэффициента начальной газонасыщенности и отдельно вычислить их объемы. Затем, используя закономерности изменения коэффициентов газонасыщенности в обводненной зоне в зависимости от давления и времени, определить их

значения на интересующую дату в будущем и только после этого можно будет оценить прогнозируемые объемы, а затем и массу остаточного газа.

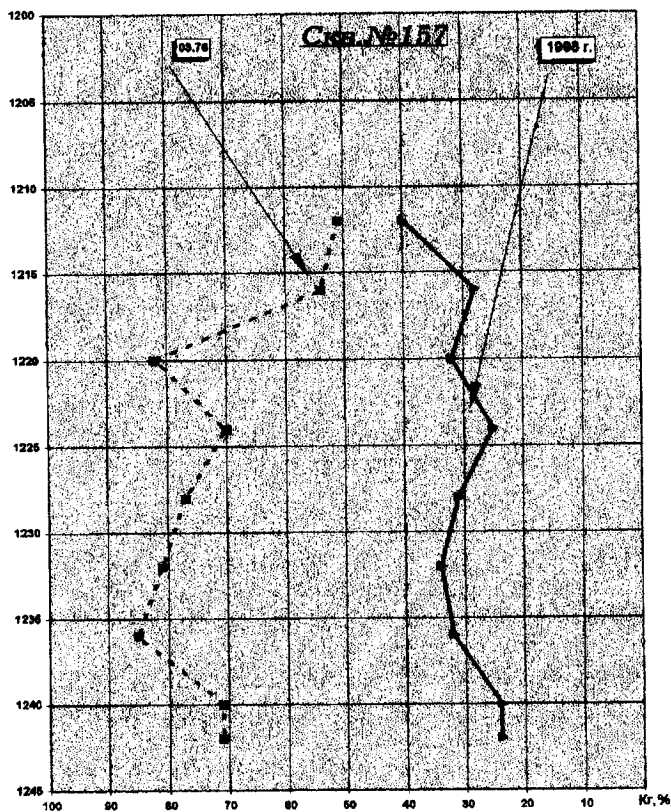


Рис.22. Сопоставление начальной и текущей газонасыщенностей в обводненной зоне по скважине №157-Н

➤ Остается пока неисследованным также вопрос о макроотсечении чисто газовых зон внедряющейся пластовой водой. Если в поле расположения добывающих скважин такие зоны, по-видимому, отсутствуют, о чем, в частности, свидетельствует бурение на этих полях дополнительных добывающих скважин на завершающей стадии разработки месторождения Медвежье, то же самое нельзя утверждать по отношению к краевым зонам, в которых скважины отсутствуют, по следующей причине.

В зоне расположения добывающих скважин пластовое давление падает гораздо скорее, чем в не разбуренных краевых частях, соответственно и подъем подошвенных вод в районах добывающих скважин идет гораздо

интенсивнее, так что при определенных соотношениях темпов падения пластового давления и внедрения воды некоторые участки краевых частей могут быть отсечены водой от зон размещения добывающих скважин.

Под временны́ми замера́ми понимаются результаты повторных геофизических исследований с целью получения в одной и той же наблюдательной скважине кривых нейтронного гамма-каротажа. Промежутки времени, через которые проводятся повторные измерения, имеют различную длительность. Целью проведения временны́х замеров методами нейтронного гамма-каротажа, как правило, является определение положения газоводяного контакта, т.е. отбивка той поверхности, начиная с которой в сторону земной поверхности сохранилась первоначальная газонасыщенность, определенная после заканчивания бурения скважины. Измерение газонасыщенности при этом является опосредованным. Основная характеристика, регистрируемая прибором, - это интенсивность вторичного излучения, которое в основном определяется содержанием водорода в среде, окружающей скважинный прибор. Существенное влияние на интенсивность вторичного излучения оказывает также состав солей, растворенных в пластовой воде и, в первую очередь, содержание активных поглотителей нейтронов (например, хлора).

При обработке результатов исследования используются показания прибора в нескольких опорных пластах, включающих газонасыщенные и водонасыщенные коллекторы примерно с той же пористостью, что и у исследуемого пласта.

Если для регистрации положения газоводяного контакта в разрезе наблюдательной скважины методом НГК достаточно только установить место резкого изменения в сторону уменьшения газонасыщенности по сравнению с предшествующим временны́м замером, то для получения закономерностей изменения газонасыщенности в обводненной зоне как функции пластового давления и времени, прошедшего с момента обводнения, этого уже не достаточно. Требуется установить не только факт

изменения газонасыщенности, но и определить количественно это изменение. Повторные измерения коэффициентов текущей газонасыщенности проводятся в одних и тех же наблюдательных скважинах сеноманских отложений в течение десяти-двадцати лет. За это время пластовое давление упало с 12 до 4 МПа, плотность газа уменьшилась примерно в три раза, во столько же раз снизилось водородосодержание в порах как газовой, так и обводненной зон. Как уже было сказано, ядра водорода являются сильными замедлителями нейтронов. По этой причине при обработке результатов нейтронного каротажа с целью получения конкретных значений остаточной газонасыщенности в обводненной зоне необходимо было бы учитывать изменение водородосодержания, вызванного падением пластового давления, чего до настоящего времени на практике не делалось. Возможно, что указанное изменение водородосодержания изменяет показания прибора в пределах, которые в конечном итоге дают относительно небольшую ошибку в определении газонасыщенности, но последнее предположение требует доказательства.

Необходимо отметить, что на настоящем этапе изучения закономерностей изменения коэффициента остаточной газонасыщенности в обводненной зоне как функции начальной газонасыщенности, пластового давления и времени, прошедшего с момента обводнения, пока не целесообразна массовая статистическая обработка фактического промыслового материала по результатам нейтронного каротажа не только ввиду большой трудоемкости этих работ, но, главным образом, по причине не оцененной погрешности результатов.

На рис. 23 и 24 приведены значения начального коэффициента газонасыщенности по продуктивному разрезу в скважинах №140 и № 157, измеренные двумя методами: электрометрией и НГК-60.

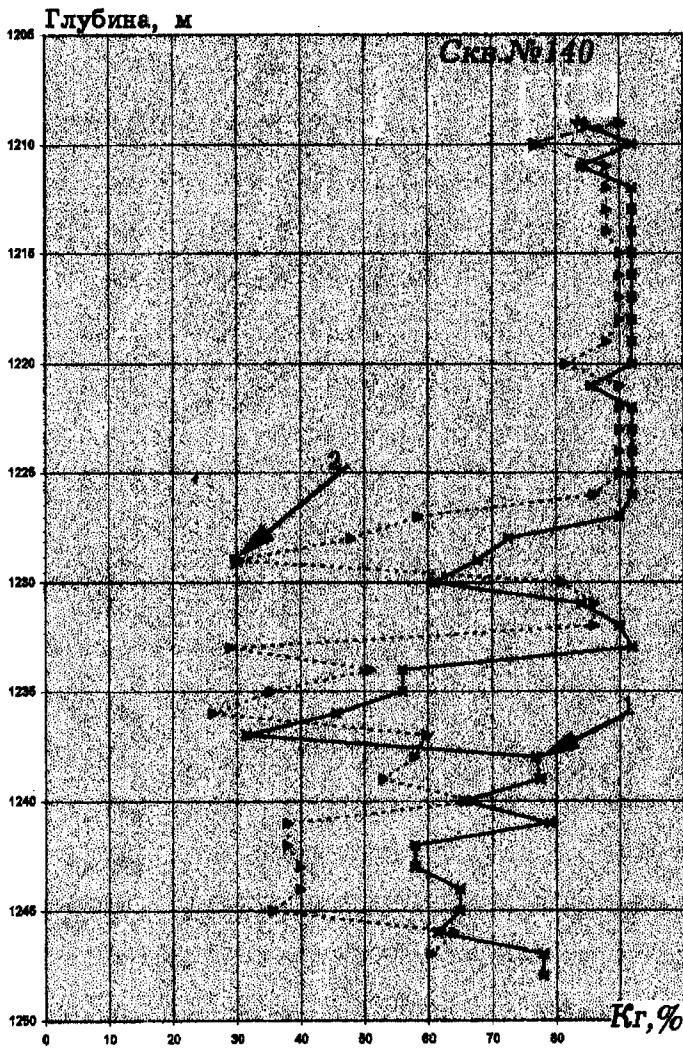


Рис. 23.
Сопоставление значений начальных коэффициентов газонасыщенности по продуктивному разрезу в скважине №140, замеренных 1. *методом электрометрии, 2. ▲методом НГК-60

Скв. №157

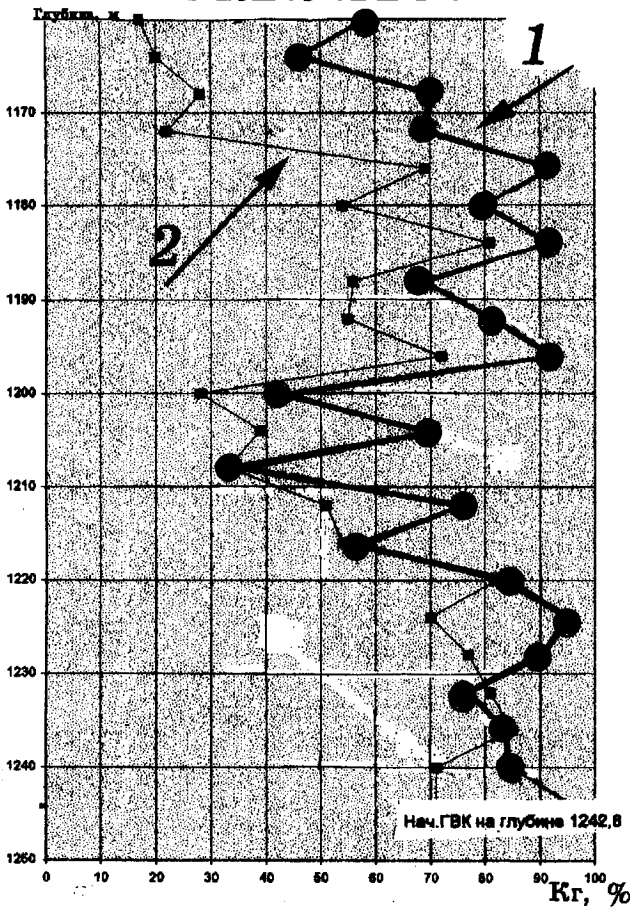


Рис.24. Сопоставление значений начальных коэффициентов газонасыщенности по продуктивному разрезу в скважине №157, замеренных 1. методом электрометрии, 2. методом НГК-60

Метод электрометрии дает значения для некоторых пропластков существенно превышающие значения, получаемые с использованием НГК-60.

8.1. Фактические данные о характере подъема газоводяного контакта по исследованиям в наблюдательных скважинах и схематизация этого процесса

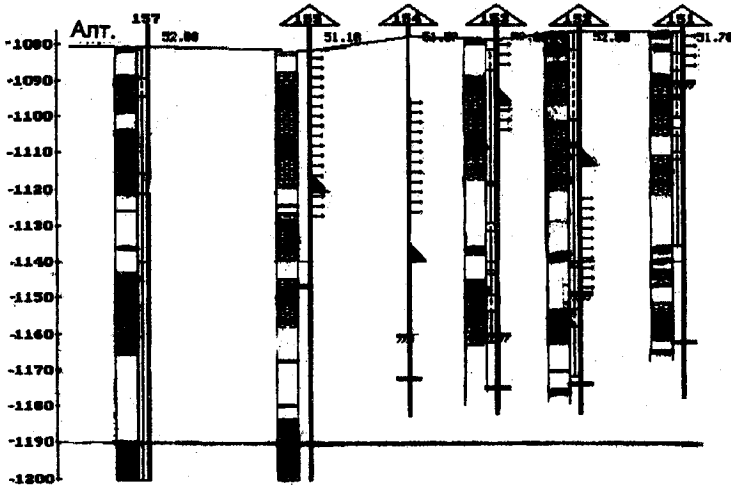
Анализ фактических данных подъема газоводяного контакта по неперфорированным наблюдательным скважинам сеноманских отложений позволяет представить этот процесс следующим образом. Как уже было

показано (раздел 7.2.), общее внедрение воды через поверхность первоначального газовой контакта зависит от пластового давления на этом контакте и до давления примерно в 4 МПа, общий объем внедрившейся воды примерно пропорционален разности между начальным и текущим пластовым давлением, т.е. происходит равномерное общее внедрение воды в залежь. Но в зоне каждой отдельной наблюдательной скважины, находящейся в кусте, и каждой добывающей скважины равномерности подъема газовой контакта быть не может ввиду слоистого строения продуктивной толщи, в которой перемежаются пропластки различной проницаемости и имеются непроницаемые прослои.

Поднимающийся контакт, дойдя до непроницаемого слоя, по последующим геофизическим измерениям в скважине будто бы останавливается. Это дает повод делать некоторым специалистам заключение, что наличие непроницаемых пропластков задерживает внедрение в месторождение пластовой воды. Такой вывод мог быть верным только при условии либо сплошного непроницаемого пропластка по всей площади продуктивной толщи, либо пропластков таких больших размеров по простиранию, которые бы создавали значительные дополнительные сопротивления при обходе их внедряющейся пластовой водой. В действительности же в продуктивной части сеноманских отложений нет ни того, ни другого, о чем свидетельствуют геологические разрезы скважин одного и того же куста. Например: куст-15 УКПГ-1 (рис.25); куст-37 УКПГ-3 (рис.26); куст-23 УКПГ-2 (рис.27); куст-49 УКПГ-4 (рис.28).

Еще одним доказательством выше сказанного служит проведенный авторами книги анализ подъема ГВК в наблюдательной скважине №157 (см. приложение). (Подробный анализ подъема ГВК по этой и всем другим скважинам, фактические данные по которым приведены в настоящей книге, выполнены ведущим инженером ВНИИГАЗа Ильницкой В.Г.).

УКПГ-1 куст-15



Первоначальное положение ГВК на глубине 1242,8 м (-1190,8)

Рис.25.
Геологический
разрез скважин
куста-15 УКПГ-1
Уренгойского
месторождения.

УКПГ-3 куст-37

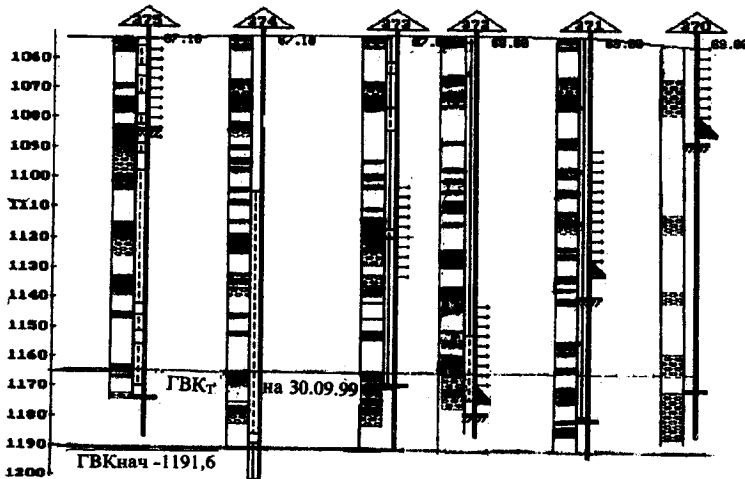






Рис.26.
Геологический
разрез скважин
куста-37 УКПГ-3
Уренгойского
месторождения.

Условные обозначения

-  Суперколлектора - Группа III^б
-  Коллектора - Группа III^а
-  Плохие коллектора (пограничные значения коллектор-неколлектор)- Группа II+I
-  Некolleктор - Плотные породы, глины

Эта скважина находится в районе УКПГ-1, которая введена в апреле 1978 года и с самого начала разработки отмечался подъем ГВК по наблюдательным кустовым скважинам (№130, №140, №157, №160) и пьезометрическим (№120 и №180), приконтактная часть разреза которых представлена песчаниками, а наиболее высокий темп подъема ГВК до 1987 года ($0,65 \text{ м/кгс/см}^2$) - отмечался в скв.№157; с 1987 по 1993 гг. высота подъема ГВК - 25,2-27,8 м, ГВК находился в интервале глин и не изменялся. С 1993 г по 1995 г - подъем 32,7- 38,7 м. Следующий замер показывает резкий подъем уровня ГВК. (см.приложение). На 1.06.99 подъем ГВК находился в интервале глубин 1169,2-1174,4 (-1117-1122,4) и его высота по замерам НГК - 68,4 м - 73,6м. Скважина № 157 оказалась самой информативной и по времени (замеры НГК с 03.76 г. по 06.99) и по высоте подъема ГВК (68,4 м - 73,6 м) при общей толщине продуктивного пласта - 108,4 м.

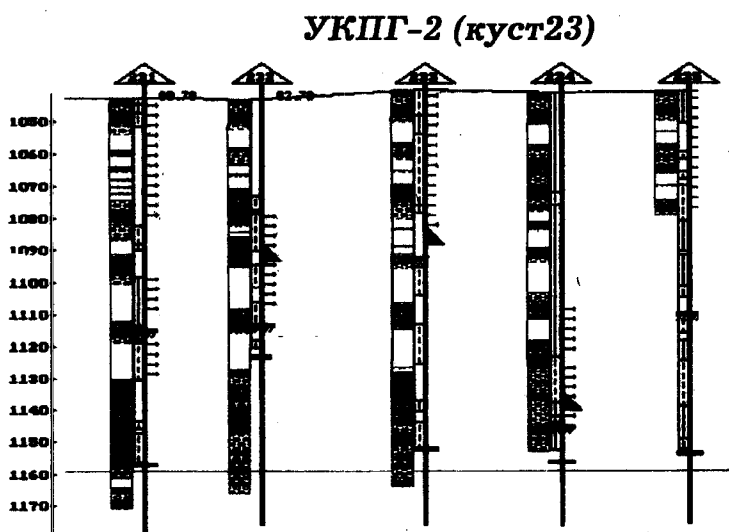


Рис.27. Геологический разрез скважин куста-23 УКПГ-2 Уренгойского месторождения.

УКПГ-4 (куст49)

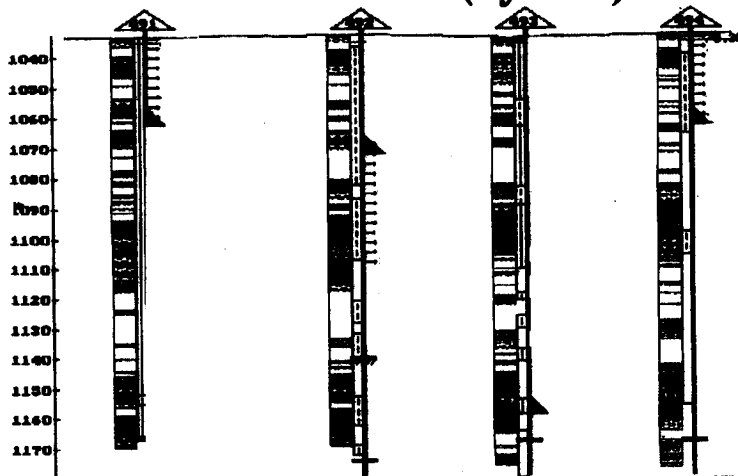


Рис.28. Геологический разрез скважин куста-49 УКПГ-4 Уренгойского месторождения

Продуктивную толщу сеноманской залежи в скв.№157 по фильтрационно-емкостным свойствам можно разделить на три группы: III^б, III^а, I+II.

Группа III^б

Песчаники чистые или слабоглинистые, проницаемые, с высокими коллекторскими свойствами ($K_{пор}^{отк} = 34 - 40\%$, $K_r = 76 - 96\%$), характеризующимися высокими электрическими сопротивлениями 37 ом, наличием положительных приращений на микрозондах, отрицательной амплитудой ПС до 70 мв.

Группа III^а

Представлена песчаниками глинистыми от слабо до среднеглинистых с ухудшенными коллекторскими свойствами ($K_{пор}^{отк} = 27,8 - 33\%$, $K_r = 53 - 75\%$) по сравнению с коллекторами

группы III^б. На диаграммах электрических методов песчаники данной группы характеризуются электрическими сопротивлениями от 13 до 37 ом, наличием меньших положительных приращений на микрозондах, отрицательной амплитудой ПС до 30 мв.

Группа I+II

Представлена либо алевролитами либо сильноглинистыми песчаниками со значениями $K_{пор}^{отк}$ и K_r ниже предельных ($K_{пор}^{отк} \leq 27\%$, $K_r \leq 50\%$). Породы данной группы залегают в интервалах: 1140,8-1145,2 м, 1146-1146,6 м, 1149,6-1151,2 м, 1155,4-1167, м, 1168,7-1170,0 м, 1196-1202,8 м, 1205,2-1210,6 м, 1213,2-1219,4 м.

По данным газодинамических исследований пласты этой группы при совместной работе с коллекторами групп III^б и III^а не работают.

Продуктивная толща подстилается водоносными проницаемыми песчаниками.

На рис. (см. Приложение) хорошо видно, как пластовая вода, поднявшись до непроницаемого пропластка, начинает его обход. При этом общий объем внедрения пластовой воды в месторождение не уменьшается, так как он зависит, как уже было сказано, только от давления на поверхности первоначального газоводяного контакта. При этом просто увеличиваются скорости его подъема в промежутках между прерывающимися непроницаемыми пропластками (рис.29-32). После того, как вода поднимется на толщину непроницаемого пропластка, она начинает растекаться по простиранию проницаемого пропластка, лежащего на непроницаемом. Через некоторое время геофизические исследования обнаруживают ее присутствие в заколонном пространстве наблюдательной скважины. Затем начинается

резкий подъем газовой контакта. В действительности этот темп характеризует не усредненный темп подъема ГВК, а темп выравнивания профиля продвижения пластовой воды, внедряющейся через перерывы в сплошности непроницаемого пропластка (рис.29-31). После выравнивания профиля подтока к скважине продолжается подъем ГВК в более медленном темпе, характеризующем средний темп внедрения пластовых вод в зоне данного УКПГ. Если в разрезе наблюдательной скважины существует частое чередование непроницаемых пропластков или непроницаемые экраны распространяются на большие расстояния, то участков с темпом подъема, характеризующем усредненный темп, может и не быть (как, например, для скважины №850 на рис.32, для которой такой участок существовал только до первого непроницаемого пропластка).

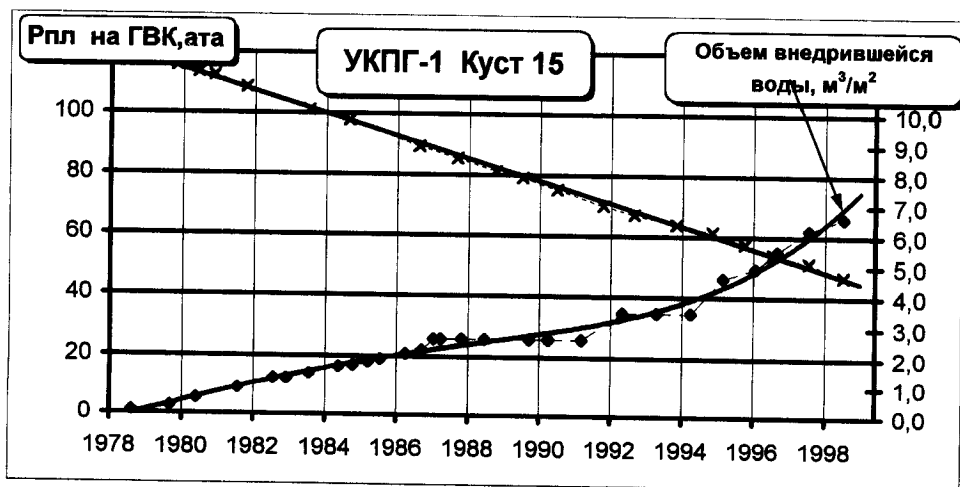


Рис.29. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК (по скв.№157) и падение пластового давления на той же поверхности по годам для куста 15 УКПГ-1



Рис.30. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК по скв.№210-Н Уренгойского месторождения



Рис.31. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК по скв.№450 Уренгойского месторождения

Необходимо отметить, что обработка такого ступенчатого подъема ГВК по методу наименьших квадратов в конечном итоге дает средний темп подъема хорошо коррелирующий со средними темпами в других скважинах той же зоны, в которых меньше непроницаемых пропластков и

поэтому могут быть выделены промежутки времени со средним темпом подъема.

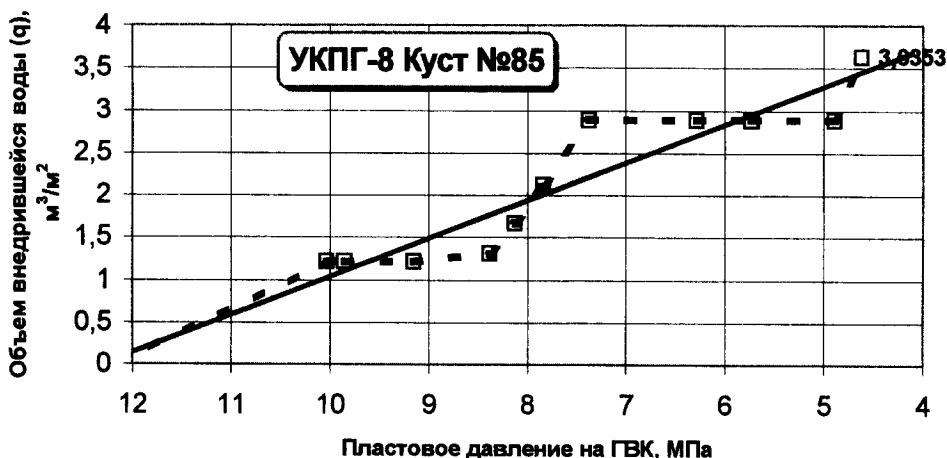


Рис.32. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК (по скв.№850)

8.2. Схематизация фактического подъема ГВК в отдельной скважине при наличии прерывистых непроницаемых экранов

В качестве первого приближения построена следующая осесимметричная модель внедрения пластовой воды при наличии прерывистых непроницаемых экранов. Скважина, имеющая радиус r_c , располагается в центре кругового непроницаемого экрана с радиусом r^* и толщиной “b” (рис.33). В кольце с внешним радиусом R и внутренним r^* экран отсутствует. Если средняя доля литологических окон на геологическом срезе равна χ , то среднее отношение радиусов будет равно $r^*/R = \sqrt{1-\chi}$.

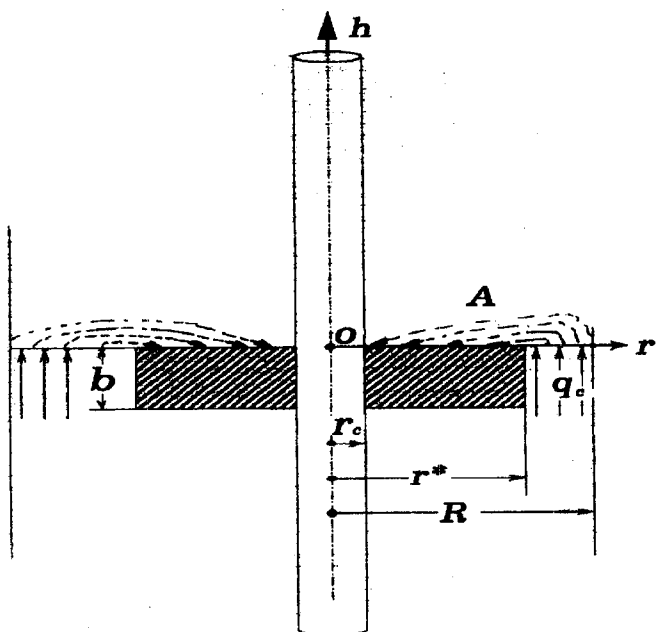


Рис.33. Схема обтекания непроницаемого пропластка внедряющейся пластовой водой

На рис.34 представлен график зависимости высоты подъема ГВК (h) как функции времени (t), а на рис.35 схематично изображены соответствующие положения уровня внедряющейся подошвенной воды.

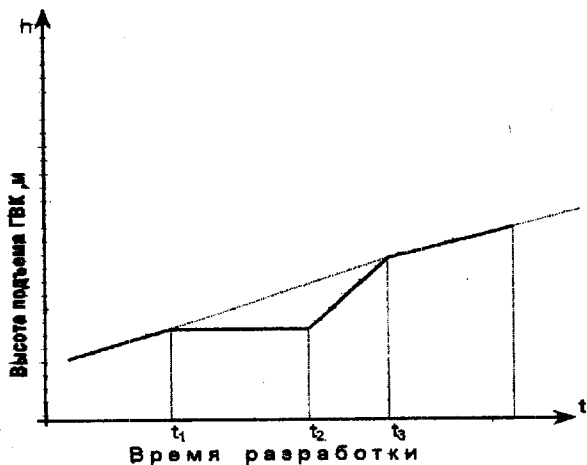


Рис.34. Схематичная зависимость высоты подъема ГВК от времени разработки месторождения при наличии непроницаемого пропластка

Точке t_1 на рис.34 соответствует схема положения контура "а" на рис.35; точке со значением времени t_2 - схема "б", а времени t_3 - выровненный контур рисунка "с".

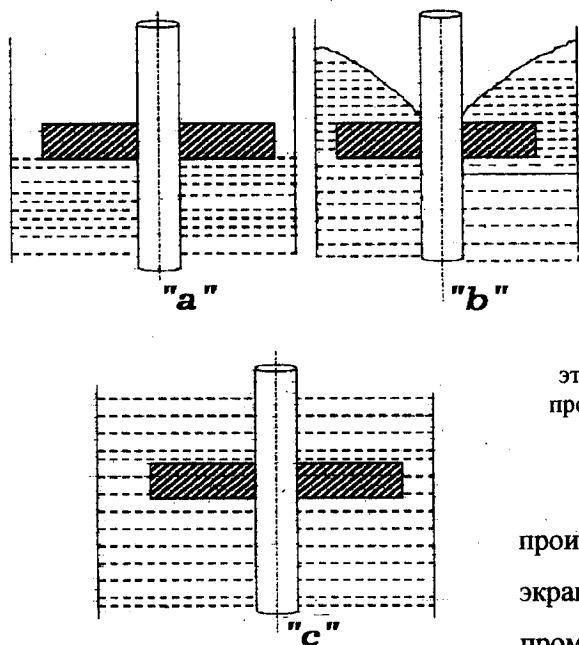


Рис.35. Последовательность этапов обтекания непроницаемого пропластка пластовой водой

За промежуток времени $t_1 - t_2$ произошел обход водой экранирующего пропластка, а за промежуток $t_2 - t_3$ - выравнивание

воронки, изображенной на схематичном рисунке "б" (рис.35). Фактический средний темп подъема ГВК характеризуется наклоном графика (рис.34) до точки t_1 и после точки t_3 . Следовательно, зная промежуток времени $t_1 - t_2$, можно определить объем внедрившейся воды в цилиндр с радиусом R , а если бы была известна форма уровня внедрившейся воды на момент появления ее у скважины (рис.35"б"), то используя дополнительно сведения о промежутке $t_2 - t_3$ можно было бы сделать вполне определенные представления о величине радиусов r^* и R . Если по большому числу фактических данных определять эти фиктивные радиусы r^* и R , то можно получить вполне правдоподобные представления о средних размерах как экранирующих пропластков, так и о разрывах в их сплошности. Разумеется, и те и другие имеют форму, отличную от кругов и колец, но по средним размерам (средние

протяженности и площади) они будут соответствовать фиктивным радиусам r^* и R .

Следует особо подчеркнуть то обстоятельство, что по отношению к прерывистым непроницаемым пропласткам наблюдательные скважины, в которых фиксируется подъем ГВК, пройдены случайным образом, следовательно, и в тех зонах, где скважины отсутствуют, ГВК поднимается такими же скачками, какие отмечаются в наблюдательных скважинах. Поэтому математическая модель, которая приводится в следующем разделе, должна быть справедлива для всего продуктивного пласта.

8.3. Математическая модель подъема газоводяного контакта при наличии прерывистых непроницаемых пропластков

В принятой для расчета схеме (рис.33), начиная с момента, когда пластовая вода в кольце с радиусами r^* и R поднимется до плоскости, в которой лежит радиус og , она начнет растекаться по этой плоскости. В зоне "А" над плоскостью og пластовое давление по радиусу считается постоянным, т.к. рассматривается подъем ГВК либо в окрестности наблюдательной, либо на некотором отдалении от добывающей скважина, то есть там, где над непроницаемым пропластком пластовое давление правомерно принять практически одинаковым. В этом случае можно применить хорошо развитую теорию безнапорного движения жидкости в пористой среде (теорию движения грунтовых вод) [17, 18].

Для рассматриваемого случая вполне правомерно применить гидравлическую теорию, так называемой, мелкой воды. В этом случае за искомую функцию, относительно которой составляется дифференциальное уравнение, принимается высота текущего слоя h , зависящего в цилиндрических координатах от радиуса r и времени t (рис.36). Если скорость фильтрации в направлении радиуса r равна V_r , то объем жидкости, которая втечет в элементарный параллелепипед $ABCD_1B_1C_1D_1$ через грань

AA_1D_1D за время dt , будет равен $V_r \cdot r d\phi h$, а вытечет через грань BB_1C_1C за то же время объем $V_r \cdot r d\phi h dt + \frac{\partial}{\partial r}(V_r \cdot r d\phi h dt) dr$. Разность между втекшем и вытекшем объемом будет равна $-\frac{\partial}{\partial r}(V_r \cdot r \cdot h) d\phi \cdot dr \cdot dt$.

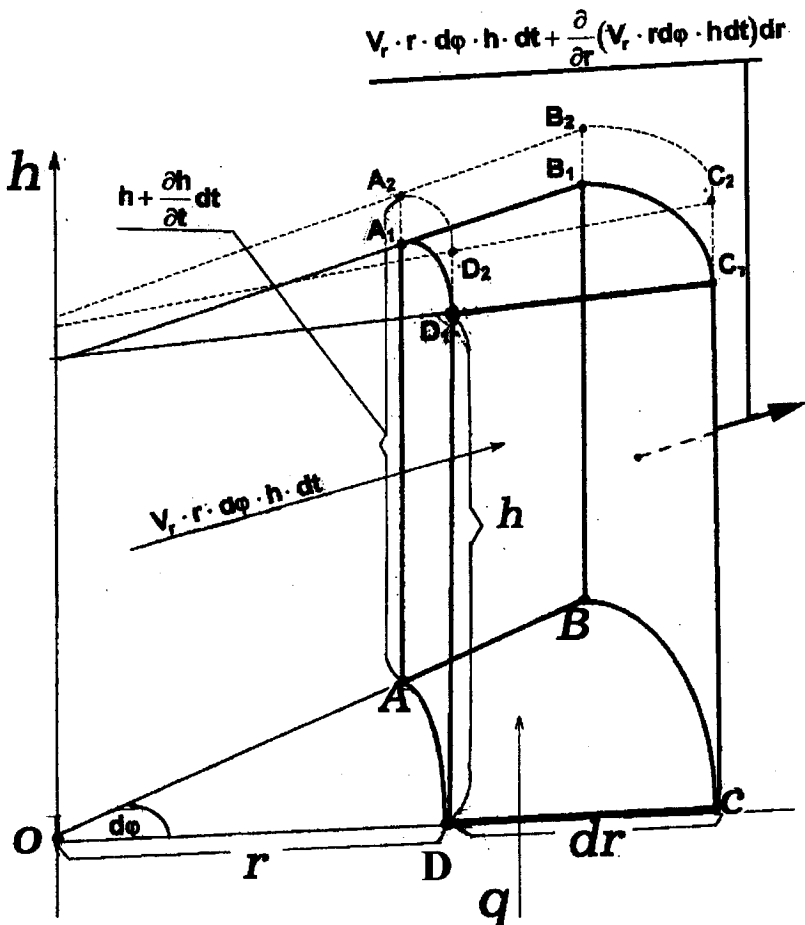


Рис.36. Элементарный параллелепипед (к выводу уравнения фильтрации)

Снизу через грань $ABCD$ в тот же параллелепипед $ABCD A_1 B_1 C_1 D_1$ за то же время dt притечет объем, равный $q r \cdot dr \cdot d\phi \cdot dt$, где q - удельный приток (или отток) жидкости в единицах объема на единицу площади в единицу времени. Приток берется с положительным знаком, отток - с отрицательным. В общем случае он является функцией координаты r и времени t . Всего за время dt в

результате этих притоков и оттоков накопится объем жидкости равный

$$-\frac{\partial}{\partial r}(V_r \cdot r \cdot h)d\varphi \cdot dr \cdot dt + q_r \cdot dr \cdot d\varphi \cdot dt \quad \text{Этот объем будет равен площади}$$

нижней грани ABCD равной $r \cdot d\varphi \cdot dr$ умноженной на изменение высоты

уровня жидкости за время $dt - \frac{\partial h}{\partial t} \cdot dt$, т.е.

$$-\frac{\partial}{\partial r}(V_r \cdot r \cdot h)d\varphi \cdot dr \cdot dt + q_r \cdot dr \cdot d\varphi \cdot dt = \frac{\partial h}{\partial t} dt \cdot r d\varphi \cdot dr,$$

После сокращений получается уравнение

$$\frac{\partial h}{\partial t} = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(V_r \cdot r \cdot h) + q_r. \quad (8.1)$$

Так как при выводе уравнения используется не истинная скорость, а скорость фильтрации, то под удельным притоком q следует понимать фактический приток q^* , деленный на произведение пористости ϕ на разность между начальной газонасыщенностью α_n и газонасыщенностью после обводнения

α_k . По закону Дарси $V_r = -C \frac{\partial h}{\partial r}$, где C - коэффициент фильтрации.

Коэффициент фильтрации равен $C = K_n \cdot \rho \cdot g / \mu$. Он имеет размерность скорости.

Для пластовой воды сеноманских отложений вблизи поверхности первоначального ГВК (т.е. при температуре примерно 30°C) проницаемости в 1 Дарси будет соответствовать коэффициент фильтрации равный примерно $1,3 \cdot 10^{-5}$ м/с. При вычислении коэффициента фильтрации необходимо использовать значение фазовой проницаемости породы для воды в горизонтальном направлении при газонасыщенности равной разности между ее начальным значением и значением сразу же после обводнения проницаемого пропластка, по которому растекается вода, т.е. при газонасыщенности $(\alpha_n - \alpha_k)$.

После подстановки в уравнение (8.1) значения скорости фильтрации V_r оно принимает вид:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = C \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(h \frac{\partial h}{\partial r} \right) \right] + q \dots \dots \dots (8.2)$$

или, заменяя $h \frac{\partial h}{\partial r}$ через $\frac{1}{2} \frac{\partial h^2}{\partial r}$, его можно записать в следующем виде:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = \frac{C}{2} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial h^2}{\partial r} \right) + q \dots \dots \dots (8.3)$$

Уравнение (8.3) является нелинейным уравнением в частных производных параболического типа.

8.4. Решение уравнения безнапорной фильтрации для стационарного случая

Для стационарного случая уравнение (8.3) принимает вид:

$$\frac{C}{2} \left(\frac{d^2 h^2}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dh^2}{dr} \right) = -q(r). \quad (8.4)$$

Уравнение (8.4) относительно h^2 является линейным и может быть непосредственно проинтегрировано. Но для интегрирования его удобнее преобразовать. Последнее объясняется следующей причиной. В конкретной задаче обтекания непроницаемого пропластка функция притока q имеет ступенчатый характер (рис.37): на участке от r_c до внешнего радиуса непроницаемого пропластка r^* приток нулевой, а в кольце с радиусами от r^* до R он имеет постоянное значение q_0 на единицу поверхности. Если разложить функцию притока в ряд Фурье и провести двукратное интегрирование для определения функции h^2 , то придется иметь дело с неэлементарными функциями. Чтобы избежать этого, вводится новая независимая переменная $\rho = \ell n \frac{R}{r}$. В этом случае уравнение (8.4) преобразуется к виду:

$$\frac{d^2 h^2}{d\rho^2} = -\frac{2R}{C} q(\rho) e^{-2\rho}. \quad (8.5)$$

После этого функция притока, теперь уже функция от ρ , раскладывается в ряд Фурье. Соответствия между исходной независимой переменной r и новой - ρ будут следующими

- 1) при $r = r_c$ $\rho_c = \ln \frac{R}{r_c}$;
- 2) при $r = r^*$ $\rho_1 = \ln \frac{R}{r^*}$;
- 3) при $r = R$ $\rho_2 = \ln \frac{R}{R} = 0$.

Графическое изображение функции $q(\rho)$ приведено на рис.37. Функция $q(\rho)$ раскладывается в ряд Фурье

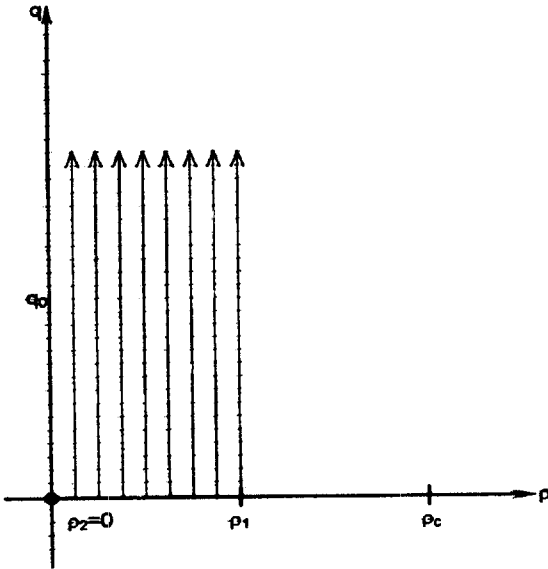


Рис.37. Графическое представление функции $q=q(\rho)$

$$q(\rho) = q_0 \left(\frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{+\infty} a_n \cos \frac{n\pi\rho}{\rho_c} \right), \quad (8.6)$$

где

$$a_0 = \frac{2q_0\rho_1}{\rho_c} = 2q_0 \frac{\ln \frac{R}{r^*}}{\ln \frac{R}{r_c}};$$

$$a_n = \frac{2q_0}{n\pi} \sin \frac{n\pi\rho_1}{\rho_c} = \frac{2q_0}{n\pi} \sin \frac{n\pi \ln \frac{R}{r^*}}{\ln \frac{R}{r_c}}.$$

После подстановки выражения (8.6) в уравнение (8.5) и двукратного интегрирования находится выражения для h^2

$$h^2 = \frac{2R}{C} \left\{ \frac{a_0}{8} e^{-2\rho} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \frac{e^{-2\rho}}{\left[4 + \left(\frac{n\pi}{\rho_c} \right)^2 \right]^2} \cdot \left[\left(4 - \left(\frac{n\pi}{\rho_c} \right)^2 \right) \cos \frac{n\pi\rho}{\rho_c} - 4 \frac{n\pi}{\rho_c} \sin \frac{n\pi\rho}{\rho_c} \right] \right\} + D_1 \rho + D_2 ; \quad (8.7)$$

где D_1 и D_2 - константы, определяемые из граничных условий для функции h .

1) При $\rho = \rho_2 = 0$ $h = H$;

2) при $\rho = \rho_c$ $h = 0$

$$D_2 = H^2 + \frac{1}{4} \frac{Ra_0}{c} + \frac{2R}{c} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{a_n \left[4 - \left(\frac{n\pi}{\rho_c} \right)^2 \right]}{\left[4 + \left(\frac{n\pi}{\rho_c} \right)^2 \right]^2} ; \quad (8.8)$$

$$D_1 = -\frac{1}{\rho_c} H^2 + \frac{1}{4} \frac{Ra_0}{c} (e^{-2\rho_c} - 1) + \frac{2R}{\rho_c c} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{a_n \left[4 - \left(\frac{n\pi}{\rho_c} \right)^2 \right] (e^{-2\rho_c} \cos n\pi - 1)}{\left[4 + \left(\frac{n\pi}{\rho_c} \right)^2 \right]^2} . \quad (8.9)$$

После подстановки выражений для D_1 и D_2 (8.9 и 8.8) в (8.7) и возврата к исходной переменной получается следующее выражение для h^2 :

$$h^2 = H^2 \left(1 - \frac{\ln \frac{R}{r}}{\ln \frac{R}{r_c}} \right) + \frac{1}{4} \frac{Ra_0}{c} \left\{ 1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 + \ln \frac{R}{r} \left[\left(\frac{r_c}{R} \right)^2 - 1 \right] \right\} +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{2R}{c} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{a_n \left[4 - \left(\frac{n\pi R}{\ln \frac{R}{r_c}} \right)^2 \right]}{\left[4 - \left(\frac{n\pi R}{\ln \frac{R}{r_c}} \right)^2 \right]^2} \cdot \left\{ 1 + \frac{\ln \frac{R}{r}}{\ln \frac{R}{r_c}} \left[\left(\frac{r_c}{R} \right)^2 \cos n\pi - 1 \right] \right\} - \\
& - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \cdot \left\{ \cos \frac{n\pi \ln \frac{R}{r}}{\ln \frac{R}{r_c}} - \frac{4n\pi}{\ln \frac{R}{r_c} \left[4 - \left(\frac{n\pi R}{\ln \frac{R}{r_c}} \right)^2 \right]} \sin \frac{n\pi \ln \frac{R}{r}}{\ln \frac{R}{r_c}} \right\}. \quad (8.10)
\end{aligned}$$

Полученное решение может быть использовано для определения формы поверхности жидкости (ее глубины h как функции радиуса r) на начальный момент появления пластовой воды над непроницаемым пропластком (рис.35 "b").

8.5. Численное решение уравнения безнапорной фильтрации для нестационарного случая

Уравнение (8.3) является нелинейным. Поэтому в общем случае нельзя получить аналитическое решение для поставленной задачи об обтекании непроницаемого пропластка. Для нестационарного случая имеется возможность получить только численное решение. Уравнение (8.3) может быть переписано в следующем виде:

$$\frac{\partial h^2}{\partial t} = C \cdot h(r, t) \left(\frac{\partial^2 h^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial h^2}{\partial r} \right) + \frac{q^*(r) \cdot h(r, t)}{\phi(\alpha_H - \alpha_K)}. \quad (8.11)$$

Коэффициент $c \cdot h(r, t)$ и слагаемое $\frac{q^*(r) \cdot h(r, t)}{\phi(\alpha_n - \alpha_k)}$ зависят от искомой функции.

Для сокращения записи вводятся следующие обозначения:

$$h^2 = U; \quad c \cdot h = a; \quad \frac{q^* \cdot h}{\phi(\alpha_n - \alpha_k)} = f.$$

В новых обозначениях уравнение (11) примет вид:

$$\frac{\partial u}{\partial t} - a \left(\frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial u}{\partial r} \right) = f. \quad (8.12)$$

Если обозначить шаг по времени через τ , а по радиусу $-L$, то сеточный аналог уравнения (8.12) запишется в виде:

$$\begin{aligned} \frac{u_{i,j+1} - u_{i,j}}{\tau} - a_{i,j+1} \left(\frac{u_{i+1,j+1} - 2u_{i,j+1} + u_{i-1,j+1}}{L^2} + \right. \\ \left. + \frac{u_{i+1,j+1} - u_{i-1,j+1}}{2Lr_i} \right) = f_{i,j+1} \end{aligned} \quad (8.13)$$

$i = 1, 2, \dots, N-1,$

Далее вводятся следующие обозначения:

$$A_i = \frac{a_{i,j+1}}{L^2} - \frac{a_{i,j+1}}{2Lr_i};$$

$$C_i = \frac{1}{\tau} + \frac{2a_{i,j+1}}{L^2};$$

$$B_i = \frac{a_{i,j+1}}{L^2} - \frac{a_{i,j+1}}{2Lr_i};$$

$$F_i = f_{i,j+1} + \frac{u_{i,j}}{\tau}.$$

$$i = 1, 2, \dots, N-1.$$

Уравнение (8.12) решается в промежутке $r_c \leq r \leq R$. На границах этого промежутка производная от высоты потока h по радиусу должна равняться

нулю. Следовательно, и производная от $u = h^2$ также должна быть нулевой

$$\left(\frac{\partial h^2}{\partial t} = 2h \frac{\partial h}{\partial t} \right),$$

Если при $r = r_c$ $U = U_0$ и при $r = R$ $U = U_N$, то в сеточной модели равенство нулю производных означает, что $U_0 = U_1$ и $U_N = U_{N-1}$.

Начальное условие в поставленной задаче нулевое: при $t = 0$ $h = 0$.

В принятых обозначениях система линейных уравнений (8.13) имеет вид:

$$A_i U_{i-1} - C_i U_i + B_i U_{i+1} = -F_i \quad (8.14)$$

$$i = 1, 2, \dots, N-1$$

Матрица коэффициентов системы (8.14) является трехдиагональной. Для определения неизвестных значений функции “U” может быть применен известный метод прогонки [19].

8.6. Оценка объемов внедрения подошвенной воды в зонах отдельных наблюдательных скважин

Прогнозирование внедрения общего объема подошвенных вод в зоны УКПГ 2-8 сеноманской залежи Уренгойского месторождения проведено в книге на принципиально иной основе, чем это делалось до настоящего времени, в том числе, и в “Проекте разработки сеноманской залежи Большого Уренгоя...”

Для прогнозирования подъема газоводяного контакта используется математическая модель, учитывающая механизм выделения растворенного в пластовых водах газа, которое многократно увеличивает упругость водоносного бассейна (раздел 7.2).

Подробное описание модели приведено в работах [2, 5]. Там же доказывается, что общий объем внедряющейся в месторождение подошвенной воды решающим образом зависит от изменения давления на поверхности первоначального газоводяного контакта, причем на

завершающей стадии разработки темп внедрения воды (объем на единицу падения давления) будет возрастать по причине интенсивного выделения растворенного в пластовых водах газа при снижении пластового давления в водоносном бассейне.

Применяемая модель для зоны каждой УКПГ адаптировалась по фактическому внедрению пластовых вод на 1.01.2000 г., измеренному геофизическими методами (НГК-60) в неперфорированных наблюдательных скважинах. Фактически адаптировался один параметр: вертикальная “псевдопроницаемость” той части водоносного бассейна, которая расположена непосредственно под зоной УКПГ, и затем с использованием полученного коэффициента “псевдопроницаемости” по программе, реализующей модель, осуществлялась прогнозирование внедрения подошвенной воды в зависимости от падения пластового давления на поверхности первоначального газоводяного контакта. Результаты расчетов оформлены в виде графиков, на которых по оси ординат отложен объем пластовой воды в м^3 , профильтровавшийся через 1 м^2 площади на поверхности первоначального газоводяного контакта с начала разработки, как функция от текущего давления, значения которого отложены по оси абсцисс.

Величина объема воды практически мало зависит от темпа падения на контакте для тех темпов падения пластового давления, которые наблюдаются в реальных условиях.

При адаптации модели, когда необходимо определять реальные объемы внедрившейся пластовой воды, наиболее сложным оказывается вопрос об оценке среднего коэффициента остаточной газонасыщенности в обводненной зоне (раздел 7.4.).

Газонасыщенность зависит от коллекторских свойств пористой породы и имеет различные значения в отдельных пропластках продуктивной толщи. Газонасыщенность в каждом пропластке изменяется в процессе разработки месторождения, являясь функцией начальной газонасыщенности, пластового

давления и времени, прошедшего с момента обводнения пропластка. Но даже если бы удалось установить достоверную связь между остаточной газонасыщенностью в обводненной зоне, измеренной в наблюдательных скважинах, от всех перечисленных выше аргументов, то и в этом случае остается не решенным вопрос о коэффициенте охвата в процессе вытеснения газа водой, который может быть существенно меньше единицы ввиду резкой слоистости пласта.

Следовательно, в любом случае при расчете объема внедрившейся воды по карте подъема газовой воды при условии наличия сетки наблюдательных скважин, достаточной для построения достоверной карты, избежать ошибки, вносимой неизвестным коэффициентом охвата, не удастся.

Значения фактического подъема газовой воды в каждой наблюдательной скважине (а, следовательно, объемов пластовой воды в м^3 , внедрившейся через 1 м^2 поверхности первоначального газовой воды контакта) как функции пластового давления отнесены к давлению на поверхности первоначального ГВК, а не к давлению в газовой части.

В свою очередь и прогноз подъема вначале рассчитывается по отношению к падению давления на той же поверхности. Такой подход упрощает моделирование внедрения пластовых вод в газонасыщенную часть коллектора, так как, во-первых, не требуется решать задачу с подвижной границей, а, во-вторых, по пластовому давлению в газонасыщенной части пласта легко находится давление на поверхности первоначального ГВК. Вначале было проведено исследование по статистической обработке фактического подъема ГВК по наблюдательным скважинам. Для примера на рис. (38, 39) приведены результаты сгруппированных исследований по зонам УКПГ 1-2. На этих графиках для объемов внедрившейся воды в м^3 через м^2 поверхности первоначального газовой воды контакта как функции пластового давления на той же поверхности построены тренды (линейные и полиномиальные).

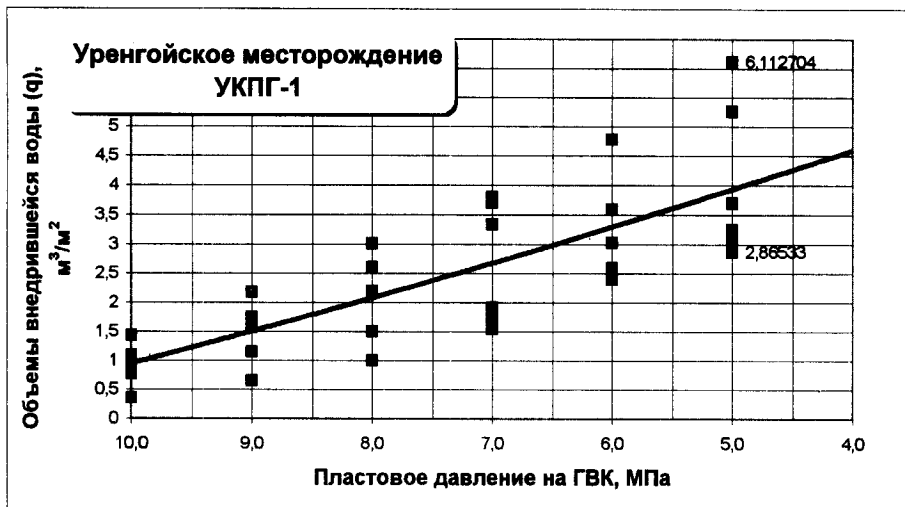


Рис.38. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК по скважинам УКПГ-1 (110-н, 130-н, 140-н, 157-н, 160-н, 170-н, 180-н)

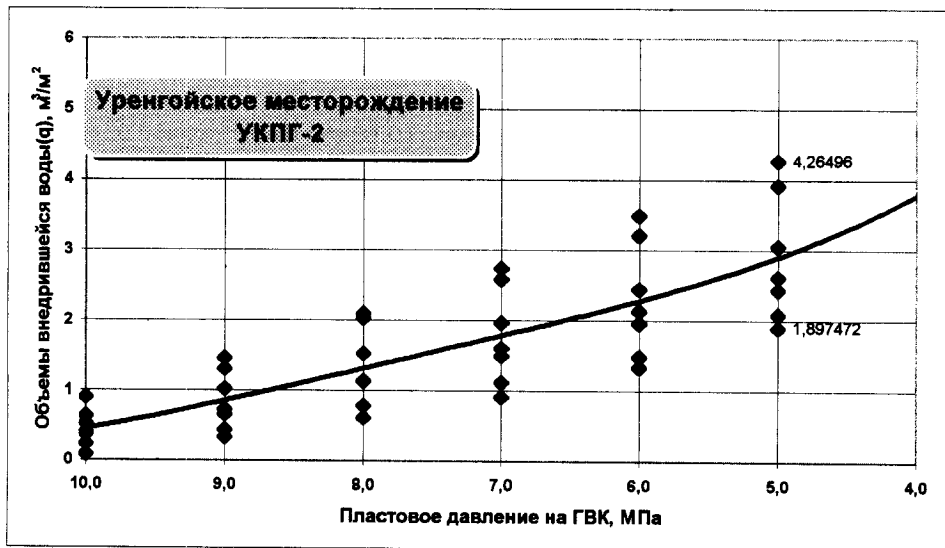


Рис.39. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК по скважинам УКПГ-2 (210-н, 220-н, 230-н, 252-н, 260-н, 270-н, 280-н)

Отличия от традиционных графиков, на которых по оси ординат откладывается высота подъема, а по оси абсцисс - годы разработки или пластовые давления, заключается в следующем:

- по оси ординат отложены объемы пластовой воды в м^3 на м^2 , профильтровавшиеся через поверхность первоначального газоводяного контакта с начала разработки месторождения;
- по оси абсцисс - пластовые давления на той же поверхности (т.е. с учетом добавочного давления от столба воды);
- при определении объемов внедрившейся воды использованы средние по объему в обводненной зоне для данной скважины значения пористости, песчанистости, а также газонасыщенности до и после обводнения на последнюю дату замера газоводяного контакта, рассчитанные по каротажным диаграммам.

Следовательно, показанные на графиках значения объемов внедрившейся воды в районе наблюдательной скважины в промежутке от начала разработки до давления на последнюю дату замера могут в ту или другую сторону отличаться от фактических, но объемы на конечную дату замера являются наиболее точными. Последнее обстоятельство является важным, т.к. адаптация прогнозирующей модели с целью более достоверного прогноза по ней должна проводиться по объему на последнюю дату замера.

Полученные зависимости объемов внедрившейся воды как функции давления на поверхности первоначального ГВК в районе наблюдательных скважин в последующем использовались при оценке средних объемов по зоне той УКПГ, в которой расположена наблюдательная скважина.

По двум наблюдательным скважинам №110-Н и №140-Н у авторов отчета имелись данные не только по пористости и начальной газонасыщенности по всему разрезу, но и временны'е замеры остаточной газонасыщенности. На рис.40 приведен график притока воды в $\text{м}^3/\text{м}^2$ в районе скважины №140-Н (Куст №14 УКПГ-1) в зависимости от давления на поверхности первоначального ГВК.

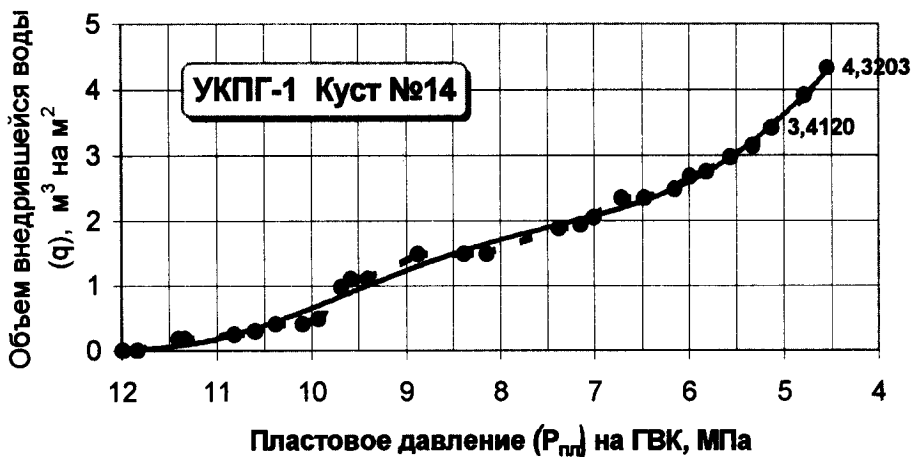


Рис.40. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК (по скв.№140-Н)

Объемы внедрившейся воды вычислялись с использованием фактических значений песчаности, значений начальной газонасыщенности и текущей газонасыщенности в обводненной зоне на последнюю дату замера методом НГК-60 (на 9.02.2000).

Средневзвешенные по объему значения указанных параметров по обводненной зоне оказались следующими: коэффициент песчаности $K_{пес.}=0,911$; начальный коэффициент газонасыщенности $\alpha_n = 0,686$; коэффициент газонасыщенности после обводнения $\alpha_k = 0,302$.

На рис.41 приведен аналогичный график для скважины №110-Н (Куст №11 УКПГ-1). Для нее получены следующие значения для тех же параметров: $K_{пес.}=0,84$; $\alpha_n = 0,52$; $\alpha_k = 0,26$.

При расчете объемов внедрившейся воды для геологических разрезов обеих скважин использовался средний по месторождению коэффициент пористости $K_{пор} = 0,32$.

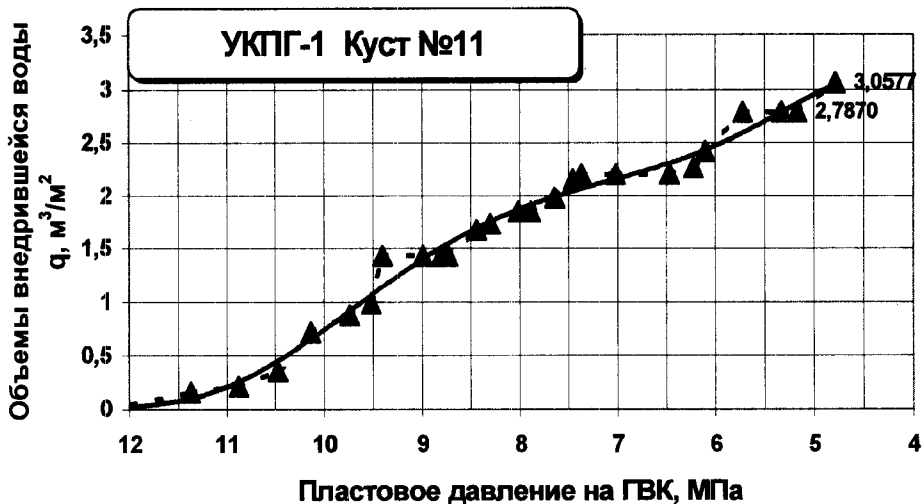


Рис.41. Объемы внедрившейся воды q м³ на м² поверхности первоначального ГВК по скв.№110-Н Уренгойского месторождения

8.7. Адаптация модели общего притока подошвенных вод, учитывающей эффект разгазирования пластовой воды, по фактическим данным обводнения сеноманской залежи Уренгойского месторождения

Чтобы осуществить достоверный прогноз внедрения подошвенных вод в сеноманскую залежь Уренгойского месторождения, необходимо модель общего притока, учитывающую разгазирование пластовой воды, адаптировать по фактическим данным обводнения.

Адаптации подлежат толщина водоносного слоя, подстилающего газовый пласт и вертикальная псевдопроницаемость этого пласта.

В качестве примеров в книге приведены результаты прогноза внедрения пластовых вод по зонам УКПГ- 1 - 8.

Для тех же зон, проводилась адаптация модели по фактическим объемам внедрившихся вод на 1.01.2000 г.

Что касается толщины водоносного горизонта, то при адаптации она выбиралась в пределах 400-500 м, т.к. ниже залегают газоносные пласты неокомского горизонта.

Псевдопроницаемость водоносного пласта по каждой зоне УКПГ должна быть такой, чтобы общие объемы внедрившейся пластовой воды в эту зону, рассчитанные по модели на 1.01.2000 г., были равны фактическим объемам на ту же дату.

Расчет фактического объема внедрившейся воды по каждой зоне УКПГ, для которой этот расчет сделан, проводился следующим образом.

По карте Уренгойского месторождения выделялась зона соответствующей УКПГ и делилась регулярной сеткой со стороны квадрата, соответствующей в реальности одному километру. Для каждой УКПГ таких сеток делалось шесть.

На одной из них с карты изобар (на 1.01.2000) в каждом квадрате представлялось пластовое давление, на другой - с карты подъема газовой контактной воды на ту же дату - высота подъема пластовой воды для каждой клетки. По этим двум сеткам вычислялись пластовые давления на поверхности первоначального газовой контактной воды на 1.01.2000 г., т.к. расчеты по модели проводились с использованием пластового давления на этой поверхности.

После этого необходимо было сделать переход от высот подъема газовой контактной воды в каждой ячейке к абсолютным объемам внедрившейся воды на 1.01.2000. Последняя процедура является не такой простой, как кажется на первый взгляд. Основная трудность заключается в том, что пока не исследован окончательно вопрос о вычислении средней остаточной газонасыщенности в обводненной зоне. В "Проекте разработки" ее считают равной 0.25 при средней начальной газонасыщенности - 0.74, а по лабораторным определениям на керне для значения начальной газонасыщенности 0.7, средняя остаточная газонасыщенность $\cong 0.32$ [10].

Для скважин №110-Н, №140-Н, №157-Н, №210-Н, №450-Н, №850-Н, №890-Н по временным замерам НГК-60 рассчитаны фактические значения коэффициентов начальной и остаточной газонасыщенности в обводненной зоне.

В табл.8 (раздел 7.4) были приведены результаты этих расчетов. Для каждой области УКПГ 1-8 были вычислены по три варианта объемов внедрившейся воды в млн.м³ на квадратный километр (или то же самое в м³ на м² поверхности первоначального газоводяного контакта). Варианты имеют соответствующие параметры:

I. среднее расчетное максимальное значение остаточной газонасыщенности равно 0.35, начальная газонасыщенность - 0.74, песчанистость - 0.79, пористость - 0,31;

II. среднее значение остаточной газонасыщенности - 0.25; начальной газонасыщенности - 0.74, песчанистости - 0.84, пористости - 0,30;

III. среднее расчетное минимальное значение остаточной газонасыщенности равно 0.24, начальное значение средней газонасыщенности - 0.77, песчанистости - 0,84, пористости - 0,34;

По построенным схемам пластовых давлений на поверхности первоначального газоводяного контакта и схемам притока подошвенных вод для каждой зоны УКПГ были вычислены средние пластовые давления и соответствующие им средние объемы внедрившейся воды в м³ на м² через поверхность первоначального ГВК.

Результаты вычислений приведены в табл. 9. и табл.10.

Таблица 9

Объемы внедрившейся воды по УКПГ на 1.01.2000 г.

№№ УКПГ	Площадь УКПГ, км ²	Р _{пл.} на ГВК, МПа на 01.2000	Объемы внедрившейся воды, млн. м ³		
			Вариант1	Вариант2	Вариант3
1	222	5,01	573	740,7	906,0
2	186	4,77	385,2	498,0	610,5
3	154	4,87	291,2	376,4	461,4
4	186	4,70	407,8	526,6	645,6
5	179	4,84	366,1	473,3	580,2
6	197	4,91	368,4	476,3	583,9
7	187	4,87	390,0	504,2	618,1
8	162	4,88	391,7	506,4	620,8

Объемы внедрившейся воды по зонам эксплуатационных скважин
УКПГ на 1.01.2000 г.

№№ УКПГ	Площадь разбуренной зоны УКПГ, км ²	Р _{пл.} на ГВК, МПа на 01.2000	Объемы внедрившейся воды, м ³ /м ²		
			Вариант1	Вариант2	Вариант3
1	119	4,76	3,34	4,30	5,30
2	98	4,52	2,68	3,70	4,50
3	76	4,36	2,42	3,20	3,90
4	117	4,23	2,61	3,37	4,13
5	91	4,23	2,55	3,50	4,30
6	103	4,29	2,33	3,12	3,82
7	90	4,34	2,26	3,08	3,77
8	88	4,53	2,55	3,65	4,48

По этим данным была проведена адаптация математической модели и определены средние коэффициенты псевдопроницаемости для каждой зоны УКПГ, приведенные в табл.11. В этой таблице даны коэффициенты вертикальной псевдопроницаемости водоносного бассейна для зон восьми УКПГ. Полученные значения псевдопроницаемости неплохо коррелируются со значениями, полученными в работе [13] в основном, для сеноманских отложений месторождения Медвежье. В табл.11 указаны так же толщины водоносного горизонта для каждой зоны УКПГ.

В связи с очень низкими скоростями фильтрации внедряющейся пластовой воды объем внедрения очень мало зависят от темпов падения пластового давления. В табл.12 приводятся результаты расчетов притока воды в м³ через м² при падении давления от начального 12,37МПа (122,1 ата) до текущего 4,26 МПа (42,1 ата) при различных темпах падения. Для расчета бралась толщина водоносного слоя 500м, пористость - 0.24, псевдопроницаемость - 4,0 мД.

Таблица 11

Исходные данные и результаты определения псевдопроницаемости при адаптации по модели общего притока воды в газовую залежь.

№№ УКПГ	Среднее пластовое давление, МПа	Объем воды на 1.01.00 q, м ³ /м ²	Толщина водоносного слоя, м	Темп падения давления МПа/год	Кoeff. пористости	Псевдопроницаемость мД
1	4,76	3,34	600	0,345	0,31	15
2	4,52	2,68	500	0,356	0,26	15
3	4,36	2,42	450	0,363	0,24	3,5
4	4,24	2,61	450	0,369	0,25	4,5
5	4,23	2,55	500	0,369	0,24	4,0
6	4,29	2,33	400	0,380	0,24	3,0
7	4,34	2,26	400	0,364	0,25	10
8	4,53	2,55	500	0,356	0,26	15

Таблица 12

Расчетные объемы (м³) профильтровавшейся пластовой воды через м² поверхности первоначального ГВК при различных темпах падения пластового давления

Темп падения, МПа/год	Кол-во лет с начала разработки	Текущее пластовое давление, МПа	Объемы внедрившейся воды, м ³ /м ²
0,40	20	4,26	2,70
0,35	22,8	4,26	2,71
0,30	26,7	4,26	2,73
0,25	32,0	4,26	2,75
0,20	40,0	4,26	2,76
0,15	53,3	4,26	2,78
0,10	80	4,26	2,80

Следовательно, для прогнозирования общих притоков подошвенной воды для отдельных УКПГ можно использовать приведенные в настоящей работе графики (раздел 8.8.), не учитывая темпов падения пластового давления на завершающей стадии разработки.

8.8. Прогноз внедрения пластовых вод по отдельным зонам УКПГ Уренгойского месторождения

По данным табл.11 с использованием модели общего притока, учитывающей эффект разгазирования пластовой воды, по зоне каждой УКПГ был сделан прогноз внедрения объемов пластовой воды через поверхность первоначального ГВК в зависимости от падения пластового давления на этой поверхности. Результаты прогноза приведены на рис.42.

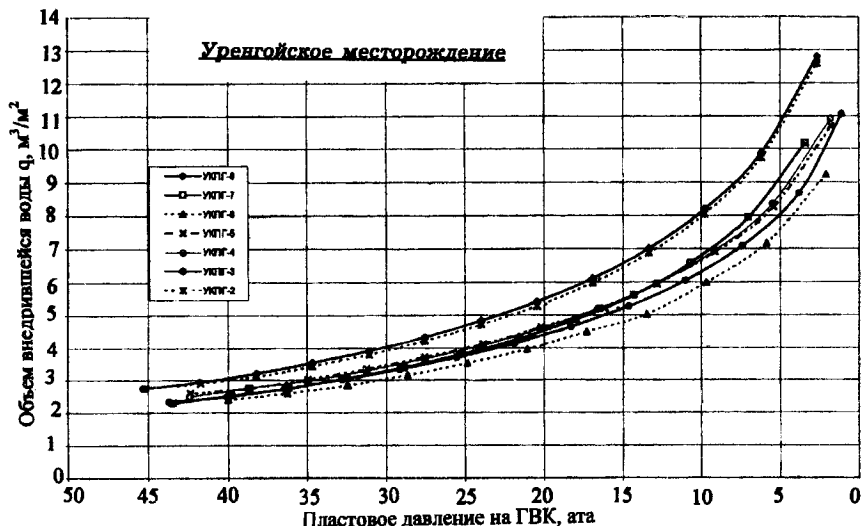


Рис.42. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м^3 на м^2 поверхности первоначального ГВК в зависимости от пластового давления на этой поверхности

Необходимо отметить, что объемы пластовой воды, найденные по графику (рис.42) являются минимальными, т.к. при адаптации модели для определения реальных объемов внедрившейся воды на дату адаптации (01.01.2000 г.) использовалось максимальное значение остаточной газонасыщенности $\alpha_k = 0,35$. При этом значении α_k произведение пористости на песчаность и на разность между начальной и конечной газонасыщенностями равно 0,095.

С использованием данных графика (рис.42) были построены графики притока воды через поверхность первоначального ГВК в м^3 на м^2 в зависимости уже от пластового давления в газовой части. (рис.43-48 -

сплошные линии). Чтобы определить общий объем притока по зоне УКПГ в целом для некоторого значения пластового давления в будущем, достаточно по соответствующему графику (рис.43-48) найти объем воды в м^3 внедрившейся через м^2 поверхности первоначального ГВК и умножить его на площадь зоны УКПГ, указанной в табл.9.

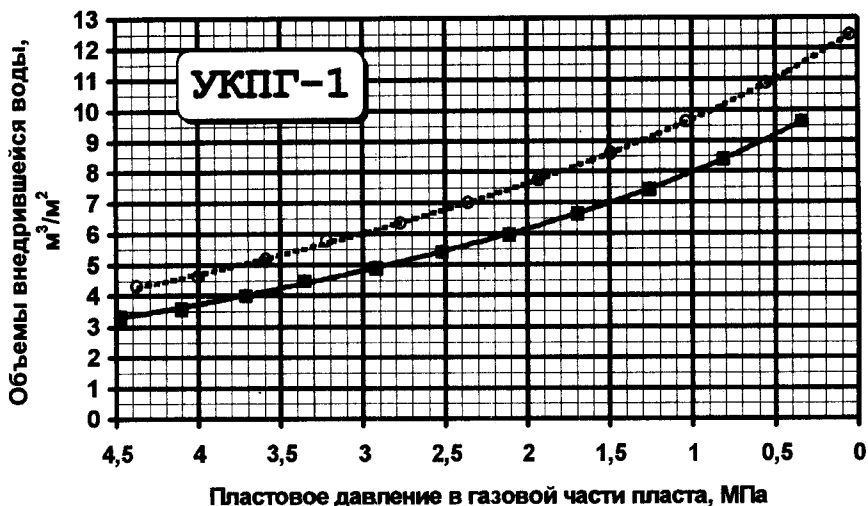


Рис.43. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м^3 на м^2 поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-1 Уренгойского месторождения



Рис.44. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м^3 на м^2 поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-2 Уренгойского месторождения

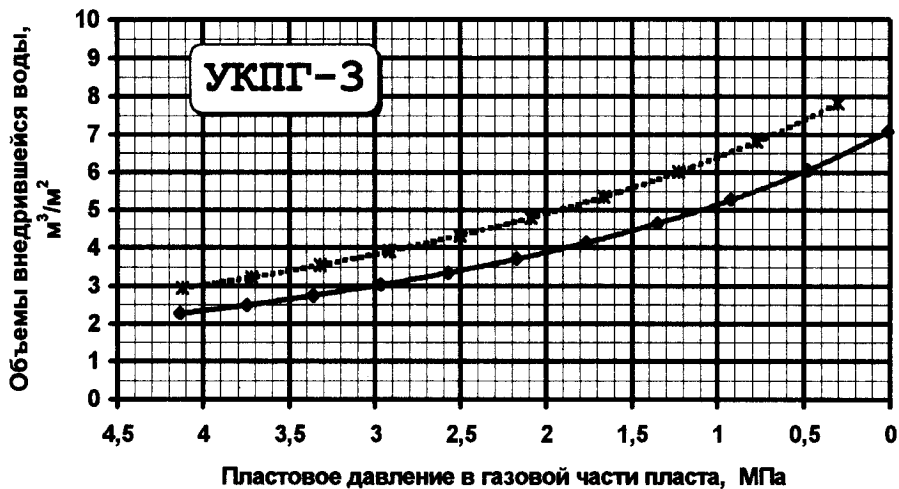


Рис.45. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м³ на м² поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-3 Уренгойского месторождения

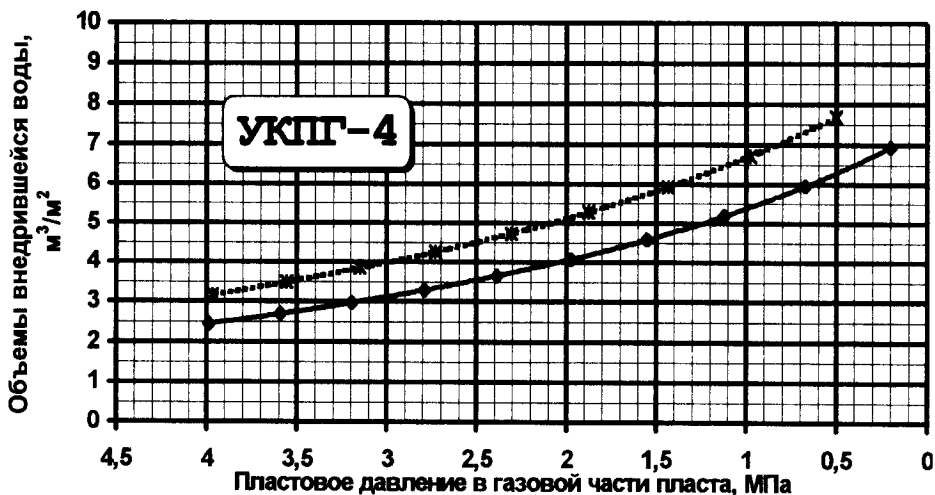


Рис.46. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м³ на м² поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-4 Уренгойского месторождения

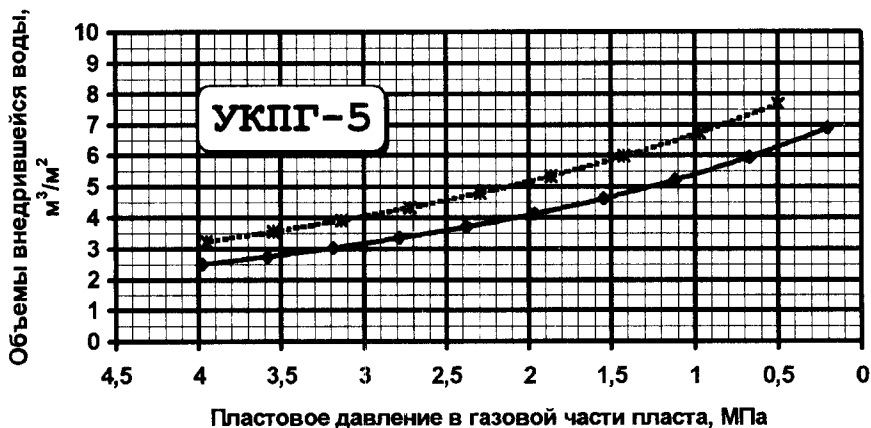


Рис.47. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м³ на м² поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-5 Уренгойского месторождения

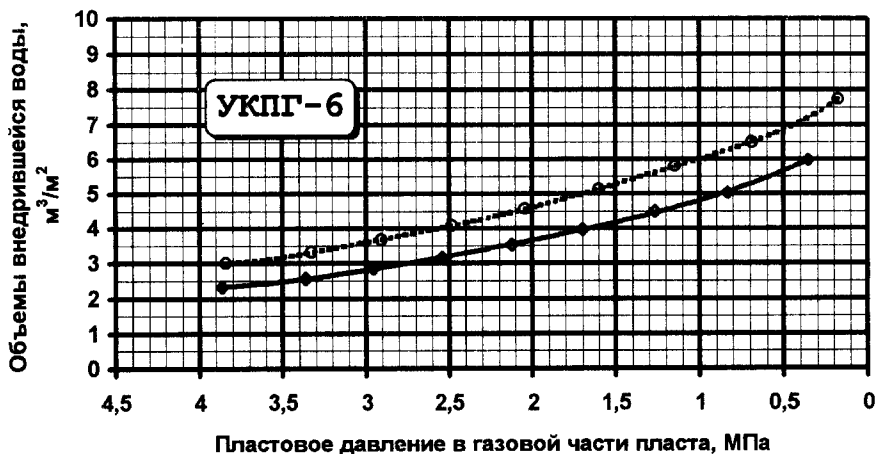


Рис.48. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м³ на м² поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-6 Уренгойского месторождения



Рис.49. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м^3 на м^2 поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-7 Уренгойского месторождения

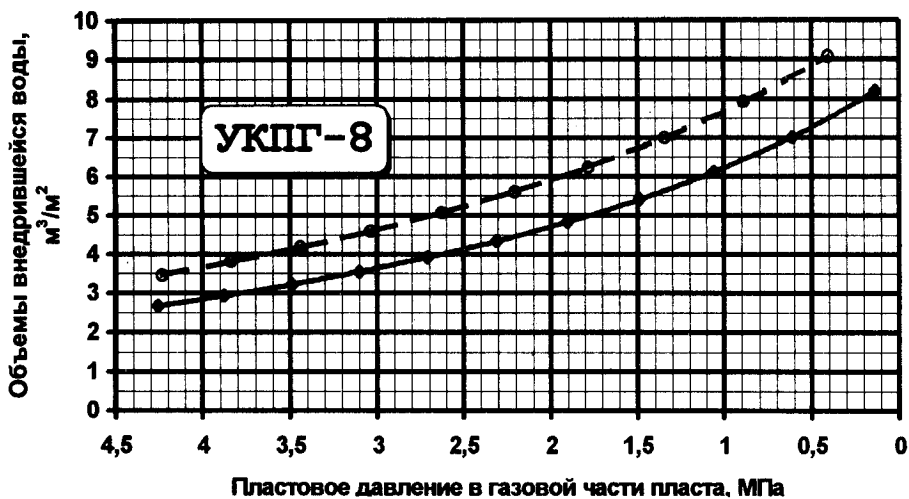


Рис.50. Прогнозные объемы внедрения подошвенной воды в м^3 на м^2 поверхности ГВК в зависимости от пластового давления в газовой части пласта по УКПГ-8 Уренгойского месторождения

Как было отмечено выше, при получении прогнозных данных использовалась минимальная оценка объемов пластовой воды внедренных в

зоны УКПГ на 1.01.2000 г. Если бы модель адаптировалась по максимальным оценкам, которые больше минимальных в 1,29 раза, то прогнозные объемы оказались бы также большими. Анализируя поведение кривых графика (рис.42), можно утверждать, что в диапазоне пластовых давлений на ГВК в пределах 1-4,5 МПа это увеличение было бы примерно также в 1,29 раза больше. На графиках (рис.43-50) эта приближенная зависимость притока от давления изображена пунктирными линиями.

В модели, которая использовалась для получения приведенных результатов, учитывается только объем водоносного бассейна, лежащий непосредственно под газовой залежью, т.е. рассчитывается и прогнозируется нижний предел объема внедряющейся подошвенной воды в месторождение. Основную долю в объеме внедрившейся в пласт воды обеспечивает именно выделяющийся растворенный в пластовой воде газ, который, ввиду его незначительных относительных объемов, остается неподвижным в пористой породе, практически не уменьшая ее фазовую проницаемость для воды и который в несколько раз увеличивает ее упругость.

Действие эффекта выделения из пластовой воды растворенного газа достаточно, чтобы заводнить газовую залежь с теми реальными темпами, которые существуют в настоящее время, только из той части водоносного бассейна, которая находится под самой залежью. Следует отметить, что сжимаемость породы и воды наряду с разгазированием, также учитывалась в расчетах, но только для той части водоносного бассейна, которая расположена под самим месторождением.

9. Прогнозирование продвижения газоводяного контура по сеноманской залежи Уренгойского месторождения

До настоящего времени при прогнозировании обводнения добывающих скважин, как правило, учитываются следующие факторы:

- *величина общего вертикального подъема газоводяного контакта в данной точке месторождения в результате общего падения пластового давления;*
- *дополнительный подъем контакта за счет образования конуса в зоне расположения отдельной добывающей скважины, вызванный рабочей депрессией;*
- *состояние цементного кольца за эксплуатационной колонной;*
- *местоположение нижних перфорационных отверстий.*

В настоящей работе все перечисленные факторы как безусловно важные и определяющие обязательно принимались во внимание при прогнозировании обводнения добывающих скважин. Но при прогнозе на дальнюю перспективу (на 2010 г. и более поздние сроки) необходимо учитывать еще одно весьма важное обстоятельство в механизме обводнения сеноманских залежей. Оно заключается в следующем.

В крыльевых неразбуренных частях залежи характер падения пластового давления в процессе разработки месторождения ввиду высокой проницаемости вдоль напластования оказывается близким к изменению давления в центральной разбуренной зоне, превышая его на несколько атмосфер. При существующих отборах газа и темпах падения пластового давления в осевой части оно возрастает примерно на одну атмосферу на километр по направлению от границы разбуренной зоны к линии первоначального газоводяного контура. При таком распределении давления в крыльевых зонах залежи, поднимающийся газоводяной контакт достигает кровли продуктивного пласта гораздо скорее, чем в разбуренной зоне. При этом ввиду продолжающегося снижения пластового давления, приток подошвенной воды в этих точках, где контур поднялся до кровли, не

прекращается. Поступающая вода начинает двигаться к осевой части залежи. Поэтому очень важно для достоверного долгосрочного прогноза оценить то время, когда газоводяной контур подойдет к добывающим скважинам. В этих условиях ремонтировать добывающие скважины будет бесполезно, так как продуктивный пласт будет обводнен полностью, до кровли пласта.

В книге излагается приближенная методика определения величины продвижения газоводяного контура как функции от пластового давления в центральной разбуренной зоне.

Для этого необходимо:

- решить задачу о распределении давления в газонасыщенной неразбуренной части пласта при известном изменении давления в центральной разбуренной зоне;
- по полученному расчетному распределению давления в неразбуренной части пласта определить приток пластовой воды в эту зону;
- используя найденный объем внедрившейся воды и сопоставляя его с объемом порового пространства оценить величину продвижения газоводяного контура от его первоначального положения.

В тех местах, где прогнозируемый газоводяной контур либо достиг положения забоев добывающих скважин, либо прошел через место их расположения, скважины полностью обводняются и не будут подлежать капитальному ремонту. Но если даже газоводяной контур не дошел до забоев скважин, то вероятность обводнения тех добывающих скважин, к которым он ближе, будет более высокой, чем скважин, от которых он дальше, так как пластовая вода может более интенсивно фильтроваться по отдельным высокопроницаемым пропласткам по сравнению с общим продвижением газоводяного контура.

9.1. Вывод формулы для расчета распределения давления газа в неразбуренной крыльевой зоне месторождения массивного типа

Если месторождение представляет собой вытянутую антиклинальную складку, то поперечный профиль может быть схематично представлен в виде треугольника, где боковыми сторонами является кровля пласта, а основанием - плоскость газоводяного контакта (рис.51).

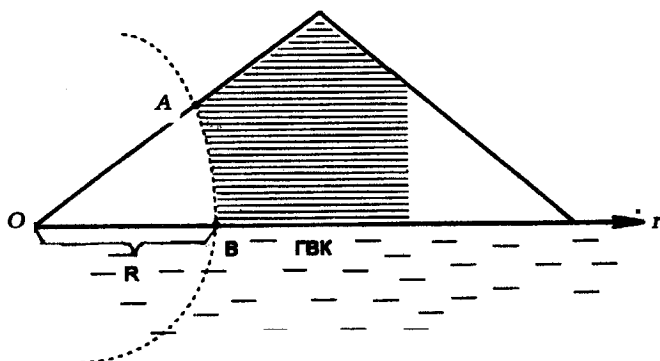


Рис. 51. Схема поперечного профиля массивной залежи, подстилаемой подошвенной водой

На рис.51 разбуренная зона пласта заштрихована. Пусть R - расстояние от линии газоводяного контура (точки O) до внешней границы разбуренной зоны AB .

Учитывая, что размер продуктивной складки по продольной оси, которая на рис.51 перпендикулярна плоскости чертежа, гораздо больше расстояния OB , задачу распределения давления вдоль радиуса R можно решать как осесимметричную с началом координат в точке O . В этом случае бесконечный цилиндр радиуса R расположен горизонтально и его ось проходит через точку O перпендикулярно плоскости чертежа.

На всей поверхности цилиндра, проходящей через точки A и B , задается граничное условие, зависящее только от времени. Поэтому радиусы OA и OB являются линиями тока. Фильтрация газа в криволинейном треугольнике AOB приближенно может быть описана лианеризованным уравнением относительно квадрата давления p .

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} = \frac{K\bar{p}}{\phi\mu} \left(\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} \right), \quad (9.1)$$

где K - проницаемость пласта;

ϕ - пористость;

μ - вязкость газа;

\bar{p} - некоторое среднее давление, значение которого лежит между максимальным давлением в точке O и минимальным - в точке B ;

t - время;

r - осевая координата, отсчитываемая от точки O .

Задача решается методом конечного преобразования Ханкеля, поэтому удобно перейти к новой независимой переменной $\rho = r/R$.

Образующая цилиндра в этом случае имеет радиус $\rho = 1$ (т.е. $0 \leq \rho \leq 1$).

С новой переменной ρ , при обозначении p^2 через P и $K\bar{p}/(\phi\mu R^2)$ через χ ,

уравнение (9.1) запишется в виде
$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \left(\frac{\partial^2 P}{\partial \rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial \rho} \right). \quad (9.2)$$

Уравнение (9.2) должно быть решено при следующих краевых условиях: при $t = 0$ $P = P_0 = p_0^2$, где p_0 - начальное пластовое давление в залежи; при $\rho = 1$ и любом t $P = P(t) = (p_0 - ct)^2$.

Аппроксимация изменения пластового давления в разбуренной зоне в процессе разработки месторождения выбрана линейной $p = p_0 - ct$, где "с" - темп падения пластового давления в разбуренной зоне. Далее вместо функции P вводится новая функция Π по следующему соотношению:

$$\Pi(\rho, t) = P(\rho, t) - (p_0 - ct)^2.$$

При этом усложняется уравнение (9.2), приобретая вид:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial t} - \chi \left(\frac{\partial^2 \Pi}{\partial \rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \Pi}{\partial \rho} \right) = 2c(p_0 - ct), \quad (9.3)$$

но становятся однородными краевые условия:

$$\Rightarrow \text{при } t = 0 \quad \Pi(\rho, 0) = 0$$

$$\Rightarrow \text{при } \rho = 1 \quad \Pi(1, t) = 0. \quad (9.4)$$

Для решения краевой задачи (9.3), (9.4) используется конечное преобразование Ханкеля [20].

Конечное преобразование Ханкеля определяется выражением:

$$\bar{f}(s) = \int_0^1 \rho J_n(s\rho) f(\rho) d\rho, \quad (9.5)$$

где S означает положительный корень уравнения

$$J_n(s) = 0 \quad (9.6)$$

Формулой обращения для конечного преобразования (9.5) служит ряд:

$$f(\rho) = 2 \sum_s \frac{J_n(s\rho)}{J_{n+1}(s)} \cdot \bar{f}(s). \quad (9.7)$$

Суммирование производится по всем положительным корням уравнения (9.6). В формулах (9.5), (9.6) и (9.7) $J_n(s\rho)$ функция Бесселя первого рода порядка n .

Для решения сформулированной выше задачи достаточно использовать Бесселеву функцию нулевого порядка.

При осуществлении преобразования Ханкеля используются две формулы дифференцирования и одна формула интегрирования функции Бесселя:

$$\begin{aligned} J_0'(x) &= -J_1(x), \\ J_1' &= J_0(x) - \frac{J_1(x)}{x}, \\ \int X^n J_{n-1}(x) dx &= x^n \cdot J_n(x). \end{aligned}$$

Кроме этого, следует иметь в виду, что $J_1(0) = 0$ и $J_0(0) = 1$.

Применяя преобразование (9.5) к оператору

$$\frac{\partial^2 \Pi}{\partial \rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \Pi}{\partial \rho} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial \Pi}{\partial \rho} \right) \quad \text{можно получить:}$$

$$\int_0^1 \rho J_0(s\rho) \left[\frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial \Pi}{\partial \rho} \right) \right] d\rho = -s^2 \bar{\Pi}, \quad (9.8)$$

При вычислении интеграла дважды применяется интегрирование по частям и второе краевое условие (9.4).

Преобразование производной от Π по времени находится непосредственно $\int_0^1 \rho J_0(s\rho) \frac{\partial \Pi}{\partial \rho} d\rho = \frac{\partial}{\partial t} \int_0^1 \rho J_0(s\rho) \Pi d\rho = \frac{\partial \bar{\Pi}}{\partial t}$. (9.9)

Преобразование правой части уравнения (9.3) дает:

$$\int_0^1 \rho J_0(s\rho) [2c(p_0 - ct)] d\rho = \frac{2c(p_0 - ct) J_1(s)}{s}, \quad (9.10)$$

Исходная задача имеет нулевые краевые условия, поэтому в преобразованной задаче они также остаются нулевыми.

В результате описанного преобразования дифференциальное уравнение в частных производных (9.3) сводится к обыкновенному дифференциальному уравнению первого порядка, имеющему вид:

$$\frac{\partial \bar{\Pi}}{\partial t} + \chi s^2 \bar{\Pi} = \frac{2c(p_0 - ct) J_1(s)}{s} \quad (9.11)$$

при $t = 0 \quad \bar{\Pi} = 0$.

Из теории линейных дифференциальных уравнений известно [21], что для уравнения $y'(x) + f(x) \cdot y(x) = g(x)$ решением, удовлетворяющим условию при $x = x_0 \quad y = y_0$, является функция:

$$y = e^{-F} \left[y_0 + \int_{x_0}^x g(x) e^F dx \right], \quad \text{где } F(x) = \int_{x_0}^x f(x) dx.$$

Следовательно, решение уравнения (9.11) запишется в следующем виде:

$$\bar{\Pi} = \frac{2c J_1(s)}{\chi s^3} \left[\left(p_0 + \frac{c}{\chi s^2} \right) (1 - e^{-\chi s^2 t}) - ct \right].$$

И по формуле обратного преобразования (9.7) находится решение уравнения (9.3):

$$\begin{aligned} \Pi &= 2 \sum_s \frac{J_0(sp)}{J_1(s)} \cdot \bar{\Pi} = \\ &= \frac{4c}{\chi} \sum_s \frac{J_0(sp)}{J_1(s)s^3} \left[\left(P_0 + \frac{c}{\chi s^2} \right) (1 - e^{-\chi s^2 t}) - ct \right]. \end{aligned} \quad (9.12)$$

Далее по соотношению $P(\rho, t) = p^2(r, t) = \Pi(\rho, t) + (p_0 - ct)^2$ записывается решение для исходного уравнения (9.1):

$$p^2 = (p_0 - ct)^2 + \frac{4c}{\chi} \sum_s \frac{J_0(s \cdot r/R)}{J_1(s)s^3} \left[\left(p_0 + \frac{c}{\chi s^2} \right) (1 - e^{-\chi s^2 t}) - ct \right]. \quad (9.13)$$

Суммирование производится по всем положительным корням уравнения $J_0(s) = 0$.

В табл.13 приведены несколько первых корней уравнения $J_0(s) = 0$ и соответствующие им значения функции $J_1(s)$.

Таблица 13

Корни уравнения $J_0(s) = 0$ и соответствующие им значения функции $J_1(s)$

Номер корня	1	2	3	4	5	6
Значение корня s	2.4048	5.5201	8.6537	11.7915	14.9309	18.0711
$J_1(s)$	0.5191	-0.3403	0.2715	-0.2325	0.2065	-0.1877

Используя асимптотические формулы для больших значений аргумента:

$$J_0(x) \approx [2/(\pi x)]^{1/2} \cos\left(x - \frac{\pi}{4}\right),$$

$$J_1(x) \approx [2/(\pi x)]^{1/2} \cos\left(x - \frac{3}{4}\pi\right).$$

n -ый корень S_n уравнения $J_0(s) = 0$ можно приближенно вычислить по

формуле: $S_n \approx n\pi - \frac{\pi}{4}$, а значения $J_1(s_n) \approx (-1)^{n+1} \sqrt{\frac{2}{\pi \cdot s_n}}$.

Так, по приближенной формуле первые шесть корней будут иметь значения:
2,3562; 5,4978; 8,6394; 11,7810; 14,9226; 18,0642.

Вычисленные с использованием этих значений приближенные величины

функции $J_1(s_n) \approx (-1)^{n+1} \sqrt{\frac{2}{\pi \cdot s_n}}$ ни в одном знаке не отличаются от

приведенных в табл.13.

Нетрудно проверить, что полученное решение (9.13) удовлетворяет как уравнению (9.1), так и краевым условиям. Первое проверяется непосредственной подстановкой решения (9.13) в уравнение (9.1). При $t = 0$ $p = p_0$, а при $r = R$ каждое слагаемое ряда обращается в нуль, т.к. $J_0(s) = 0$ и r оказывается равным $(p_0 - ct)$, т.е. заданному изменению пластового давления на границе разбуренной зоны.

Для пластов сеноманских залежей “с”-темп падения пластового давления изменяется в пределах $(1-1,3) \cdot 10^{-2}$ Па/с;

✓ при средней проницаемости $K = 600 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;

✓ пористости $\phi = 0,3$;

✓ вязкость газа $0,015 \cdot 10^{-3}$ Па·с;

✓ радиусе от границы разбуренной зоны до положения первоначального газоводяного контура $R = 6000$ м,

✓ при изменении среднего давления от $100 \cdot 10^5$ до $40 \cdot 10^5$ Па,

✓ коэффициент χ будет изменяться от $3,7 \cdot 10^{-8}$ 1/с до $1,48 \cdot 10^{-8}$ 1/с.

При времени $t = 3,16 \cdot 10^7$ с, что соответствует одному году разработки месторождения, значение экспоненты $e^{-\chi s^2 t}$ даже в первом члене ряда при $\chi = 3,7 \cdot 10^{-8}$ 1/с будет равно 0.0012, т.е. весьма мало по сравнению с единицей.

Поэтому приближенное решение, весьма близкое к точному, может быть записано в следующем виде

$$p^2 \approx (p_0 - ct)^2 + \frac{4c}{\chi} \sum_s \frac{J_0\left(s \cdot \frac{r}{R}\right)}{J_1(s)s^3} \cdot \left[p_0 - ct + \frac{c}{\chi s^2} \right]. \quad (9.14)$$

Но $(p_0 - ct)$ - это пластовое давление по внешней границе центральной разбуренной зоны через время t после начала разработки.

Слагаемое $\frac{c}{\chi s^2}$ в квадратных скобках гораздо меньше значения пластового давления $(p_0 - ct)$. При тех же исходных данных оно будет равно $0,61 \cdot 10^5$ Па, что менее одного процента от $(p_0 - ct) = 100 \cdot 10^5$ Па.

Поэтому приближенное решение (9.14) может быть переписано в следующем виде:

$$p^2 \approx p_{пл}^2 + \frac{4c}{\chi} \cdot p_{пл} \sum_s \frac{J_0\left(s \cdot \frac{r}{R}\right)}{J_1(s)s^3}. \quad (9.15)$$

Максимальное значение второго слагаемого в формуле (9.15) будет при $r = 0$, т.е. на границе газоводяного контура, для которого $J_0\left(\frac{sr}{R}\right) = 1$. В этом

случае функция $J_1(s)$ изменяет свой знак в зависимости от номера корня S : при четном она положительна, при нечетном - отрицательна, т.е.

получающийся ряд $\sum_s \frac{1}{J_1(s)s^3}$ оказывается знакоперевающимся. Если

ограничиться первым его членом, то остаток ряда будет иметь отрицательный знак и его модуль будет меньше модуля второго члена.

Используя данные табл.13 можно вычислить как первый член ряда

$\sum_s \frac{1}{J_1(s)s^3}$, так и модуль второго. Первый член будет равен 0,1385; модуль

второго - 0,01747, т.е. составляет менее 13% от первого. Если воспользоваться двумя членами ряда, то ошибка будет менее пяти процентов.

Оценить приближенно сумму ряда (9.15) при r отличном от нуля ($0 \leq r \leq R$) и сопоставить эту сумму с модулем первого члена можно

следующим образом. При больших значениях корня s отношение $(J_0(sr/R)/J_1(s))$ будет равно:

$$\left[(2/\pi\rho s)^{1/2} \cos\left(\rho s - \frac{\pi}{4}\right) / (2/\pi s)^{1/2} \right] = \rho^{-1/2} \cos\left(\rho s - \frac{\pi}{4}\right)$$

$$\left| \rho^{-1/2} \cos\left(\rho s - \frac{\pi}{4}\right) \right| < \rho^{-1/2}.$$

В свою очередь сумма ряда

$$\sum_s \frac{1}{s^3} < \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\left(n\pi - \frac{\pi}{4}\right)^3} = \left(\frac{4}{\pi}\right)^3 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(4n-1)^3} =$$

$$= \left(\frac{4}{\pi}\right)^3 \left\{ \frac{1}{3^3} + \frac{1}{7^3} + \frac{1}{11^3} + \dots + \frac{1}{(4n-1)^3} + \dots \right\}. \quad (9.16)$$

В ряде (9.16) корни S заменены на их меньшие асимптотические значения. Если теперь воспользоваться суммой известного абсолютно сходящегося ряда:

$$\sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^\alpha} = 1 + \frac{1}{2^\alpha} + \frac{1}{3^\alpha} + \dots = \zeta(\alpha), \quad \text{где } \zeta(\alpha) \text{ дзета-функция Римана.}$$

$$\text{Для } \alpha = 3 \quad \zeta(3) = 1,202.$$

Если из суммы 1,202 вычесть сумму нескольких первых членов, не входящих в ряд (9.16), то можно получить приближенную с избытком сумму ряда (9.16).

В частности, если из суммы $\zeta(3)$ вычесть сумму первых восьми членов отсутствующих в ряде (9.16) ($1, 2^{-3}, 4^{-3}, 5^{-3}, 6^{-3}, 8^{-3}, 9^{-3}$ и 10^{-3}), которая равна 1,1576, то разность, превышающая сумму ряда (9.16), будет равна 0,0444.

Первый же член ряда (9.16) составляет 84% от этой суммы. Следовательно ошибка при использовании одного члена ряда (9.15) при

любом r ($0 \leq r \leq R$) будет не более 16%. В действительности она окажется значительно меньше, т.к. отношение $(J_0(sr/R)/J_1(s))$ у одних членов ряда (9.15) будет положительным, у других - отрицательным, в приведенной оценке это отношение считалось положительным.

При использовании только первого члена ряда из решения (9.15) получается простая и полезная формула:

$$p^2 = p_{пл.}^2 + \frac{4c}{\chi} \cdot p_{пл.} \frac{J_0(s_1 \cdot r/R)}{J_1(s_1) s_1^3}, \quad (9.17)$$

где $p_{пл.}$ - пластовое давление в добывающей скважине, расположенной на границе разбуренной зоны на расстоянии R от положения газоводяного контура (расстояние считается по нормали к контуру);

p - давление в некоторой точке неразбуренной зоны пласта, лежащей на той же нормали на расстоянии r от положения газоводяного контура;

c - средний темп падения пластового давления в разбуренной продуктивной зоне пласта;

S_1 - первый корень трансцендентного уравнения

$$J_0(s) = 0 \quad (s_1 = 2,4048);$$

$$\chi = \frac{K \bar{P}}{\mu R^2};$$

K - средняя проницаемость продуктивного коллектора;

ϕ - средняя пористость продуктивного пласта;

μ - вязкость газа;

\bar{p} - среднее пластовое давление в неразбуренной зоне пласта (при применении метода последовательных приближений, в нулевом приближении следует полагать $\bar{p} = p_{пл.}$);

$(J_0(sr/R))$ и $J_1(s)$ - Бесселевы функции нулевого и первого порядка первого рода ($J_1(s_1) = 0,5191$).

В начальный период разработки месторождения, когда положение первоначального газоводяного контура известно, единственной неизвестной

величиной в формуле (9.17) является значение проницаемости по простиранию продуктивного пласта.

В неразбуренной зоне сеноманских пластов месторождений Медвежье и Уренгойское расположены пьезометрические скважины, в которых измеряется пластовое давление. Если на карте месторождения через эти скважины провести нормали к линии первоначального газоводяного контура и продолжить их до разбуренной зоны, то, как правило, всегда найдется добывающая скважина, лежащая на границе разбуренной зоны вблизи проведенной нормали.

Взяв на одну и ту же дату пластовое давление, измеренное в добывающей скважине - $P_{пл}$ и давление в пьезометрической скважине P , по формуле (9.17), разрешенной относительно проницаемости "К" и имеющей

$$\text{вид: } K = \frac{0,553 \cdot c \cdot \phi \cdot \mu \cdot R^2 J_0 \left[2,4048 \left(1 - \frac{L}{R} \right) \right]}{p^2 - P_{пл}^2} \quad (9.18)$$

определить среднее значение проницаемости по направлению нормали.

В формуле (9.18)

R - расстояние от добывающей скважины до газоводяного контура;

L - расстояние между добывающей и пьезометрической скважинами;

ϕ - не абсолютная, а средняя расчетная пористость с учетом газонасыщенности и песчанности, характеризующая фактический объем занятый газом в пористой породе.

При разрешении формулы (9.17) относительно "К" положено $\bar{p} = P_{пл}$.

В табл.14 приведены вычисленные по формуле (9.18) значения проницаемостей по шести направлениям от наблюдательных скважин к ближайшим добывающим скважинам, определенные по карте изобар ВНИИГАЗа на первое июля 1983 года. Эти направления указаны в табл.14, а также на карте месторождения (рис.52, 53, 54, 55).

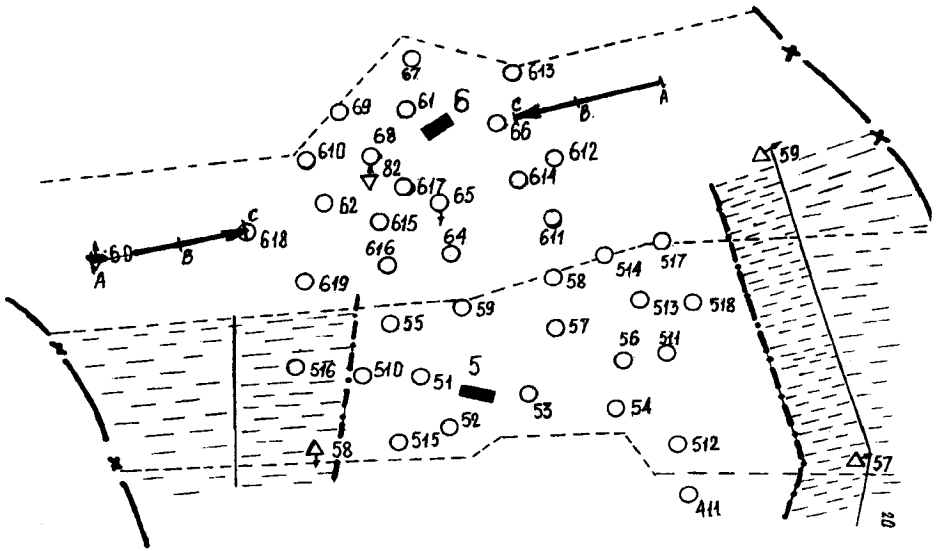


Рис.52. Фрагмент карты положения газовой контура по УКПГ-5-6 Уренгойского месторождения (сеноманские отложения) на 1.01.2001 г. и прогноз на начало 2010 г.

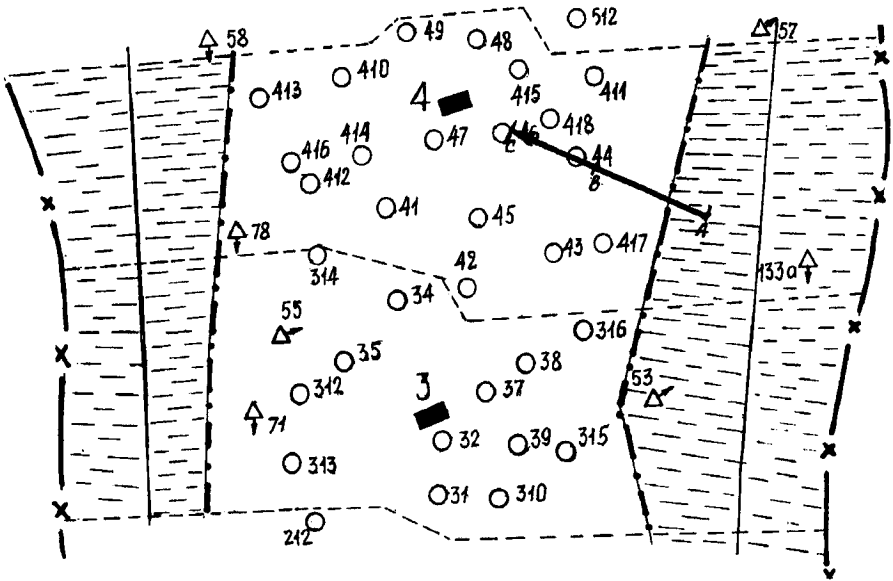


Рис.53. Фрагмент карты положения газовой контура по УКПГ-3-4 Уренгойского месторождения (сеноманские отложения) на 1.01.2001 г. и прогноз на начало 2010 г.

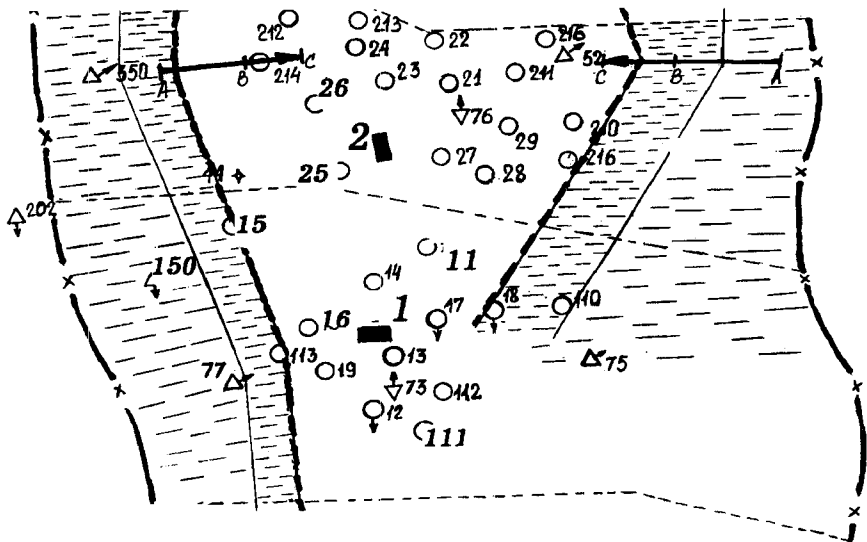


Рис.54. Фрагмент карты положения газовой контура по УКПГ-1-2 Уренгойского месторождения (сеноманские отложения) на 1.01.2001 г. и прогноз на начало 2010 г.

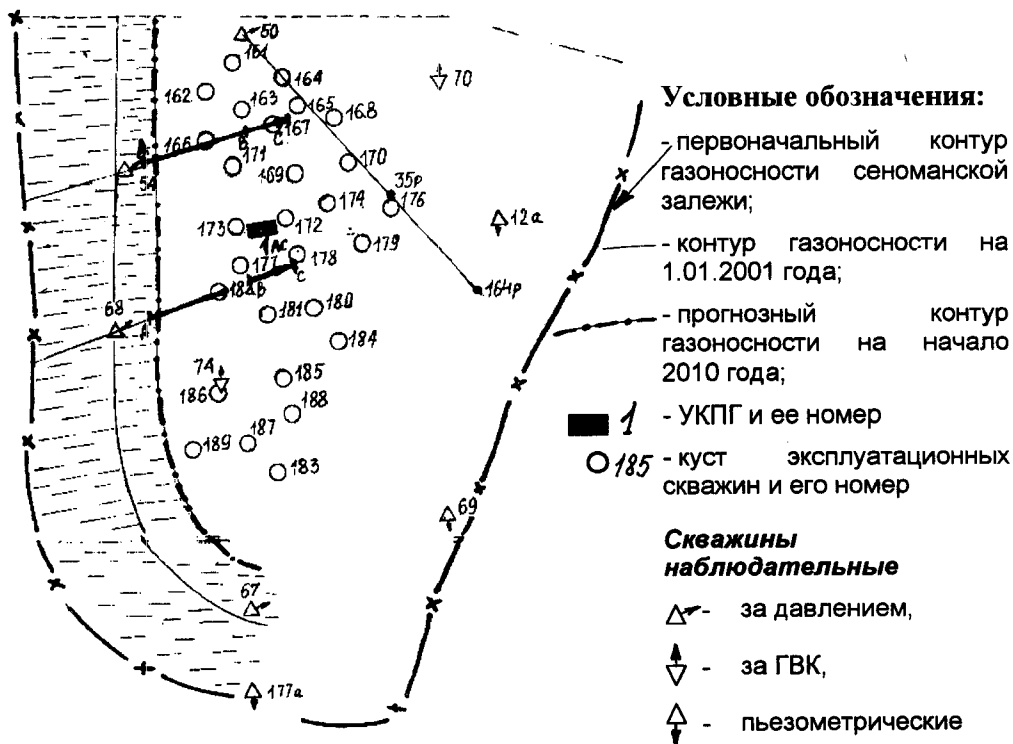


Рис.55. Фрагмент карты положения газовой контура по УКПГ-1А3 Уренгойского месторождения (сеноманские отложения) на 1.01.2001 г. и прогноз на начало 2010 г.

Таблица 14

Коэффициенты проницаемости, вычисленные по формуле (9.18) с использованием пластовых давлений в наблюдательных и добывающих скважинах на 1^{ое} июля 1983 г.

Направление от наблюдательной скважины к добывающей (или к кусту скважин)	Коэффициент проницаемости, м ²
№77 - №113	$48 \cdot 10^{-15}$
№350 - №214	$139 \cdot 10^{-15}$
№57-№411,512	$135 \cdot 10^{-15}$
№55 - №314, куст 35	$148 \cdot 10^{-15}$
№54 -№166	$165 \cdot 10^{-15}$
Среднее значение	$127 \cdot 10^{-15}$

Из табл.14 следует, что усредненное значение коэффициента проницаемости вдоль продуктивного пласта в четыре раза меньше обычно используемого ($0,6 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) в газогидродинамических расчетах.

Отличие объясняется наличием непроницаемых и слабо проницаемых пропластков хотя и ориентированных по простиранию продуктивного массива, но все же оказывающих значительное сопротивление при фильтрации газа, так как существенно увеличивается длина линий тока при обтекании непроницаемых включений.

Имея оценки фактических коэффициентов псевдопроницаемости (табл.14) по формуле (9.18) можно вычислить фактические расстояния от добывающих скважин до положения продвинувшегося внешнего контура газоносности на любую дату в процессе разработки и рассчитать значения пластовых давлений как функции от расстояния по направлению к этому новому положению текущего контура газоносности. Но при таком подходе при расчете расстояния до текущего контура газоносности по формуле (9.18) можно допустить большую ошибку, так как величина оцениваемого расстояния весьма чувствительна к погрешности, допускаемой при

определении проницаемости. Погрешность же последней зависит от точности измерения пластовых давлений.

Поэтому для более достоверного определения продвижения контура газоносности можно использовать иной подход, который будет изложен в следующем разделе.

В табл.15 приведены результаты аналогичных вычислений усредненной проницаемости (формула 9.18), но уже по данным карт изобар на 1.07.83 г. и 1.01.84 г., построенным геологической службой “Уренгойгазпрома”. При этом имелась возможность более точно определить темп падения давления “С”, входящий в формулу (9.18), сопоставив пластовые давления на указанные две даты. Кроме этого, в табл.15 для каждого направления приведены расстояние R от добывающей скважины (куста скважин) до положения газоводяного контура и расстояние L между добывающей и наблюдательной (или разведочной) скважинами.

Таблица 15

Значения усредненных проницаемостей вдоль напластования сеноманских отложений Уренгойского месторождения, вычисленные по формуле (9.18).

Направление, по которому вычислялось значение проницаемости (номера скважин и кустов)	C, Па/с	L, м	R, м	$K \cdot 10^{15} \text{ м}^2$
По данным на 1.07.83 г.				
50 - 35р - 164р	$0,632 \cdot 10^{-2}$	9000	16000	168
350 - 26	$1,04 \cdot 10^{-2}$	6500	7600	115
112р - 21	$1,07 \cdot 10^{-2}$	6000	11000	177
55н - 35р	$1,025 \cdot 10^{-2}$	2200	9000	109
59 - 513	$0,739 \cdot 10^{-2}$	6200	8200	50
Среднее значение				112,8
По данным на 1.01.84 г.				
59 - 513	$1,33 \cdot 10^{-2}$	6200	8200	98
350 - 26	$1,07 \cdot 10^{-2}$	6500	7600	79
61 - 711	$1,0 \cdot 10^{-2}$	3000	8500	166
Среднее значение				114,3

По направлению скважин №50-№35р, по которому определялась усредненная проницаемость, в 13 км от скважины №50 находится скважина №164р (рис.56). Полученное значение проницаемости ($168 \cdot 10^{15} \text{ м}^2$) по пластовым давлениям на скважинах 50-35р было использовано для расчета по формуле (9.17) давления на скважине 164р и оно оказалось равным 117,35 ата. Фактически замеренное давление на ту же дату (1.07.83) по этой скважине составляло 116,9 ата. Расхождение в 0,45 в таких расчетах вполне допустимо, учитывая погрешность замеров и расчет по приближенной формуле (9.17).

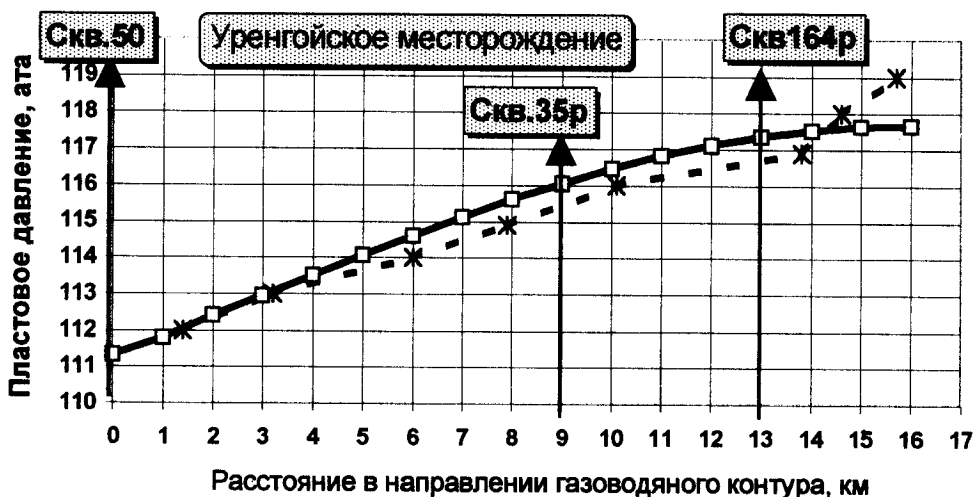


Рис.56. Распределение расчетного пластового давления по направлению скважин 50-35р-164р (сплошная линия) и построенного с карты изобар по тому же направлению (пунктирная линия) на 1.07.83 г.

Имея усредненные проницаемости по нормальным к газоводяному контуру направлениям, по формуле (9.17) по тем же направлениям можно построить эпюры распределения пластового давления. Они представлены на графиках (рис.56, 57, 58).



Рис.57. Возрастающее пластовое давление от разбуренной зоны месторождения до газоводяного контура по направлениям от добывающих скважин (кустов) к разведочным и наблюдательным (на 1.01.84)

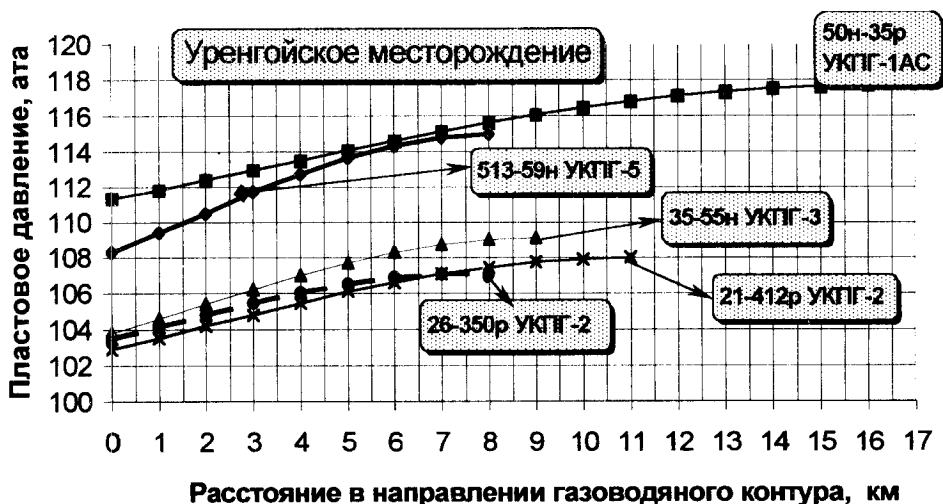


Рис. 58. Возрастающее пластовое давление от разбуренной зоны месторождения до газоводяного контура по направлениям от добывающих скважин (кустов) к разведочным и наблюдательным (на 1.07.83)

Из графиков (рис.56, 57, 58) видно, что пластовое давление от границы разбуренной зоны по направлению к газоводяному контуру возрастает почти линейно и только вблизи контура темп его нарастания снижается.

Почти линейная зависимость изменения давления от расстояния используется в дальнейшем при выводе приближенной формулы продвижения газоводяного контура в процессе разработки месторождения. Формула(9.17) может быть использована также при построении карт изобар для проведения линий равных давлений продуктивного пласта в тех зонах, где отсутствуют наблюдательные и пьезометрические скважины. В настоящее время изобары в этих зонах наносятся на карту чисто условно. С использованием формулы (9.17) появляется некоторая обоснованность и достоверность таких построений. Разумеется, предварительно должны быть определены усредненные проницаемости по формуле (9.18).

Для примера на рис.56 приведены графики распределения расчетного пластового давления с использованием формулы (9.17) по направлению скважин №№50н-35р-164р УКПГ-1АС Уренгойского месторождения (сплошная линия) и построенного с карты изобар по тому же направлению (пунктирная линия) на 1.07.83 г. Из составленных графиков виден характер отличий между расчетными и снятыми с карты изобар условно оцененными давлениями в зонах, где отсутствуют наблюдательные и пьезометрические скважины.

9.2. Вывод формулы для оценки продвижения газоводяного контура в процессе разработки сеноманских залежей

Поперечные профили продуктивной части массивных водоплавающих залежей, к которым относятся сеноманские залежи газовых месторождений Западной Сибири (Медвежьего, Уренгойского и др.) в начальный период их разработки можно схематично представить в виде треугольников, боковые стороны которых образуются линиями пересечения профильных плоскостей с поверхностью кровли пласта, а основания этих треугольников - пересечением тех же плоскостей с поверхностью газоводяного контура (рис.59).

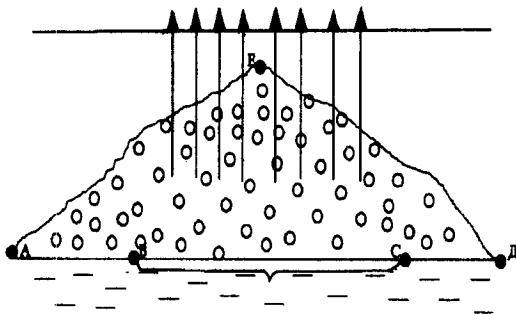


Рис.59. Поперечный профиль продуктивной части водоплавающей залежи в начальный период ее разработки

Продуктивные

пласты сеноманских отложений на месторождениях Севера Западной Сибири разбурены добывающими скважинами в своей центральной части (рис.59 зона BC). При этом размеры крыльевых неразбуренных частей АВ и CD составляют каждая примерно половину от размера разбуренной части BC.

С момента начала разработки месторождения начинает падать пластовое давление как в продуктивной, так и в водонасыщенной частях пласта. С этого же момента начинается продвижение подошвенных вод в газонасыщенную часть пласта, происходит деформация первоначальной плоскости газоводяного контакта.

При моделировании подъема газоводяного контакта удобнее рассматривать изменение пластового давления во времени на плоскости первоначального газоводяного контакта, чтобы не решать математические задачи с подвижной границей текущего газоводяного контакта, которые намного сложнее задач с неподвижной границей.

В сеноманских залежах месторождений Западной Сибири угол наклона кровли продуктивных пластов ($\angle EAB$ на рис.59) является малой величиной: тангенс этого угла порядка одной-двух сотых.

Сеноманские пласты имеют высокую проницаемость по простиранию, поэтому разница в пластовых давлениях между центральной разбуренной зоной (точкой "В" на рис.59) и границей газоводяного контура (точка "А") оказывается относительно небольшой. Например, для сеноманских пластов Уренгойского месторождения средний градиент давления по направлению от

разбуренной части к границе газоводяного контура имеет порядок 100 Па/м (1 ат/км). Если учесть, что расстояния от добывающих скважин, расположенных по границе центральной разбуренной зоны, до газоводяного контура в начале разработки месторождения колебался в пределах 5-10 км, то, следовательно, разность в пластовых давлениях между центральной зоной и по линии газоводяного контура будет в диапазоне 5-10 атм.

В предшествующих исследованиях [1, 2, 5] и в настоящей книге с использованием математической модели, учитывающей механизм разгазирования подошвенных вод при падении давления, была установлена взаимосвязь между объемом внедряющейся подошвенной воды через единицу площади плоскости первоначального ГВК и пластовым давлением на этой поверхности. Эта модель была адаптирована по фактическим промысловым данным по подъему газоводяного контакта на месторождениях Медвежьем и Уренгойском.

С объемом внедрившейся воды через единицу поверхности первоначального газоводяного контакта непосредственно связана высота подъема контакта h . Для зон нескольких УКПГ сеноманской залежи Уренгойского месторождения были рассчитаны прогнозные величины объемов внедрения пластовых вод через 1 м^2 поверхности первоначального ГВК вплоть до завершения разработки залежи. Прогнозная теоретическая зависимость была адаптирована по фактическим объемам внедрения пластовой воды на 1.01. 2000 г. Адаптация вызывается необходимостью уточнения значений усредненной проницаемости в вертикальном направлении в водоносном горизонте, подстилающем сеноманскую залежь.

Полученная адаптированная зависимость удовлетворительно аппроксимируется функцией

$$h = D(p_0 - p) \epsilon^{-\beta P}, \quad (9.19)$$

где h - высота подъема газоводяного контакта от его первоначального положения, м;

P_0, P - начальное и текущее пластовые давления, Па;

D и β - размерные коэффициенты аппроксимации ($D > 0$ $\beta > 0$).

Для зон всех УКПГ сеноманской залежи Уренгойского месторождения от второго до восьмого $D = 8,95 \cdot 10^{-6}$ $\beta = 2,0 \cdot 10^{-7}$; для зоны первого УКПГ, где подъем газовой контакта более интенсивен, $D = 1,058 \cdot 10^{-5}$, $\beta = 8,1 \cdot 10^{-8}$.

Пластовое давление P в точке A (рис.60) на плоскости первоначального газовой контакта приблизительно будет равно

$$\begin{aligned} P &= P_{пл} + \alpha(L - y) + \eta\xi + \rho g \cdot H = \\ &= P_{пл} + \alpha(L - y) + \eta\xi + \rho g(y - \xi) \cdot \operatorname{tg}\varphi \end{aligned} \quad (9.20)$$

- где
- $P_{пл}$ - пластовое давление в разбуренной зоне пласта;
 - L - расстояние от границы разбуренной зоны до положения первоначального газовой контура;
 - y - расстояние, на которое продвинулся первоначальный газовой контур от своего первоначального положения;
 - ξ - расстояние от текущего положения газовой контура до произвольной точки A в сторону положения первоначального газовой контура;
 - ρ - плотность пластовой воды;
 - g - ускорение силы тяжести;
 - φ - средний угол наклона кровли пласта к плоскости первоначального газовой контакта;
 - H - толщина продуктивной части пласта в точке A ;
 - α, η - средние градиенты пластового давления в газовой и обводненной частях продуктивного пласта по направлению от разбуренной центральной области к линии первоначального газовой контура соответственно.

Запись второго и третьего слагаемого в формуле (9.20) предполагает линейное возрастание давления как в газовой, так и в обводненной части пласта в направлении от разбуренной зоны к газовой контуру.

Что касается газовой части, то практически линейное изменение давления было показано построением графиков (рис.56, 57, 58) распределения давления по формуле (9.17).

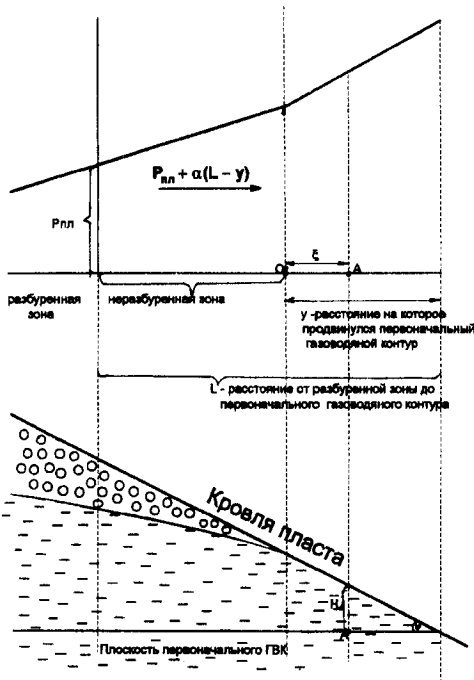


Рис. 60. Схематическая эпюра распределения пластового давления по направлению от разбуренной части продуктивного пласта к линии первоначального газоводяного контура (верхняя линия рисунка) и конфигурация подъема и продвижения подошвенных вод (нижняя часть рисунка)

Средние фактические значения градиентов давления (Па/м) в газонасыщенной зоне пласта по направлениям от разбуренной части к крыльевым областям в сенманской залежи Уренгойского месторождения (по картам изобар ООО"Уренгойгазпром") приведены в таблице 16.

Сложнее обстоит дело с фактическими значениями градиентов в обводненной зоне. Такие данные практически отсутствуют. Теоретический расчет весьма труден и ненадежен. Единичная оценка такого градиента может быть сделана с использованием данных о пластовых давлениях по пьезометрической скважине №200, находящейся за первоначальным газоводяным контуром. В среднем он оказывается равным 450 Па/м, т.е. в 3-4 раза больше, чем в газовой части пласта.

Средние фактические значения градиентов давления α (Па/м) в газонасыщенной зоне пласта по направлениям от разбуренной части к крыльевым областям в сеиманской залежи Уренгойского месторождения (по картам изобар ООО "Уренгойгазпром")

Зоны УДПГ	По направлениям, проходящим через скважины	на 01.1998	на 01.1999	на 01.2000	на 01.2001	Среднее по направлениям
1	2	3	4	5	6	7
1АС	182-68	109	—	111	120	113
1АС	166-54	38	60	57	53	52
1АС	183-67	—	68	75	—	72
1	113-77	194	123	74	68	115
2	214-350	57	46	72	73	62
2	52-112	100	—	120	135	118
3	(314-35)-55	33	139	200	—	124
3	(316-315)-53	198	274	350	312	284
4	(512-411)-57	121	153	165	164	151
5	517-59	181	175	214	233	201

Указанное значение градиента в обводненной части пласта было принято при расчете продвижения газоводяного контура до 2010 года, в газовой части использовались значения, приведенные в табл.16.

Что касается четвертого слагаемого, то оно определяет давление, которое создает на плоскости первоначального газоводяного контакта столб воды высотой $H = \rho g(y - \xi) \operatorname{tg} \varphi$

Если подставить значение давления P по формуле (9.20) в формулу, определяющую высоту подъема внедряющейся подошвенной воды как функцию пластового давления на плоскости первоначального газоводяного контакта (9.19)

$$h = D(P_0 - P)e^{-\beta P} \beta > 0,$$

где D и β - постоянные параметры и P_0 - начальное пластовое давление, то можно получить значение высоты столба внедрившейся подошвенной воды в любой точке первоначальной плоскости ГВК за границей текущего газоводяного контура по направлению к первоначальному его положению.

Разумеется, высота такого столба в некоторой точке A , лежащей в промежутке $0 \leq \xi \leq y$ (координата точки ξ отсчитывается от начала координат O к положению первоначального газоводяного контура) будет больше, чем расстояние H между плоскостью первоначального ГВК и

кровлей продуктивного пласта. Излишек пластовой воды, содержащийся в этом превышении, продвинется в сторону разбуренной части пласта.

Подстановка давления P по формуле (9.20) в формулу (9.19) дает следующий результат:

$$h = D(P_0 - P_{пл} - \alpha L + \alpha^* y - \eta^* \xi) \cdot \text{EXP}[-\beta(P_{пл} + \alpha L - \alpha^* y + \eta^* \xi)] \quad (9.21)$$

где $\alpha^* = \alpha - \rho g t g \varphi$ и $\eta^* = \eta - \rho g t g \varphi$.

Если теперь проинтегрировать высоту подъема газовой контактной поверхности h , выраженную формулой (9.21), по ξ от 0 до y , то значение интеграла будет численно равно объему обводненной породы на единицу толщины продуктивного пласта (толщина измеряется по направлению, перпендикулярному площади чертежа на рис.61).

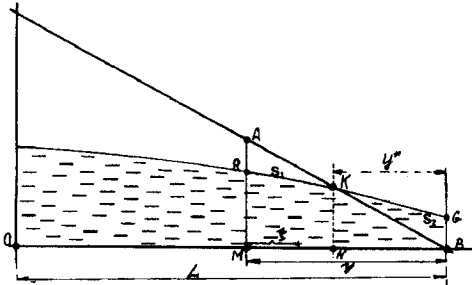


Рис.61. Схема, поясняющая вывод формулы, определяющей величину продвижения газовой контактной поверхности от ее первоначального положения

Строго говоря, в промежутке от точки М до точки N интегрировать нужно было бы не формулу (9.21), а другую, в которой высота подъема газовой контактной поверхности в каждой точке меньше расстояния между плоскостью ее начального положения и кровлей продуктивного пласта. Но при этом оказывается неизвестным положение подвижной точки "К". Если же интегрируется формула (9.21), то объем MRKN оказывается меньше фактического, так как в формуле (9.21) гидростатическое противодавление на плоскость первоначального газовой контактной поверхности определяется высотой столба воды, равной толщине продуктивного пласта в данной точке, а не высотой текущего подъема газовой контактной поверхности над его первоначальным

положением. Но такое упрощение уменьшает величину “У” - продвижения газоводяного контура от его первоначального положения.

Следует заметить, что избыток внедрившейся воды KGB сверх объема, ограниченного кровлей продуктивного пласта НКВ переместится в зону МАКН, так что объем РАК будет равен объему KGB. Но так как расчетный объем MRKN, как уже было сказано, будет меньше фактического, то расчетное продвижение контура “У” окажется несколько меньше фактического.

Интегрирование h по ξ в пределах от 0 до У приводит к следующему результату
$$\int_0^y h d\xi = De^{-\beta P^*} y e^{\beta \alpha^* y} [P_0 - P^* - (\eta^* - \alpha^*) y], \quad (9.22)$$

где $P^* = P_{пл} + \alpha L$, $P_{пл}$ - пластовое давление на дату, для которой рассчитывается величина продвижения газоводяного контура “У” от его первоначального положения.

Но внедрившийся объем единичной толщины, вычисленный по формуле (9.22), будет равен объему треугольника МАВ с толщиной равной единице длины. Так как $AM = y \cdot \operatorname{tg} \varphi$, то площадь треугольника АМВ будет равна

$$S_{\Delta AMB} = \frac{1}{2} y^2 \operatorname{tg} \varphi. \quad (9.23)$$

После приравнивания выражений по формулам (9.22) и (9.23), получается трансцендентное уравнение относительно “У”

$$De^{-\beta P^*} e^{\beta \alpha^* y} [P_0 - P^* - (\eta^* - \alpha^*) y] = \frac{y \operatorname{tg} \varphi}{2}. \quad (9.24)$$

Так как показатель экспоненты $\beta \alpha^* y$ является величиной меньшей 0.5, то если разложить экспоненту в ряд Маклорена и ограничиться первыми двумя членами, можно получить квадратное уравнение относительно y .

$$y^2 - \left[\frac{P_0 - P^*}{\eta^* - \alpha^*} - \frac{1}{\beta \alpha^*} - \frac{\operatorname{tg} \varphi}{2De^{-\beta P^*} \beta \alpha^* (\eta^* - \alpha^*)} \right] y - \frac{(P_0 - P^*)}{\beta \alpha^* (\eta^* - \alpha^*)} = 0, \quad (9.25)$$

Если в этом уравнении обозначить число в квадратных скобках через “а”, а модуль свободного члена через “b”, то уравнение (9.25) запишется в виде

$$y^2 - ay - b = 0 \quad (9.26)$$

и его решение, соответствующее величине продвижения контура будет

$$y = \frac{1}{2}a + \sqrt{\frac{1}{4}a^2 + b}. \quad (9.27)$$

Следует заметить, что выражение в квадратных скобках всегда отрицательно, т.е. $a < 0$.

Можно получить и более простую формулу для вычисления “у”, если учесть, что после замены в формуле (9.24) экспоненты $\operatorname{EXP}(\beta \alpha^* y)$ двумя членами ряда, получающееся при этом в квадратных скобках слагаемое $-\beta \alpha^* (\eta^* - \alpha^*) y^2$ оказывается по модулю в пределах 2% от суммы остальных слагаемых и поэтому без большой погрешности оно может быть отброшено.

В этом случае из полученного линейного уравнения может быть найдена следующая формула для расчета величины продвижения газовой контура:

$$y \approx \frac{2De^{-\beta P^*} (P_0 - P^*)}{\operatorname{tg} \varphi + 2De^{-\beta P^*} [\eta - \alpha - \beta \alpha^* (P_0 - P^*)]}. \quad (9.28)$$

В дальнейшем для прогнозных расчетов продвижения газовой контура будет использоваться только формула (9.28), дающая небольшую погрешность по сравнению с формулой (9.27), но значительно упрощающая расчеты и позволяющая в полном соответствии с физическими представлениями прогнозировать изменение величины “У” в зависимости от

изменения входящих в нее параметров, в частности, градиентов давления α и η .

При их увеличении уменьшается величина “У”. Если для η это очевидно, то в отношении градиента α следует учитывать, что он входит в показатель степени экспоненты, т.к. $P^* = P_{пл} + \alpha L$

В формуле (9.28) предполагается, что только после подъема газовой воды на полную толщину газоносного пласта начинается движение пластовой воды, которая продолжает поступать в данном месте, в сторону разбуренной части месторождения. В действительности в силу послойной неоднородности продуктивного пласта движение газовой воды к осевой части складки может быть более ускоренным, если на некотором расстоянии от плоскости первоначального газовой воды контакта имеется непроницаемый или слабопроницаемый пропласток MN (рис.62), простирающийся на большую площадь.

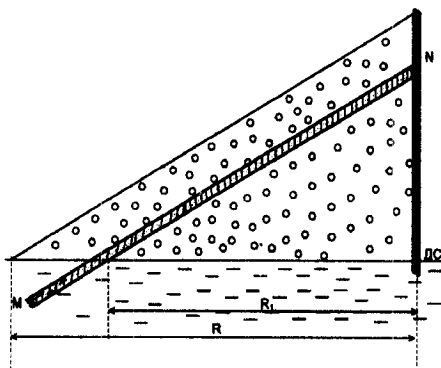


Рис.62. Схема, поясняющая продвижение газовой воды с учетом влияния послойной неоднородности пласта.

ДС - добывающая скважина;

R - расстояние до начального положения газовой воды контакта;

R₁ - расстояние до линии пересечения плоскости первоначального газовой воды контакта с плоскостью подошвы непроницаемого или слабопроницаемого пропластка

В этом случае формула (9.28) оказывается также справедливой. Только вместо значения расстояния до начала положения газовой воды контакта R в нее нужно подставлять значение R₁ - расстояния до линии пересечения плоскости первоначального газовой воды контакта с плоскостью подошвы непроницаемого или слабопроницаемого пропластка. Если таких пропластков несколько, то расстояние R₁ должно относиться к самому нижнему из них.

В табл.17 приведены расчетные значения расстояний по формуле (9.28), на которые продвинулся газонефтяной контур от его первоначального положения на 1.01.2001 г. и продвинется на начало 2010 года. В верхней части табл.17 продвижение контура рассчитано без учета влияния послойной неоднородности пласта, в нижней - для направлений, по которым имеются геологические профили, или, по крайней мере, они есть по ближайшим параллельным направлениям. Эти расстояния отложены также на карте (рис. 52, 53, 54, 55), и через их концы проведены расчетные положения газоводяного контура на те же даты.

Таблица 17

Расчетные значения расстояний Y (м) по формуле (9.28), на которые продвинулся газоводяной контур (м) от его первоначального положения

Зона УКПГ	Движение контура по направлению скважин	Пластовое давление Рпл., ата на 01.2001	Прогноз Рпл., ата по УКПГ на 01.2010	Фактический средний градиент давления α , Па/м	tq ф	Расчетное значение расстояния Y , на которое продвинулся контур, м	
						на 01.2001г.	на 01.2010г.
1. Без учета влияния послойной неоднородности пласта							
1 АС	182 – 68	41,9	28,4	128,5	0,013	3047	4561
1 АС	166 – 54	40,4	28,4	52,0	0,013	3387	4645
1 АС	183 – 67	48,6	28,4	82,3	0,013	2520	4518
1	110	42,0	21,8	122,2	0,01	6745	9767
1	113 – 77	40,7	21,8	122,2	0,022	3806	5361
2	214 – 350	38,4	19,3	65,6	0,019	2502	4123
2	52 – 112	41,8	19,3	121,2	0,014	2744	5257
3	(314-35) - 35	36,6	15,7	112,5	0,018	2487	4445
3	(316-315)-35	38,1	15,7	306,0	0,011	2777	6632
4	(512-411)-57	35,3	15,2	151,2	0,015	2870	5189
5	517 – 59	36,4	18,4	199,6	0,014	2916	5183
5	516	37,7	18,4	199,6	0,009	4360	8327
2. С учетом влияния послойной неоднородности пласта							
1 АС	166 – 54	40,4	28,4	52	0,013	3587	4889
1 АС	182-68	41,9	28,4	128,5	0,13	3529	5210
2	214 – 350	38,4	19,3	65,6	0,019	2688	4381
2	215 – 112	38,5	19,3	122,2	0,014	3152	5427
4	44-8-133	36,4	15,2	151,2	0,014	3677	6709
6	66	36,6	20,9	200,0	0,016	2944	4794
6	618 – 60Н	38,2	20,9	200,0	0,016	2794	4794

Расчетное положение газоводяного контура на 2010 год (рис. 52, 53, 54, 55) позволяет более обоснованно прогнозировать обводнение отдельных кустов и даже групп кустов скважин. Вероятность обводнения того или иного куста зависит от расстояния от этого куста до положения газоводяного

контура: чем это расстояние меньше, тем вероятность обводнения выше, так как расчетная модель дает минимальное перемещение контура, ибо предполагает поршневое его продвижение. На самом же деле при слоистом строении пласта фильтрация подошвенной воды по отдельным высокопроницаемым пропласткам может значительно опережать среднее продвижение контура.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что к 2010 году газоводяной контур практически вплотную приблизится к разбуренной зоне залежи. Поэтому специалистами ВНИИГАЗа при проектировании разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения было принято обоснованное как с технологической, так и с экономической точек зрения решение располагать добывающие скважины внутри изопахиты 60 м. Если бы зона расположения добывающих скважин была расширена за пределы этой изопахиты, то до 2010 г. периферийные скважины этой расширенной зоны оказались бы полностью обводненными и должны были бы быть выведены из эксплуатации. По этой причине те специалисты, которые настаивали и продолжают настаивать до сих пор на более равномерной расстановке скважин и кустов, якобы с целью повышения промышленного коэффициента конечной газоотдачи, просто не учитывают интенсивного продвижения газоводяного контура при подъеме газоводяного контакта.

9.3. Примеры прогнозирования обводнения добывающих скважин за счет продвижения газоводяного контура (для сеноманской залежи Уренгойского месторождения)

Долгосрочный прогноз обводнения должен в первую очередь определить те добывающие скважины или группы скважин, которые могут оказаться в зонах, где продуктивный пласт обводнен на всю продуктивную толщину или на ее большую часть. Такие скважины либо совсем не подлежат капитальному ремонту, либо, в случае наличия относительно

малой оставшейся газонасыщенной толщины, проработают только короткий срок после ремонта, так что затраты на его проведение могут не оправдаться.

Поэтому в настоящей работе принята следующая процедура прогноза обводнения добывающих скважин.

Вначале сделан прогноз продвижения газоводяного контура.

На фрагментах карты сеноманской залежи Уренгойского месторождения (рис.52 - 55) нанесено прогнозное положение газоводяного контура на 1.01.2010 г. (штрих пунктирные линии). Расчеты для этого случая сделаны без учета влияния послойной неоднородности продуктивного пласта. Как уже было показано, послойная неоднородность значительно увеличивает расстояние, на которое продвигаются пластовые воды к разбуренной зоне вдоль отдельных проницаемых пропластков, по сравнению с тем расстоянием, которое получается, если пласт рассматривается как однородный. Поэтому на тех же фрагментах карты жирными сплошными линиями нанесены направления, концы которых со стороны разбуренной зоны, обозначенные стрелками, показывают положение газоводяного контура в нижнем продуктивном прослое на начало 2010 г. На указанных стрелкам буквой "А" обозначено начальное положение газоводяного контура в прослое, над которым лежит непроницаемый пропласток, буквой "В" - положение этого контура на 1.01.2001 г. и буквой "С" - его прогнозное положение на начало 2010 года. Продвижение по нижним прослоям оказывается намного большим, чем продвижение первоначального газоводяного контура для однородного пласта. Расчетное (без учета слоистости) положение газоводяного контура на 1.01.2001 обозначено тонкими сплошными линиями.

Последующий анализ картины прогнозного обводнения скважин на начало 2010 года заключался в следующем. По зоне каждого УКПГ выбирались те группы скважин, которые ближе других расположены к прогнозируемому газоводяному контуру. Затем в районе выбранных групп оценивался подъем газоводяного контакта. Здесь следует обратить внимание

на то обстоятельство, что движение газоводяного контура происходит вдоль напластования, а подъем газоводяного контакта нормально к нему.

Оценка общего объема внедрения пластовых вод на начало 2010 года производилась по среднему пластовому давлению для зоны каждого УКПГ, а распределение этого объема по площади УКПГ для определения высоты подъема делалось пропорционально фактическому подъему газоводяного контакта на 1.01.2001 г. Такой подход, при котором считается, что поверхность газоводяного контакта поднимается примерно эквидистантно, оправдан, начиная с определенного времени разработки месторождения. Он подтверждается фактическими геологическими данными о подъеме газоводяного контакта. С использованием сеточной области определены значения подъема газоводяного контакта в метрах по зонам отдельных УКПГ. Далее на этих сеточных картах размещались отобранные для анализа кусты скважин, чтобы оценить положение газоводяного контакта на начало 2010 г. в районе каждого куста и интервал вскрытия каждой скважины в кусте сопоставлялся с подъемом ГВК. Учитывалось также состояние цементного камня за эксплуатационной колонной. Если он был разрушен или отсутствовал, то подъем пластовой воды по заколонному пространству должен превышать положение газоводяного контакта на величину столба пластовой воды, оказывающему давление, равное рабочей депрессии в данной скважине.

В результате проведенного анализа по изложенной выше процедуре были определены номера скважин, которые с большой степенью вероятности будут обводнены к началу 2010 года и, что самое главное, капитальный ремонт в значительной части из них проводить будет бесполезно, так как продуктивный пласт в этих скважинах будет обводнен на всю толщину.

Сопоставляя положение газоводяного контура на начало 2010 года с расположением кустов скважин, можно утверждать, что имеется высокая вероятность полного (до кровли продуктивного пласта) обводнения всех скважин следующих кустов:

- ⇒УКПГ-1АС -189*, 186*, 182*, 177, 178, 166*, 167, 162*;
 ⇒УКПГ-1 - 113*, 16*, 19*, 110*, 18*;
 ⇒УКПГ-2 - 214*,212*,210*,216*,215;
 ⇒УКПГ-3 - 315*, 316*;
 ⇒УКПГ-4 - 413, 44*, 417*, 418, 411;
 ⇒УКПГ-5 - 516*, 510*, 55*, 515, 52,518;
 ⇒УКПГ-6 - 618*, 66*, 612*, 614.

При этом бо́льшая вероятность быть затопленными краевой водой у кустов, отмеченных звездочкой.

В тех скважинах (исключая последние пять), до которых не дойдет газовой контур, можно будет проводить капитальные ремонты, в первую очередь в зоне кустов с максимальной оставшейся газонасыщенной толщиной. Для указанных выше кустов оставшаяся газонасыщенная толщина приведена в табл.18.

Таблица 18

Оценка значений газонасыщенных толщин (м) к началу 2010 г. при подъеме ГВК в зоне расположения кустов, если куст не будет затоплен продвинувшимся газодояным контактом

№ куста	Оставшаяся толщина пласта не более, м	№ куста	Оставшаяся толщина пласта не более, м	№ куста	Оставшаяся толщина пласта не более, м	№ куста	Оставшаяся толщина пласта не более, м
15	затоплен	210	75	316	35	55	95
16	50	212	90	44	75	515	70
18	45	214	80	411	80	516	75
19	25	215	50	413	60	66	90
110	40	216	50	417	60	614	100
113	45	315	35	418	70		

10. Модель напряженного состояния призабойной зоны

Текущие и конечный промышленные коэффициенты газоотдачи в значительной степени будут зависеть от надежности эксплуатации добывающих скважин на завершающей стадии разработки. Если в зонах, где продуктивный пласт полностью обводнится, добывающие скважины будут навсегда выведены из эксплуатации, то на участках, где в продуктивном разрезе остается газонасыщенная толщина, продолжительность эксплуатации обводняющихся добывающих скважин всецело определится теми геолого-техническими мероприятиями, которые будут направлены на сохранение скважин в работоспособном состоянии. Нормальная работа добывающих скважин, эксплуатирующих сеноманские отложения, на завершающем этапе разработки нарушается по причине обводнения их пластовой и конденсационной водой и интенсивного разрушения призабойной зоны с образованием песчаных пробок и выносом абразивного материала в шлейфы и аппараты промысловой подготовки газа. Поэтому геолого-технические мероприятия, проводимые на газодобывающих предприятиях в этот период, должны быть направлены на предотвращение указанных негативных явлений. От успешности проведения этих мероприятий прямо будут зависеть сроки жизни добывающих скважин и коэффициенты газоотдачи.

В свою очередь успешность применения существующих геолого-технических мероприятий по продлению срока жизни скважин и разработка новых способов и технических средств по борьбе с обводнением и разрушением пласта будет зависеть от правильного понимания механизма физических процессов, происходящих в продуктивном пласте и призабойных зонах скважин на завершающем периоде разработки. Последующие разделы книги посвящены уточнению причин разрушения призабойной зоны пластов сеноманских отложений и анализу видов и стоимости капитальных ремонтов в обводняющихся скважинах.

Напряжения, разрушающие породу в призабойной зоне скважины, возникают по трем причинам:

- ✓ *Пробуренная в массиве горных пород скважина вызывает перераспределение напряжений, обусловленных весом горных пород. При этом вокруг ствола скважины возникает концентрация напряжений.*
- ✓ *Снижение пластового давления приводит к снижению противодействия на границы раздела продуктивного пласта и окружающих его горных пород, что в свою очередь вызывает дополнительные напряжения в продуктивном пласте по сравнению с начальными, вызванными весом горных пород.*
- ✓ *Фильтрующий газ (или жидкость) из пласта к скважине ввиду трения о породу создает объемные силы, которые вызывают соответствующие этим силам напряжения. Далее оцениваются напряжения, вызываемые всеми перечисленными причинами.*

10.1. Напряженное состояние, вызываемое фильтрацией газа (жидкости) к стволу скважины

Вынос больших объемов песка из скважин сеноманских отложений, образование песчаных пробок, высотой в десятки метров, и акустический каротаж свидетельствуют о том, что за стенкой обсадной колонны образуются каверны, соосные скважине. Поэтому в первом приближении в качестве модели можно рассматривать напряженное состояние вызванное в длинном полом пронизаемом цилиндре с внутренним радиусом r_c , равным радиусу каверны, и внешним r_k , который будет определен в дальнейшем.

Через цилиндр со стороны внешней цилиндрической поверхности с радиусом r_c фильтруется флюид (газ или жидкость). Закон распределения давления флюида вдоль радиуса известен. Начало координат выбирается в центре каверны. Ось OZ направляется по оси цилиндра. Решается плоская задача теории упругости при условии, что напряжения σ_z на площадках, перпендикулярных оси OZ, равны нулю (плоское напряженное состояние) (рис.63).

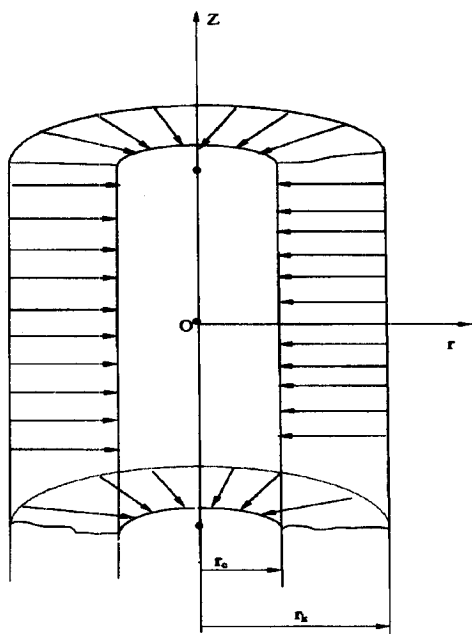


Рис.63. Схема нагружения породы призабойной зоны объемными силами при фильтрации жидкости (газа)

В связи с тем, что при решении задачи учитывается сжимаемость зерен пористой породы, уравнение для радиального перемещения “U” и напряжений должны быть получены из общей системы уравнений теории упругости в перемещениях для пространственного случая [22, 23]:

$$\Delta u - \frac{u}{r^2} + \frac{1}{1-2\mu} \frac{\partial e}{\partial r} - \frac{2(1-\mu)S}{1-2\mu} \cdot \frac{dP}{dr} = 0; \quad (10.1)$$

$$\Delta w + \frac{1}{1-2\mu} \frac{\partial e}{\partial z} = 0; \quad (10.2)$$

$$\Delta = \frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{\partial^2}{\partial z^2};$$

$$e = \frac{\partial u}{\partial r} + \frac{u}{r} + \frac{\partial w}{\partial z}; \quad (10.3)$$

$$S = \frac{(1+\mu)(1-2\mu)(1-\theta)}{(1-\mu)E};$$

$$\theta = \frac{(1 - 2\mu^*) \cdot E}{(1 - 2\mu) \cdot E^*},$$

где u и w соответственно радиальное перемещение и перемещение в направлении оси OZ ;

μ , E - коэффициент Пуассона и модуль Юнга для пористой породы в целом;

μ^* , E^* - аналогичные упругие константы для материала скелета породы (для зерен породы);

P - давление фильтрующегося флюида как функция от радиуса $P=P(r)$.

Напряжения выражаются через перемещения следующим образом

$$\tau = G \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial r} \right);$$

$$\sigma_z = 2G \left[\frac{\partial w}{\partial z} + \frac{\mu}{1 - 2\mu} e + \chi(p_k - p) \right]; \quad (10.4)$$

$$\sigma_r = 2G \left[\frac{\partial u}{\partial r} + \frac{\mu}{1 - 2\mu} e + \chi(p_k - p) \right], \quad (10.5)$$

$$\sigma_\theta = 2G \left[\frac{u}{r} + \frac{\mu}{1 - 2\mu} e + \chi(p_k - p) \right], \quad (10.6)$$

где $G = \frac{E}{2(1 + \mu)}$; $\chi = \frac{(1 + \mu)(1 - \phi - \theta)}{E}$;

ϕ - пористость продуктивного пласта;

P_k - давление фильтрующегося флюида при $r = r_k$

В записанных формулах τ - касательное напряжение ,

σ_z , σ_r и σ_θ - нормальные напряжения соответственно на площадках перпендикулярных оси OZ , оси Og и параллельных вдоль радиуса образующим цилиндра (осевое, радиальное и окружное напряжения).

Далее задача решается для фильтрации газа.

С хорошим приближением для установившейся фильтрации газа зависимость давления от радиуса может быть представлена следующим образом

$$P(r) \approx P_K - D \cdot \ln \frac{r_K}{r}, \quad (10.7)$$

где

$$D = \frac{1}{2\bar{p}} \cdot \frac{p_K^2 - p_c^2}{\ln \frac{r_K}{r_c}}; \quad (10.8)$$

$$p_c < \bar{p} < p_K.$$

Воспользовавшись условием $\sigma_z = 0$, из соотношения (10.4) находим

$$\frac{\partial w}{\partial z} = -\frac{\mu}{1-\mu} \left(\frac{\partial u}{\partial r} + \frac{u}{r} \right) - \frac{(1-2\mu)}{1-\mu} \chi D \cdot \ln \frac{r_K}{r}. \quad (10.9)$$

Подставляя полученное выражение в формулу для объемной деформации “e” находим

$$e = \frac{\partial u}{\partial r} + \frac{u}{r} + \frac{\partial w}{\partial z} = \frac{1-2\mu}{1-\mu} \left(\frac{\partial u}{\partial r} + \frac{u}{r} \right) - \frac{(1-2\mu)}{1-\mu} \chi D \cdot \ln \frac{r_K}{r}. \quad (10.10)$$

Вводя найденное значение для “e” в формулу (10.1), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение для радиального перемещения “u”

$$\begin{aligned} & \frac{2-\mu}{1-\mu} \frac{d}{dr} \left(\frac{du}{dr} + \frac{u}{r} \right) - \frac{(1-2\mu)}{1-\mu} \chi D \frac{d}{dr} \left(\ln \frac{r_K}{r} \right) - \\ & - \frac{2(1-\mu)\mathcal{S}}{1-2\mu} \cdot \frac{d}{dr} \left(p_K - D \cdot \ln \frac{r_K}{r} \right) = 0. \end{aligned} \quad (10.11)$$

Первое интегрирование дает:

$$\frac{du}{dr} + \frac{u}{r} = -BD \cdot \ln \frac{r_K}{r} + C_1, \quad (10.12)$$

где

$$B = \frac{(1+\mu)[(1-2\mu)(1-\theta) + \phi]}{(2-\mu) \cdot E}.$$

Решая дифференциальное уравнение первого порядка (10.12), окончательно получаем:

$$u = -BD \left(\frac{1}{2} r \cdot \ln \frac{r_k}{r} + \frac{1}{4} r \right) + \frac{1}{2} C_1 r + \frac{C_2}{r}. \quad (10.13)$$

В полученном решении C_1 и C_2 произвольные постоянные, которые необходимо определить из граничных условий для радиального напряжения σ_r .

Используя формулу (10.5) для σ_r и полученное выражение для радиального перемещения (10.13), найдем

$$\sigma_r = \frac{E}{1+\mu} \left\{ \left[\frac{(1-2\mu)}{1-\mu} \chi - \frac{(1+\mu)}{2(1-\mu)} B \right] D \cdot \ln \frac{r_k}{r} + \frac{1}{4} BD + \frac{(1+\mu)}{2(1-\mu)} C_1 - \frac{C_2}{r^2} \right\}. \quad (10.14)$$

Граничные условия для σ_r будут следующими:

- 1) при $r=r_c$ $\sigma_r = -(1-\phi)p_c$;
- 2) при $r=r_k$ $\sigma_r = 0$. (10.15)

Подстановка граничных условий в выражение (10.14) дает для произвольных постоянных C_1 и C_2 следующие значения:

$$C_1 = \frac{2(1-\mu)}{1+\mu} \cdot \frac{1}{r_k^2} \left[AD \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{(1+\mu)(1-\phi)}{E} P_c \right] / \left(\frac{1}{r_c^2} - \frac{1}{r_k^2} \right) - \frac{(1-\mu)}{2(1+\mu)} BD; \quad (10.16)$$

$$C_2 = \left[AD \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{(1+\mu)(1-\phi)}{E} P_c \right] / \left(\frac{1}{r_c^2} - \frac{1}{r_k^2} \right), \quad (10.17)$$

где $A = \frac{(1-2\mu)}{1-\mu} \chi - \frac{(1+\mu)}{2(1-\mu)} B$.

Подставляя значения произвольных постоянных (10.16) и (10.17) в формулы (10.5) и (10.6) получаем окончательные выражения для радиального и тангенциального напряжений

$$\sigma_r = \frac{E}{1+\mu} \left\{ AD \cdot \ln \frac{r_k}{r} - \left(\frac{1}{r^2} - \frac{1}{r_k^2} \right) \left[AD \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{(1+\mu)(1-\theta)}{E} P_c \right] / \left(\frac{1}{r_c^2} - \frac{1}{r_k^2} \right) \right\}; \quad (10.18)$$

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1+\mu} \left\{ AD \cdot \ln \frac{r_k}{r} - \frac{1}{2} BD + \left(\frac{1}{r^2} + \frac{1}{r_k^2} \right) \left[AD \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{(1+\mu)(1-\theta)}{E} P_c \right] / \left(\frac{1}{r_c^2} - \frac{1}{r_k^2} \right) \right\}; \quad (10.19)$$

Чтобы выделить только те напряжения, которые вызываются объемными силами, возникающими при фильтрации флюида, достаточно в формулах (10.18) и (10.19) исключить слагаемые в квадратных скобках, содержащие давление P_c на стенке каверны.

10.2. Напряжения, вызванные снижением пластового давления на кровлю и подошву пласта (по сравнению с давлением на контуре)

При снижении пластового давления в процессе разработки месторождения противодействие на кровлю и подошву пласта уменьшается на величину, равную разности между начальным и текущим давлениями, умноженную на значение порозности, равной значению пористости, что эквивалентно воздействию на кровлю и подошву гибкой сжимающейся нагрузки с давлением

$$-\phi \cdot D \cdot \ln \frac{r_k}{r}.$$

Следовательно, в качестве модели необходимо исследовать напряженное состояние полого конечного цилиндра внутреннего радиуса r_c и внешнего r_k , высотой $2h$ со следующими граничными условиями

$$\left. \begin{array}{l} \sigma_r = 0 \\ \tau = 0 \end{array} \right\} \quad \text{при} \quad r = r_c \quad \text{и} \quad r = r_k$$

$$\sigma_z = -\phi \cdot D \cdot \ln \frac{r_k}{r} \quad \text{при} \quad z = \pm h;$$

$$\tau = 0 \quad \text{при} \quad z = \pm h,$$

где σ_r , σ_θ , σ_z и τ соответственно радиальный, тангенциальный, осевой и касательный компоненты напряжения. Здесь r_c - соответствует радиусу каверны, r_k - радиусу условного контур питания, $2h$ - толщине продуктивного пласта (рис.64).

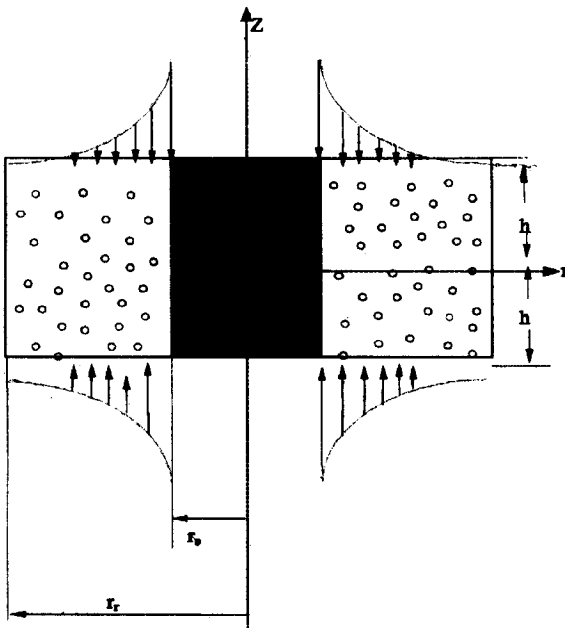


Рис.64. Схема нагружения породы призабойной зоны при снижении пластового давления на кровлю и подошву

Для тел вращения при осесимметричном распределении напряжения решение поставленной задачи для $\sigma_z = F(r)$ при $z = \pm h$ дается формулами [23]

$$\tau = -\frac{\partial^2}{\partial r \partial z} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \phi}{\partial r} \right); \quad (10.20)$$

$$\sigma_z = F(r) + \frac{\partial^2}{\partial r^2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \phi}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \phi}{\partial r} \right); \quad (10.21)$$

$$\sigma_r = \frac{\mu}{r^2} \int_{r_c}^r rF(r) dr - \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2}\right) \frac{\mu}{r_k^2 - r_c^2} \int_{r_k}^r rF(r) dr + \frac{\partial^2}{\partial z^2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right) - (1 - \mu) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} + \mu \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right); \quad (10.22)$$

$$\sigma_\theta = \mu F(r) - \frac{\mu}{r^2} \int_{r_c}^r rF(r) dr - \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right) \frac{\mu}{r_k^2 - r_c^2} \int_{r_k}^r rF(r) dr + (1 - \mu) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} + \mu \frac{\partial^2}{\partial r^2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right) + \mu \frac{\partial^2}{\partial z^2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right), \quad (10.23)$$

где μ - коэффициент Пуассона.

Функции напряжений φ должна быть четырежды дифференцируемой по r и z и удовлетворять уравнению

$$\frac{1}{r} U(\varphi) + \frac{dF}{dr} = 0, \quad (10.24)$$

$$\text{где } U = \frac{\partial^2}{\partial r^2} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}. \quad (10.25)$$

Выражения для напряжений (10.20 - 10.23) удовлетворяют дифференциальным уравнениям равновесия и одному из двух уравнений совместности деформаций. Второе удовлетворяется, если φ является решением уравнения (10.24).

Но следует сразу отметить, что те части напряжений в формулах (10.20-10.23), которые зависят от функции $\sigma_z = F(r)$ на границе кровли и подошвы фактически составляют большую часть каждого напряжения по сравнению с той его частью, которая выражается через неизвестную функцию φ . Последнее утверждение является следствием отмеченного выше обстоятельства, заключающегося в том, что формулы (10.20-10.23) удовлетворяют трем из четырех уравнений теории упругости для осесимметричной задачи.

Подставим вместо функции $F(r)$ ее значение для нашего случая

$$F(r) = -\phi \cdot D \cdot \ln \frac{r_k}{r} \quad \text{и выпишем отдельно те части напряжений в формулах}$$

(10.20 - 10.23), которые зависят только от $F(r)$, обозначив эти части теми же буквами со звездочками

$$\tau^* = 0; \quad (10.26)$$

$$\sigma_z^* = -\phi \cdot D \cdot \text{Ln} \frac{r_k}{r}; \quad (10.27)$$

$$\sigma_r^* = -\frac{\mu\phi D}{2} \left\{ \text{Ln} \frac{r_k}{r} + \left[\frac{(r^2 - r_c^2)}{(r_k^2 - r_c^2)} \cdot \frac{r_c^2}{r^2} - \frac{r_c^2}{r^2} \right] \text{Ln} \frac{r_k}{r_c} \right\}; \quad (10.28)$$

$$\sigma_\theta^* = -\frac{\mu\phi D}{2} \left\{ \text{Ln} \frac{r_k}{r} + \left[\frac{(r^2 + r_c^2)}{(r_k^2 - r_c^2)} \cdot \frac{r_c^2}{r^2} + \frac{r_c^2}{r^2} \right] \text{Ln} \frac{r_k}{r_c} - 1 \right\}. \quad (10.29)$$

Теперь должна быть найдена функция ϕ , которая бы при постановке в формулы (10.20-10.23) удовлетворяла неоднородному уравнению (10.24) и давала нулевые напряжения на границах, т.е. при $r=a$ и $r=b$

$$\tau'' = -\frac{\partial^2}{\partial r \partial z} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \phi}{\partial r} \right) = 0; \quad (10.30)$$

$$\sigma_r'' = \frac{\partial^2}{\partial z^2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \phi}{\partial r} \right) - (1-\mu) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} + \mu \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \phi}{\partial r} \right) = 0 \quad (10.31)$$

$$\text{и при } z=\pm h \quad \tau'' = 0 \quad (10.32)$$

$$\sigma_z'' = 0. \quad (10.33)$$

При этих условиях суммы соответствующих напряжений по формулам (10.26-10.29) и (10.30-10.33) дадут напряжения по формулам (10.20-10.23),

$$\text{т.е.} \quad \tau = \tau^* + \tau''; \quad (10.34)$$

$$\sigma_z = \sigma_z^* + \sigma_z''; \quad (10.35)$$

$$\sigma_r = \sigma_r^* + \sigma_r''; \quad (10.36)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_\theta^* + \sigma_\theta'' \quad (10.37)$$

и будут удовлетворять всем граничным условиям поставленной задачи.

Можно предложить несколько путей нахождения функции φ , которая бы приближенно удовлетворяла уравнению (10.24) и точно напряжением с нулевыми граничными условиями (10.30-10.33).

Далее излагается один из таких приемов.

Если конструировать функцию φ в виде суммы функций, каждая из которых представляет из себя произведение некоторой функции R_n , зависящей только от r , и функции Z_n , зависящей только от z , то из структуры формул (10.30-10.33) нетрудно установить, что для R_n должны выполняться условия:

$$\frac{d}{dr} \left(\frac{1}{r} \frac{dR_n}{dr} \right) = \frac{dR_n}{dr} - \frac{(1-\mu)}{r} R_n = 0 \quad (10.38)$$

при $r = a$ и $r = b$,

$$\text{для } Z_n = \frac{dZ_n}{dz} = 0 \quad \text{при } Z = \pm h. \quad (10.39)$$

В качестве функций R_n используются функции

$$R_n = r \left[C_1^{(n)} J_1(\lambda_n r) + C_2^{(n)} Y_1(\lambda_n r) \right] + D_1^{(n)} + D_2^{(n)} r. \quad (10.40)$$

Где $J_1(\lambda_n r)$, $Y_1(\lambda_n r)$ - функции Бесселя первого и второго родов первого порядка;

$C_1^{(n)}$, $C_2^{(n)}$, $D_1^{(n)}$, $D_2^{(n)}$, λ_n - константы.

Функция (10.40) является решением уравнения

$$\frac{d^2 R}{dr^2} - \frac{1}{r} \frac{dR}{dr} + \lambda^2 R = 0,$$

последние два слагаемых – решение при $\lambda = 0$

Постоянные $C_1^{(n)}$, $C_2^{(n)}$, $D_1^{(n)}$, $D_2^{(n)}$, λ_n определяются из условий равенства нулю напряжений σ_r^{\pm} и τ^{\pm} на внутренней и внешней образующих цилиндра (при $r=a$ и $r=b$) и имеют следующие значения

$$C_1^{(n)} = Y_1(\lambda_n b), \quad C_2^{(n)} = -J_1(\lambda_n b),$$

$$D_1^{(a)} = \frac{2ab(a - b\theta_n)}{\pi(1-\mu)(b^2 - a^2)}, \quad D_2^{(a)} = \frac{2(b - a\theta_n)}{\pi(1-\mu)(b^2 - a^2)},$$

$\theta_n = \frac{J_1(\lambda_n b)}{J_1(\lambda_n a)}$, λ_n есть n -ый корень трансцендентного уравнения

$$J_1(\lambda a)Y_1(\lambda b) - J_1(\lambda b)Y_1(\lambda a) = 0. \quad (10.41)$$

В рассматриваемом случае $a = r_c$ $b = r_k$.

При решении многих практических задач удобно использовать следующее приближенное значение θ_n , которое входит в выражения для большинства далее полученных констант

$$\theta_n = \frac{J_1(\lambda_n b)}{J_1(\lambda_n a)} \approx \pm \sqrt{\frac{a}{b}}. \quad (10.42)$$

Знак плюс относится к n четному, минус – к n нечетному.

Кроме того,
$$\lambda_n \approx \frac{n\pi}{b-a}; \quad n = 1, 2, \dots \quad (10.43)$$

Если в трансцендентном уравнении положить $\lambda a = \beta$ и $b/a = k$, то оно переходит в уравнение относительно переменной β

$$J_1(\beta)Y_1(k\beta) - J_1(k\beta)Y_1(\beta) = 0. \quad (10.44)$$

Для уравнения (10.44) в работе [24] приведено шесть первых корней для некоторых значений “ k ”.

Что касается функций Z_n , то они не выбираются произвольно и, как будет показано, определяются из решения уравнения (10.24).

Функцию φ представим как сумму отдельных функций $R_n \cdot Z_n$, где R_n есть функция (10.40) с соответствующим индексу корнем λ_n , а Z_n – пока неопределенная функция.

$$\varphi = \sum_{n=1}^N R_n Z_n. \quad (10.45)$$

Если подставить функцию (10.45) в уравнение (10.24) и учесть, что для нашего случая $dF/dr = \frac{1}{r} \phi D$, то получим следующее уравнение

$$\sum_{n=1}^{\infty} \left[\lambda_n^4 G_n Z_n - 2\lambda_n^2 G_n Z_n'' + \left(G_n + \frac{D_1^{(n)}}{r} + D_2^{(n)} r \right) Z_n^{IV} \right] + \frac{1}{r} \phi D = 0. \quad (10.46)$$

Римские цифры вверху функции Z показывают порядок производной этой функции по z .

$$G_n = C_1^{(n)} J_1(\lambda_n r) + C_2^{(n)} Y_1(\lambda_n r). \quad (10.47)$$

Система (10.47) $\{G\}$ является полной системой ортогональных функций в промежутке $[a, b]$ с весом r , т.к. она получена из системы $\{r G_n\}$, которая представляет собой совокупность собственных функций задачи Штурма-Лиувилля для уравнения

$$y''(r) - \frac{1}{r} y'(r) + \lambda^2 y(r) = 0$$

при граничных условиях $y(a) = y(b) = 0$.

Любая функция, удовлетворяющая условиям Дирихле, может быть разложена в промежутке $[a, b]$ в ряд по функциям системы $\{G_n\}$:

$$f(r) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n G_n, \quad (10.48)$$

в котором коэффициенты C_n определяются по формуле

$$C_n = \frac{\pi^2 \lambda_n^2}{2(1 - \theta_n^2)} \int_a^b G_n \cdot f \cdot r \cdot dr. \quad (10.49)$$

Уравнение (10.46) приближенно можно решить так.

Во-первых, взять ограниченное число членов ряда N , т.е. уравнение (46) переписать в виде:

$$\sum_{n=1}^N \left[\lambda_n^4 G_n Z_n - 2\lambda_n^2 G_n Z_n'' + \left(G_n + \frac{D_1^{(n)}}{r} + D_2^{(n)} r \right) Z_n^{IV} \right] + \frac{1}{r} \phi \cdot D = 0. \quad (10.50)$$

Во-вторых, проделать следующие операции

- 1) входящие в уравнение функции $1/r$ и r разложить в ряды по системе функций $\{G_n\}$;
- 2) сгруппировать слагаемые с одинаковыми функциями G_n , при этом каждая функция G_n становится множителем при некоторой сумме, включающей в себя неопределенные функции Z_1, Z_2, \dots, Z_n , зависящие только от Z и их четные производные;
- 3) каждая из указанных сумм приравнивается к нулю, что приводит в самом общем случае при неограниченном "n" к бесконечной системе линейных неоднородных дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами относительно функций Z_n ($n = 1, 2, 3, \dots$), которая решается по известным правилам.

Если положить

$$\frac{1}{r} = \sum_{i=1}^{\infty} P_i G_i, \quad (10.51)$$

$$r = \sum_{j=1}^{\infty} q_j G_j, \quad (10.52)$$

то используя (10.49), нетрудно найти

$$P_i = \frac{\pi(a - b\theta_i)}{ab(1 - \theta_i^2)}, \quad q_j = \frac{\pi(b - a\theta_j)}{(1 - \theta_j^2)}.$$

С учетом разложений (10.51) и (10.52) уравнение (10.50) переписывается в следующем виде:

$$\sum_{n=1}^N \left[\lambda_n^4 G_n Z_n - 2\lambda_n^2 G_n Z_n' + \left(G_n + D_1^{(n)} \sum_{i=1}^{\infty} P_i G_i + D_2^{(n)} \sum_{j=1}^{\infty} q_j G_j \right) Z_n^{IV} \right] + \quad (10.53)$$

$$+ \phi D \sum_{n=1}^{\infty} P_n G_n = 0.$$

Через введенную функцию напряжений (10.45) $\varphi = \sum_{n=1}^N R_n Z_n$ (10.41)

дополнительный тензор напряжений (формулы 10.30-10.33) запишется в следующем виде

$$\tau^{**} = \sum_{n=1}^N \lambda_n^2 G_n Z_n'; \quad (10.54)$$

$$\sigma_z^{**} = - \sum_{n=1}^N \lambda_n^3 S_n Z_n; \quad (10.55)$$

$$\sigma_r^{**} = \sum_{n=1}^N \left[\lambda_n S_n - \frac{(1-\mu)}{r} G_n - \right. \quad (10.56)$$

$$\left. - (1-\mu) \frac{D_1^{(n)}}{r^2} + (1+\mu) D_2^{(n)} \right] Z_n' - \frac{\mu}{r} \sum_{n=1}^N \lambda_n^2 G_n Z_n;$$

$$\sigma_{\theta}^{**} = \sum_{n=1}^N \left[\mu \lambda_n S_n + (1-\mu) \frac{1}{r} G_n + (1-\mu) \frac{D_1^{(n)}}{r^2} + (1+\mu) D_2^{(n)} \right] Z_n' + \quad (10.57)$$

$$+ \mu \sum_{n=1}^N \left(\frac{\lambda_n^2}{r} G_n - \lambda_n^3 S_n \right) Z_n,$$

где $S_n(\lambda_n r) = C_1^{(n)} J_0(\lambda_n r) + C_2^{(n)} Y_0(\lambda_n r)$.

Объединяя напряжения по формулам (10.26-10.29) и (10.54-10.57), получим напряжения в продуктивном пласте от снижения противодавления на кровлю и подошву пласта при фильтрации газа к скважине.

Если подходить строго, то в плоскости кровли и подошвы пласта возникают дополнительные касательные напряжения. Но по сравнению с нормальными, модули этих напряжений гораздо меньше модулей

нормальных, поэтому предлагаемая модель вполне достаточна для понимания механизма разрушения призабойной зоны.

10.3. Напряжения, возникающие в результате веса горных пород и общего снижения пластового давления

В упругой постановке вопрос о распределении напряжений от веса горных пород вокруг цилиндрической выработки решен много десятилетий назад. В книге [25] перепечатана статья академика А.И. Динника, изданная еще в 1925 г. В ней излагаются результаты, которые являются в настоящее время общеизвестными и поэтому приводятся различными авторами без дополнительных ссылок.

Напряжения, вызванные весом горных пород, необходимо суммировать с напряжениями, полученными при решении двух предыдущих задач.

Вертикальное сжимающее напряжение на горизонтальной площадке горной породы, залегающей на глубине H от дневной поверхности будет равно $-qH$ (где q - средний объемный вес горной породы, лежащей выше рассматриваемой поверхности, H - глубина залегания). Знак минус по соглашению соответствует сжимающему напряжению. Средний объемный вес $q = \rho g$, где ρ - средняя плотность, g - ускорение силы тяжести ($9,81 \text{ м/с}^2$). Так при $\rho = 2400 \text{ кг/м}^3$ вертикальное горное давление на глубине $H = 1000 \text{ м}$ будет равно $2400 \cdot 9,81 \cdot 1000 \approx 2,4 \cdot 10^7 \text{ Па}$ или $\approx 240 \text{ атм}$, т.е. геостатическому давлению вышележащих горных пород.

На площадках перпендикулярных к горизонтальным (боковое горное давление) в ненарушенном массиве напряжение будет равно

$$-\frac{\mu}{1-\mu} qH, \text{ где } \mu - \text{коэффициент Пуассона для горной породы на}$$

глубине H .

Для песчаников $\mu = 0,10-0,25$, для каменной соли $\mu = 0,4$.

В соответствии с вышесказанным до бурения открытого ствола или образования каверны цилиндрической формы напряжения в цилиндрической системе координат в слое на глубине Z от дневной поверхности будут $\sigma_z = -qZ$

$$\sigma_r = \sigma_\theta = -\frac{\mu}{1-\mu}qZ.$$

Для необсаженной скважины или цилиндрической каверны при условии отсутствия давления в стволе скважины или в каверне происходит концентрация напряжений вокруг выработки. Напряжения становятся равными

$$\sigma_r = -\frac{\mu qz}{1-\mu} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right); \quad (10.58)$$

$$\sigma_\theta = -\frac{\mu qz}{1-\mu} \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right); \quad (10.59)$$

$$\sigma_z = -qZ. \quad (10.60)$$

касательные напряжения на площадках, для которых записаны нормальные напряжения, отсутствуют.

Теперь, используя законность суперпозиции, необходимо сложить одноименные напряжения последних трех разделов и получить напряженное состояние, которое возникнет у цилиндрической выработки в результате работы добывающей скважины.

Затем, используя подходящую теорию прочности, выяснить условия, при которых происходит разрушение призабойной зоны.

Практическое применение полученных формул возможно, если известны фактические значения упругих постоянных: модуля Юнга E и коэффициента Пуассона μ .

Для песчаников сеноманских отложений значения модуля упругости E будет лежать в промежутке $(1-1,3) \cdot 10^{10}$ Па, коэффициента Пуассона - $(0,1-0,2)$.

Значения предела прочности для сеноманских коллекторов зависят от коэффициента пористости и существенно снижаются с ее увеличением.

Следовательно, разрушение в призабойной зоне начинается с наиболее проницаемых пропластков.

Для хорошо проницаемых пропластков с высоким коэффициентом пористости (от 0,30 до 0,33) предел прочности при одноосном сжатии лежит в интервале $(8-4) \cdot 10^6$ Па, а при обводнении призабойной зоны он должен быть уменьшен примерно в полтора раза.

10.4. Механизм разрушения призабойной зоны добывающей газовой скважины при падении пластового давления

Вопрос об устойчивости призабойной зоны газовых скважин, эксплуатирующих сеноманские залежи месторождений Севера Западной Сибири, нельзя считать решенным даже в самых общих чертах.

Испытания скважин на вынос песка, особенно в начальный период разработки месторождений, устанавливают только те пределы по депрессии, при которых разрушаются стенки перфорационных отверстий. Но размеры больших по объему обрушений в призабойной зоне скважины, вызывающих образование в ней многометровых пробок, не может быть объяснено депрессиями в 3-5 атм., характерными для добывающих скважин, эксплуатирующих сеноманские отложения. Как показывают расчеты [26], такие депрессии вызывают в пристволенной части скважины дополнительные напряжения намного меньше одной атм. и поэтому не могут вызывать разрушений продуктивного пласта. Следовательно, причиной разрушения является общее снижение пластового давления при разработке газового месторождения. Для того, чтобы доказать это, необходимо сопоставить напряженное состояние призабойной зоны перед началом разработки при пластовом давлении P_0 и в процессе разработки при некотором текущем пластовом давлении P .

Горное давление остается постоянным на протяжении всего периода разработки месторождения и не зависит от пластового давления.

Создаваемое горным давлением напряженное состояние описывается следующими формулами:

$$\begin{aligned}\sigma_z^* &= -\rho gH; \\ \sigma_r^* &= -\frac{\mu}{1-\mu} \rho gH \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2}\right); \\ \sigma_\theta^* &= -\frac{\mu}{1-\mu} \rho gH \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right),\end{aligned}\tag{10.61}$$

где ρ - средняя плотность вышележащих пород от той точки в скважине, где вычисляются напряжения, до дневной поверхности;

g - ускорение силы тяжести;

H - расстояние от точки, где вычисляются напряжения, до дневной поверхности;

μ - коэффициент Пуассона продуктивной породы;

r_c - радиус скважины или цилиндрической каверны вокруг обсадной колонны;

r - расстояние по радиусу от оси скважины до той точки, в которой вычисляются напряжения;

σ_z , σ_r и σ_θ - соответственно осевое, радиальное и тангенциальное нормальные напряжения в продуктивной породе (распределение этих напряжений относительно ствола скважины показано на рис.65).

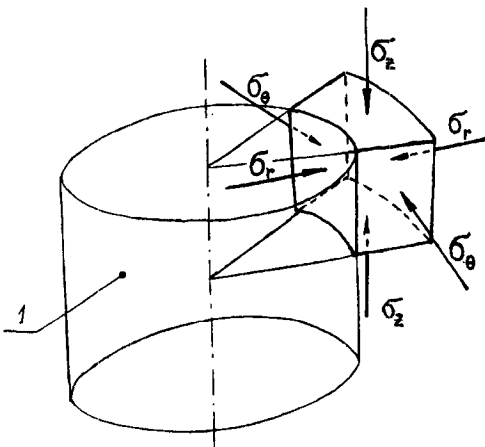


Рис.65.Схема обозначения нормальных напряжений в призабойной зоне пласта
1 - добывающая скважина

В дальнейшем осевые, радиальные и тангенциальные нормальные напряжения, возникающие от различных нагрузок, будут обозначаться, как

σ_z , σ_r и σ_θ - с соответствующими верхними индексами, но их положение будет тем же, которое указано на рис.65.

Далее вычисляется напряженное состояние призабойной зоны от начального пластового давления P_0 . Если теперь снять горное давление, напряжения от которого определяются по формулам (10.61), то на плоскости кровли и подошвы, разграничивающие продуктивный пласт от выше – и нижележащих горных пород, действуют по отношению к продуктивному пласту растягивающие напряжения ϕP_0 (рис.66), где ϕ - средняя пористость пласта, так как в единице поверхности любого сечения пористого пласта горизонтальной плоскостью доля площадки, не занятая материалом скелета породы, называемая порозностью, будет равна средней пористости.

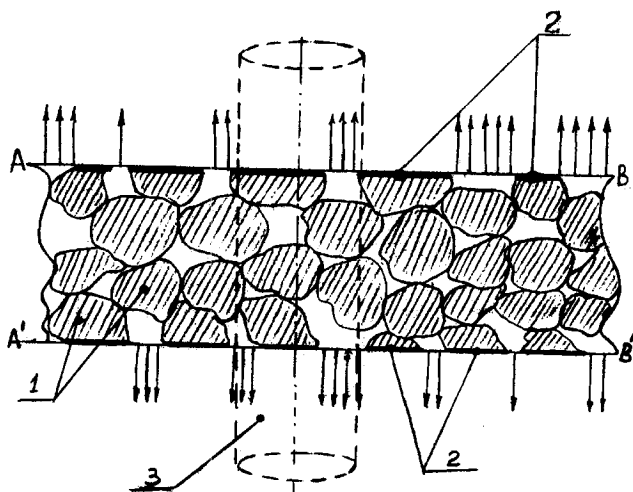


Рис.66. Схема распределения нагрузок в продуктивном пласте от действия пластового давления.
 1- зерна материала скелета пористой породы,
 2-площадки контакта зерен пористой породы с породой кровли и подошвы пласта,
 3-добывающая скважина,
 АВ, А'В' - плоскости кровли и подошвы пласта.

Напряжения в пористой породе, если ее рассматривать как некое сплошное тело, при условии, что на стенке скважины отсутствуют радиальные напряжения, а радиальные перемещения на бесконечности равны нулю, определяются формулами, аналогичными формулам (10.61):

$$\sigma_z^{(1)} = \phi P_0 ;$$

$$\sigma_r^{(1)} = \frac{\mu}{1-\mu} \phi p_0 \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2} \right); \quad (10.62)$$

$$\sigma_\theta^{(1)} = \frac{\mu}{1-\mu} \phi p_0 \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2} \right).$$

Если теперь по площадкам контакта зерен пористой породы с породой кровли и подошвы пласта приложить сжимающие напряжения $-P_0$, а по отношению ко всему пористому телу это будут напряжения, равные $\sigma_z^{(2)} = -p_0(1-\phi)$, и учесть, что на стенки необсаженной скважины действует также давление газа, вызывая точно такие же напряжения, то весь материал скелета будет находиться в состоянии всестороннего сжатия давлением газа P_0 , а напряжения, отнесенные к пористому телу как целому будут равны

$$\begin{aligned} \sigma_z^{(2)} &= -p_0(1-\phi), \\ \sigma_r^{(2)} &= -p_0(1-\phi), \\ \sigma_\theta^{(2)} &= -p_0(1-\phi), \end{aligned} \quad (10.63)$$

Но чтобы компенсировать искусственные напряжения, приложенные к кровле и подошве пласта, необходимо к тем же плоскостям приложить равные им по модулю и противоположные по знаку растягивающие напряжения

$$\sigma_z^{(3)} = +p_0(1-\phi).$$

Они создадут при наличии скважины напряженное состояние, описываемое формулами, аналогичными формулам (10.62):

$$\begin{aligned} \sigma_z^{(3)} &= p_0(1-\phi); \\ \sigma_r^{(3)} &= \frac{\mu}{1-\mu} p_0(1-\phi) \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2} \right); \\ \sigma_\theta^{(3)} &= \frac{\mu}{1-\mu} p_0(1-\phi) \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2} \right). \end{aligned} \quad (10.62a)$$

Сумма напряжений (10.62), (10.63) и (10.62a) определит напряженное состояние от давления флюида (жидкости или газа) в продуктивном пласте:

$$\begin{aligned}\sigma_z^* &= \phi p_0; \\ \sigma_r^* &= \frac{\mu}{1-\mu} p_0 \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2} \right) - p_0(1-\phi); \\ \sigma_\theta^* &= \frac{\mu}{1-\mu} p_0 \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2} \right) - p_0(1-\phi).\end{aligned}\tag{10.64}$$

Если теперь сложить напряжения по формулам (10.61) и (10.64), то получаются формулы, описывающие напряженное состояние в призабойной зоне скважины на начало разработки месторождения, вызванные горным давлением и начальным пластовым давлением p_0 :

$$\begin{aligned}\sigma_z &= -\rho gH + \phi p_0; \\ \sigma_r &= -\frac{\mu}{1-\mu} (\rho gH - p_0) \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2} \right) - p_0(1-\phi); \\ \sigma_\theta &= -\frac{\mu}{1-\mu} (\rho gH - p_0) \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2} \right) - p_0(1-\phi).\end{aligned}\tag{10.65}$$

Сложнее обстоит дело с вычислением напряженного состояния при некотором текущем пластовом давлении P в процессе разработки месторождения. Дело в том, что понижение начального пластового давления до текущего давления P распространяется на ограниченные площади кровли и подошвы, а не на все простираение коллектора, включая обширную водоносную зону. Можно показать, что при известных допущениях для получения напряженного состояния от давления флюида возможно использование того же решения, которое применено при выводе формул (10.62), (10.63) и (10.62a) с заменой коэффициента $\frac{\mu}{1-\mu}$ на $\frac{\mu}{2}$.

Проделав аналогичную процедуру, можно окончательно получить формулы для напряжений от горного давления при текущем пластовом давлении P :

$$\sigma_z^{(m)} = -\rho g H + \phi p ;$$

$$\sigma_r^{(m)} = -\left(\frac{\mu}{1-\mu} \rho g H - \frac{\mu}{2} p\right) \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2}\right) - p(1-\phi) ; \quad (10.66)$$

$$\sigma_\theta^{(m)} = -\left(\frac{\mu}{1-\mu} \rho g H - \frac{\mu}{2} p\right) \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right) - p(1-\phi) .$$

По формулам (10.65) и (10.66) можно вычислить напряжения на стенке добывающей скважины, эксплуатирующей сеноманские отложения, положив $r=r_c$, для начального пластового давления P_0 и любого текущего P .

Ниже приводятся значения вычисленных напряжений при следующих значениях исходных данных:

$$\phi = 0,3 ;$$

$$\rho = 2400 \text{ кг/м}^3 ;$$

$$g = 9,81 \text{ м/с}^2 ;$$

$$H = 1100 \text{ м} ;$$

$$\mu = 0,2 .$$

Для начального пластового давления $120 \cdot 10^5 \text{ Па}$ напряжения по формулам (10.65) равны:

$$\sigma_z = -225,45 \text{ атм} ;$$

$$\sigma_r = -84 \text{ атм} ; \quad (10.67)$$

$$\sigma_\theta = -153,6 \text{ атм} .$$

Для давления $40 \cdot 10^5 \text{ Па}$ напряжения по формулам (10.66) имеют следующие значения:

$$\sigma_z = -243,6 \text{ атм} ;$$

$$\sigma_r = -28 \text{ атм} ; \quad (10.68)$$

$$\sigma_\theta = -149,5 \text{ атм} .$$

(Здесь и далее верхний индекс у напряжений будет опускаться)

При давлении $20 \cdot 10^5$ Па

$$\begin{aligned}\sigma_z &= -253 \text{ атм}; \\ \sigma_r &= -14 \text{ атм}; \\ \sigma_\theta &= -139,5 \text{ атм.}\end{aligned}\tag{10.69}$$

Расчеты показывают, что все главные напряжения на стенке добывающей скважины на протяжении всего периода разработки сеноманских отложений являются сжимающими.

Горная порода продуктивного пласта является хрупким материалом. Для таких материалов удовлетворительные результаты по прогнозированию прочности дает теория наибольших деформаций, особенно в тех случаях, когда все главные напряжения являются отрицательными, т.е. сжимающими. По этой теории предполагается, что хрупкий материал разрушается, если наибольшая деформация (удлинение) равна деформации на пределе прочности при простом растяжении или когда наименьшая деформация (укорочение) равна деформации на пределе прочности при простом сжатии.

Для вычисления деформаций используются соотношения Гука, выражающие зависимость деформаций от напряжений

$$\begin{aligned}e_z &= \frac{1}{E} [\sigma_z - \mu(\sigma_r + \sigma_\theta)]; \\ e_r &= \frac{1}{E} [\sigma_r - \mu(\sigma_\theta + \sigma_z)]; \\ e_\theta &= \frac{1}{E} [\sigma_\theta - \mu(\sigma_r + \sigma_z)],\end{aligned}\tag{10.70}$$

где e_z , e_r , e_θ - деформации в осевом, радиальном и тангенциальном направлениях соответственно;

E - модуль Юнга породы продуктивного пласта.

По формулам (10.70) с использованием напряжений (10.67), (10.68) и (10.69) были вычислены деформации для начального пластового давления $120 \cdot 10^5 \text{Па}$ и текущих пластовых давлений $40 \cdot 10^5 \text{Па}$ и $20 \cdot 10^5 \text{Па}$.

При начальном давлении $120 \cdot 10^5 \text{Па}$:

$$\begin{aligned} e_z &= -177,9/E; \\ e_r &= -8,2/E; \\ e_\theta &= -91,7/E. \end{aligned} \quad (10.71)$$

При давлении $40 \cdot 10^5 \text{Па}$:

$$\begin{aligned} e_z &= -207,5/E; \\ e_r &= +50,6/E; \\ e_\theta &= -95,2/E. \end{aligned} \quad (10.72)$$

При давлении $20 \cdot 10^5 \text{Па}$:

$$\begin{aligned} e_z &= -222,3/E; \\ e_r &= +64,5/E; \\ e_\theta &= -86,1/E. \end{aligned} \quad (10.73)$$

Полученные значения деформаций (10.71), (10.72) и (10.73) относятся к объемному напряженному состоянию. Эти деформации по теории наибольших деформаций, сравниваются с результатами опытов на одноосное растяжение и сжатие хрупкого материала, при котором образец растягивается или сжимается до разрушения.

При одноосном нагружении связь между деформацией и напряжением по формулам (10.70) упрощается, например, для осевой деформации

$$e_z = \frac{1}{E} \sigma_z, \text{ так как другие напряжения } \sigma_r \text{ и } \sigma_\theta \text{ равны нулю.}$$

Из опыта определяется такое напряжение, $\sigma_z^{(p)} = E \cdot e_z$, при котором происходит разрушение образца, и это напряжение сравнивается с величиной $E \cdot e_z = \sigma_z - \mu(\sigma_v + \sigma_\theta)$ по формуле (10.70). Если значение $[\sigma_z - \mu(\sigma_v + \sigma_\theta)]$ превосходит полученное в опытах предельное разрушающее значение, $\sigma_z^{(p)}$, то по теории наибольших деформаций произойдет разрушение и при объемном напряженном состоянии.

Вычисленные значения деформаций (10.71), (10.72) и (10.73) свидетельствуют о том, что с падением пластового давления увеличиваются деформации сжатия в направлении, параллельном оси скважины.

Так при изменении пластового давления от начального $120 \cdot 10^5$ Па (10.71) до давления в $40 \cdot 10^5$ Па (10.72), которое примерно соответствует пластовому давлению на Уренгойском месторождении в настоящее время, произведение $E \cdot e_z$ изменилось от $-177,9$ атм. до $-207,5$ атм., т.е. почти на 30 атм.

Более существенные изменения произошли с радиальной деформацией: она была сжимающей в начале разработки месторождения и стала растягивающей при падении пластового давления. При начальном давлении $120 \cdot 10^5$ Па произведение $E \cdot e_r$ было равно $-8,2$ атм., а при давлении $40 \cdot 10^5$ Па оно стало равным $+50,6$ атм.

Сжимающее напряжение в 207,5 атм. и растягивающее в 50,6 атм. лежат в интервале разрушающих напряжений горных пород, слагающих продуктивные пласты [27].

По данным работы [27] прочность увлажненных пород на сжатие и растяжение снижается вдвое по сравнению с прочностью в сухом состоянии.

На завершающей стадии разработки сеноманских залежей при увеличении конденсационной воды в добываемом газе, которая может скапливаться на забое, а также при обводнении скважин подошвенной водой происходит резкое снижение прочности пород продуктивного пласта.

Кроме этого, следует заметить, что пределы прочности на разрушение и сжатие определяются по образцам, которые можно отобрать при бурении скважин. Но, как известно, легче отбираются образцы более прочных пород и практически не поддаются выносу на поверхность более рыхлые с высокими коллекторскими свойствами, а именно с этих последних начинается разрушение призабойной зоны.

Рассмотренный в настоящей работе механизм обширного разрушения призабойной зоны в результате снижения пластового давления не исключает представлений о разрушении, особенно на начальной стадии разработки, стенок перфорационных отверстий высокими скоростями газа. Но если этот последний вид разрушения можно приостановить, снизив депрессию, как это обычно делается [28, 29, 30, 31], то второй вид общего разрушения, вызванный падением пластового давления, предотвратить невозможно.

Возражение против рассмотренного механизма разрушения призабойной зоны, заключающееся в том, что скважина и окружающее ее цементное кольцо, являясь более жестким включением в массив горных пород, поддерживает призабойную зону, оказывается на практике безосновательным. Оказалось, что при схватывании и твердении обычного цементного раствора находящегося даже под большим давлением на его поверхности возникает вакуум. В результате этого из глинистой корки на стенке пробуренной скважины, с которой контактирует цементный раствор, отсасывается вода. Обезвоженная корка превращается в трещиноватую высокопроницаемую массу, поры и пустоты которой заполняются газом (или жидкостью) под пластовым давлением.

Кроме этого, после затвердения цемента на контакте «цементный камень – обсадная труба» никакого давления скелетом цементного камня не создается [32, стр.210]. Поэтому принятое в математической модели настоящей книги радиальное напряжение на стенке пробуренной и зацементированной скважины (*не эксплуатационной колонны!*), равное пластовому давлению умноженному на долю материала скелета в плоском сечении продуктивной породы, является доказанным не только из общих соображений, но и многочисленными натурными измерениями изменений давления в реальных скважинах в процессе схватывания и твердения цементного раствора [32, стр.214].

11. Анализ видов и стоимость капитальных ремонтов в обводняющихся скважинах

В настоящее время в скважинах, эксплуатирующих сеноманские залежи месторождений Медвежье и Уренгойское, проводятся работы, относящиеся к категории капитальных ремонтов, со следующими целями:

- ✓ уход из обводненной зоны поднявшегося газоводяного контакта в вышележащие части продуктивного разреза путем цементирования перфорационных отверстий в обводнившейся зоне (установка цементного моста) и вскрытие прикровельных частей газоносного пласта;
- ✓ изоляция притока пластовой воды в скважину по заколонному пространству при некачественном цементаже скважины при условии, когда газоводяной контакт еще не поднялся до перфорационных отверстий (установка цементного моста за обсадной колонной);
- ✓ снижение фазовой проницаемости коллектора для пластовой воды путем гидрофобизации призабойной зоны;
- ✓ предотвращение выноса песка из призабойной зоны путем установки фильтров.

Для правильного прогнозирования экономической ситуации на завершающей стадии разработки сеноманских залежей необходимо прогнозировать количество скважин, которые потребуют капитального ремонта, и продуктивность их после его проведения.

Практика эксплуатации сеноманских залежей за последние годы дает представление о нарастающем числе скважин, которые требуют или в ближайшее время потребуют капитального ремонта. Признаками будущей ситуации, которая потребует резкого увеличения числа капитальных ремонтов, является прогрессивное увеличение числа добывающих скважин, начинающих выносить песок и воду.

Факт наличия песка в продукции добывающих скважин хорошо согласуется с числом скважин, работающих с повышенным содержанием

жидкости (газоводяной фактор выше $0,4 \text{ см}^3/\text{м}^3$) и с числом скважин, в которых текущий газоводяной контакт находится либо вблизи, либо в интервале перфорации. Все это подтверждает уже известный для сеноманских отложений факт: песок, как правило, обязательно выносится в том случае, если на забое скважины появилась вода (либо пластовая, либо конденсационная ввиду малых скоростей потока газа в лифтовых трубах).

Капитальные ремонты по изоляции подошвенных вод являются дорогими мероприятиями. Кроме этого, средний дебит по отремонтированным скважинам оказывается гораздо ниже среднего дебита по остальным скважинам.

В настоящее время важнейшей научной темой для прогнозирования недалекого будущего месторождения Медвежье и затем Уренгойского (сеноман) является разработка методики достоверного прогнозирования числа обводняющихся скважин как функции времени и общего отбора газа из месторождения.

Без этого нельзя планировать развитие мощностей по капитальному ремонту, увеличение числа сепараторов и многое другое.

Существующие благоприятные прогнозы по числу обводняющихся скважин опираются на линейную в будущем экстраполяцию обводнения месторождения, что может резко нарушиться в самое ближайшее время в связи с возрастанием упругоэластичности водоносного бассейна за счет выделения из воды растворенного в ней газа, что приведет к прогрессивному обводнению залежи.

Следует также отметить, что все приводимые данные о скважинах, работающих с выносом воды и песка, характеризуют нижнюю границу числа таких скважин, которых в действительности может быть гораздо больше, так как в течение года не может быть охвачен исследованиями весь фонд добывающих скважин.

На месторождениях, эксплуатирующих сеноманские отложения, происходит не только увеличение числа добывающих скважин, требующих

капитального ремонта, но с каждым годом возрастает стоимость каждого ремонта, что связано как с ухудшением реальных физических условий, осложняющих ремонты (снижение пластового давления, старение заколонного цемента, прогрессивное внедрение подошвенной воды и др.), так и в большей степени - с ростом цен на материалы и энергоносители.

Для анализа стоимости капитальных ремонтов на Уренгойском месторождении как функции времени были проведены следующие расчеты.

- Во-первых, была построена зависимость курса доллара в рублях во времени (рис.67).
- Во-вторых, все фактические стоимости капитальных ремонтов в рублях с учетом графика (рис.67) были переведены в доллары.

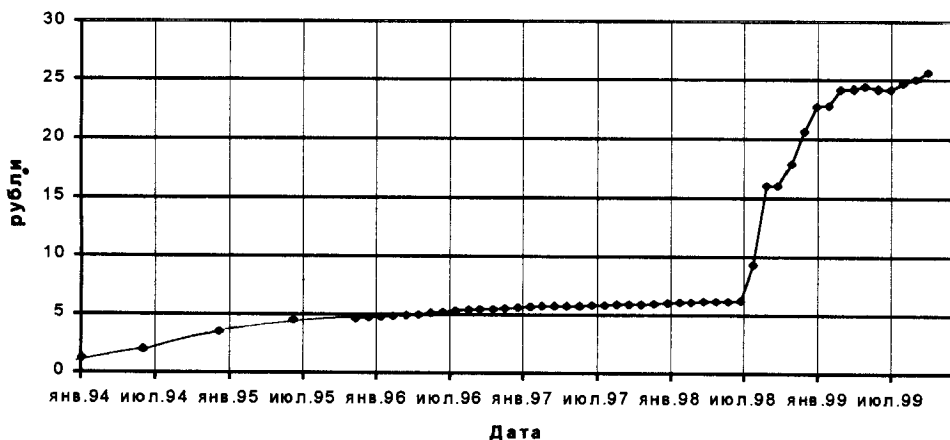


Рис.67. Динамика курса доллара

Ремонты 1998 года из обработки были исключены, так как в 1998 г. в августе - сентябре было резкое изменение курса доллара (рис.67). По этой причине при переводе стоимостей ремонтов в доллары в этот период можно было допустить большие погрешности (например, материалы могли быть приобретены в первой половине года, а использованы - в конце).

Дальнейшая обработка проводилась отдельно по двум видам ремонтов: стоимость ремонтов скважин по гидрофобизации призабойной зоны пласта (рис.68) и капитальных ремонтов по изоляции водопритоков (рис.69).

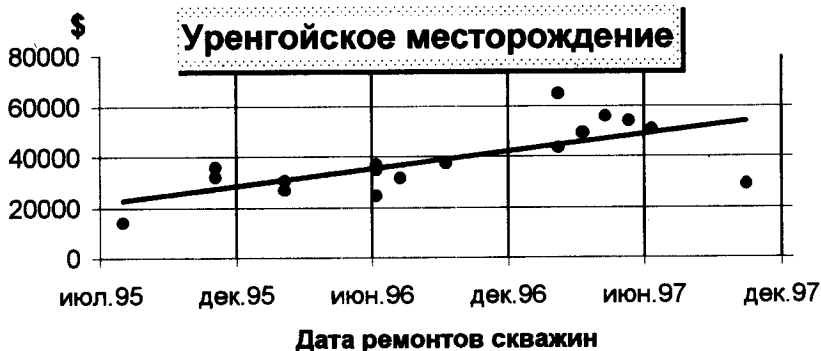


Рис.68. Стоимость ремонтов скважин по гидрофобизации призабойной зоны пласта (в долларах)

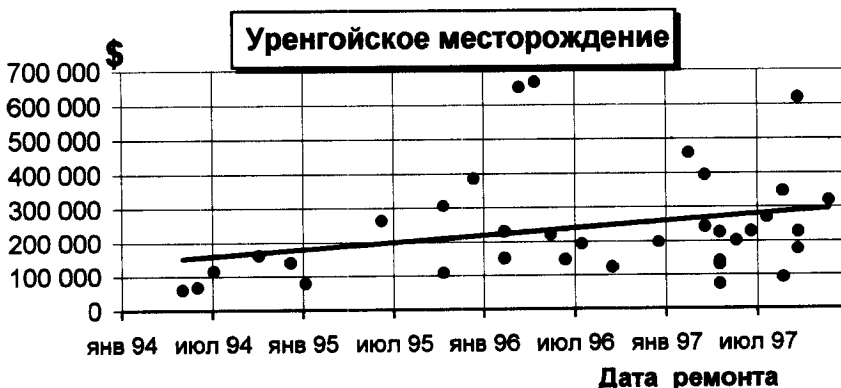


Рис.69. Стоимость капитальных ремонтов скважин по изоляции водопритоков

На рис.68 и 69 точками отмечены стоимости каждого ремонта. Линейные тренды как на рис.68, так и на рис.69 получены методом наименьших квадратов. Из полученных зависимостей стоимостей ремонтов от времени (рис.68 и рис.69) прослеживается явная устойчивая тенденция возрастания этой стоимости. Так средняя стоимость одного ремонта по гидрофобизации призабойной зоны пласта возросла с середины 1995 г. до конца 1997 г. примерно от 20 тыс. долларов до 55 тыс. долларов, т.е. с темпом роста более одной тысячи долларов в месяц.

В свою очередь стоимость более дорогих капитальных ремонтов по изоляции водопритоков возросла на Уренгойском месторождении за период с мая 1994 г. до конца 1997 г. с 150 тыс. долларов за обработку до 300 тыс. долларов, т.е. темп роста составил 3,4 тыс. долларов в месяц.

Нет оснований ожидать снижения стоимости ремонтов в будущем, так как стоимость материалов и энергии постоянно возрастает а геологические и технологические условия, в которых проводятся ремонты - усложняются.

Необходимо в ближайшие два - три года продолжить анализ стоимостей ремонтов с целью более достоверного прогноза величины этих стоимостей на более длительный завершающей период разработки сеноманских залежей с тем, чтобы учесть их влияние на себестоимость добываемого в будущем газа.

12. Оценка верхней границы коэффициента конечной газоотдачи для сеноманских отложений

В 1997 г. из сеноманских залежей Севера Западной Сибири (Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского) было добыто 70% газа от общего объема добычи по Российской Федерации, включая газ нефтяных компаний. Все сеноманские залежи являются уникальными по величине начальных геологических запасов. Месторождение Медвежье вступило в период падающей добычи с 1985 г., Уренгойское – с 1999, на Ямбургском этот период наступит с 2004 года. Учитывая уникальные начальные запасы этих месторождений и их долю в общей добыче газа по Российской Федерации, приобретает особую актуальность достоверная оценка коэффициента конечной потенциальной газоотдачи сеноманских залежей, чтобы на основе этой оценки спроектировать систему мероприятий, повышающих коэффициент конечной коммерческой газоотдачи.

Как уже было сказано, достоверность оценки коэффициента конечной потенциальной газоотдачи месторождений, разрабатываемых при водонапорном режиме, включая и сеноманские залежи, зависит, в основном, от трех условий:

- точности прогноза внедрения объемов пластовой воды в газонасыщенную часть залежи;
- погрешности прогноза характера распределения и величин остаточной газонасыщенности в обводненной зоне продуктивного пласта;
- прогноза распределения пластового давления по площади и высоте залежи.

Погрешность прогноза объемов пластовой воды, внедряющейся в газовую залежь, зависит от степени адекватности выбранной модели реальному объекту и процессу.

Игнорирование эффекта разгазирования приводит к занижению темпов обводнения на завершающей стадии разработки и завышению коэффициента

конечной газоотдачи. Если коэффициенты сжимаемости пластовой воды и породы остаются практически постоянными на протяжении всего периода разработки, то коэффициент сжимаемости за счет разгазирования существенно зависит от давления и изменяется пропорционально множителю $(P_0/P-1)$, где P_0 - начальное давление пластовой воды в некоторой точке водоносного горизонта, P - текущее давление в той же точке. Поэтому эффект разгазирования слабо проявляет себя на начальной стадии разработки, когда текущее давление P близко к начальному P_0 и приведет к интенсивному обводнению при малых значениях P по отношению к P_0 . По этой причине массивные сеноманские залежи, подстилаемые мощными газонасыщенными водоносными горизонтами, нельзя будет, с целью повышения газоотдачи, разрабатывать до пластового давления в несколько атмосфер, так как при этом резко снизится пластовое давление в водоносной зоне, и в результате обвального обводнения за счет разгазирования ни о каком увеличении газоотдачи не может быть и речи. Поэтому для достижения высокого коэффициента конечной газоотдачи эффективнее разрабатывать сеноманские залежи месторождений Севера Западной Сибири с поддержанием пластового давления в газовой залежи на некотором уровне, определяемом технико-экономическими расчетами.

При проведении адаптации модели к реальным условиям можно считать, что весь объем фактически внедрившейся воды отфильтровался за счет механизма выделения газа при снижении давления в водоносной зоне.

Для принятой модели притока воды в залежь необходимо иметь значение коэффициента проницаемости в направлении, перпендикулярном напластованию.

По исследованию на кернах для коллекторов сеноманских отложений проницаемость в вертикальном направлении примерно вдвое меньше проницаемости по напластованию. Но брать для расчетов среднюю вертикальную проницаемость равной половине средней по месторождению было бы ошибкой.

На самом деле процесс фильтрации в вертикальном направлении в водонасыщенном массиве под месторождением происходит по более сложной схеме.

Так как водонасыщенный пласт представляет собой частое чередование проницаемых и непроницаемых пропластков с самыми разными по величине толщинами и протяженностями по напластованию, то поднимающаяся из глубины к поверхности первоначального газоводяного контакта вода обходит непроницаемые прослойки, так что отдельные частицы воды движутся по сложным траекториям и общая длина пути, проходимая каждой частицей из глубины водоносного бассейна до ГВК, во много раз превышает расстояние от ГВК до той точки, из которой она начала движение.

Такое удлинение пути при адаптации модели можно компенсировать снижением среднего значения коэффициента проницаемости в вертикальном направлении.

Ввиду малых линейных скоростей фильтрации воды $(3-5) \cdot 10^{-7}$ м/с потери на трение оказываются исчезающе малыми и, следовательно, общие объемы внедрившейся воды должны незначительно зависеть от коэффициента проницаемости определенному по керну и при прочих равных условиях (давлениях на поверхности первоначального ГВК, объемах растворенного в воде газа и др.) в основном определяться длиной пути, по которому частица воды достигает текущего газоводяного контакта, двигаясь внутри водоносного бассейна. Длина этого пути полностью зависит от характера неоднородности водонасыщенного пласта.

Учесть это дополнительное сопротивление можно введением псевдопроницаемости в вертикальном направлении, значительно меньшей, чем реальная проницаемость в этом направлении для проницаемых песчаников и алевролитов.

Получить представление об этой псевдопроницаемости можно путем построения некоторой модели неоднородности коллектора, которая бы отражала самые существенные ее характеристики [5].

С использованием описанной выше модели фильтрации подошвенных вод в газовую залежь (раздел 7.2), учитывающей выделение растворенного газа, и оценки псевдопроницаемости в вертикальном направлении, полученной в работе [5], строится следующая схема прогнозирования обводнения сеноманской залежи.

➤ Решая выведенное нелинейное уравнение, описывающее фильтрацию воды с выделяющимся из нее газом, в которое введено значение вертикальной псевдопроницаемости, рассчитывается таблица суммарных объемов пластовой воды в м³, профильтровавшейся через один квадратный метр поверхности первоначального газоводяного контакта в зависимости от изменения пластового давления на контакте.

Таблица рассчитывается для давлений на контакте в диапазоне от начального до давления в момент завершения разработки.

➤ Используя данные рассчитанной таблицы, прогнозные значения изменения пластового давления и площади отдельных участков поверхности первоначального газоводяного контакта определяют общие объемы пластовой воды, внедрившейся в залежь. Многочисленные расчеты по модели показали, что объемы внедряющейся воды в основном зависят от величины пластового давления на первоначальном газоводяном контакте и весьма незначительно от темпа изменения этого давления (в тех диапазонах темпа, которые существуют в реально разрабатываемых сеноманских залежах).

Более удобно получать те же результаты по объемам внедрения воды в газонасыщенную часть сеноманских залежей, используя график на рис.2.

Тот же результат, что и на графике (рис.2, раздел 7.2.), для расчета притока пластовой воды в сеноманские залежи может быть представлен в аналитической форме:

$$q = S \cdot \left(250 \cdot S + 70 - \sqrt{(250 \cdot S + 70)^2 - 500 \cdot S \cdot P_{пл} - 5450 - P_{пл}} \right), \quad (12.1)$$

где q - объем пластовой воды в м³ внедрившейся через 1 м² поверхности первоначального газоводяного контакта в зависимости от давления $P_{пл}$ на поверхности текущего ГВК,

$$S = 10 \cdot \phi (\alpha_{нач.} - \alpha_{кон.}) \cdot K_{гес.}$$

ϕ - пористость коллектора,

$\alpha_{\text{нач.}}$ - среднее начальное значение газонасыщенности в необводненной зоне пласта,

$\alpha_{\text{кон.}}$ - среднее значение газонасыщенности в обводненной зоне пласта,

$K_{\text{пес.}}$ - средний коэффициент песчаности обводненной зоны,

$P_{\text{пл.}}$ - пластовое давление газа на границе текущего газоводяного контакта, ата.

В отличие от графика (рис.2), на котором q является функцией пластового давления на границе первоначального газо-водяного контакта, та же величина q по формуле определяется в зависимости от пластового давления на поверхности текущего ГВК, что значительно удобнее, так как не требует дополнительных вычислений давления на первоначальном контакте по давлению в газоносной части пласта.

Формула (12.1) получена в результате аппроксимации функциональной зависимости, изображенной на графике (рис.2), и учета противодействия, оказываемого на поверхность первоначального ГВК внедряющейся пластовой водой.

Далее описывается прием оценки верхней границы коэффициента конечной газоотдачи по усредненным данным и делается расчет этой границы для двух зон УКПГ месторождения Медвежье. Понятно, что рассчитанная верхняя граница в реальных условиях практически недостижима.

Верхнюю оценку следует производить по отдельным зонам месторождения, т.к. одним из параметров, от которого зависит коэффициент конечной газоотдачи, является величина средней начальной газонасыщенной толщины этой зоны h (м), ибо при полном обводнении пласта она определяет противодействие на поверхности первоначального газоводяного контакта.

Используя эту величину h , а также средние значения пористости по зоне ϕ , средней начальной газонасыщенности в необводненном пласте $\alpha_{\text{нач.}}$ и конечной после обводнения $\alpha_{\text{кон.}}$, а также коэффициент песчаности $K_{\text{пес.}}$, определяется то пластовое давление, при котором произойдет полное

обводнение рассматриваемой зоны $P_{\text{кон.}}$ (ата). Это давление вычисляется по формуле:

$$P_{\text{кон.}} = 70 - 0,1 \cdot h - 10 \sqrt{5 \cdot \phi \cdot (\alpha_{\text{нач.}} - \alpha_{\text{кон.}}) K_{\text{пес.}} \cdot h - 5,5}. \quad (12.2)$$

Формула (12.2) получена с использованием формулы (12.1).

Затем определяется среднее давление в обводненной зоне

$$\bar{P}_{\text{кон.}} = P_{\text{кон.}} + \frac{h}{20}. \quad (12.3)$$

По величине конечного среднего давления в обводненной зоне $\bar{P}_{\text{кон.}}$ и среднему начальному пластовому давлению $\bar{P}_{\text{нач.}}$ (ата) вычисляется отношение оставшейся в пористой среде массы газа $M_{\text{кон.}}$ к начальной массе $M_{\text{нач.}}$

$$\frac{M_{\text{кон.}}}{M_{\text{нач.}}} = \frac{\bar{P}_{\text{кон.}} \cdot \alpha_{\text{кон.}}}{Z(\bar{P}_{\text{кон.}}, T_{\text{пл.}})} \cdot \frac{Z(\bar{P}_{\text{нач.}}, T_{\text{пл.}})}{\bar{P}_{\text{нач.}} \cdot \alpha_{\text{нач.}}}, \quad (12.4)$$

где $Z()$ - коэффициент сжимаемости;

$T_{\text{пл.}}$ - пластовая температура.

Коэффициент конечной газоотдачи β в процентах находится по формуле

$$\beta = \left(1 - \frac{M_{\text{кон.}}}{M_{\text{нач.}}} \right) \cdot 100. \quad (12.5)$$

Следует отметить, что изложенная процедура относится к оценке коэффициента конечной газоотдачи с учетом микрозатемления газа, так как для этих условий получена аппроксимирующая формула (12.2), верная в пределах

$$10 \text{ ата} \leq P_{\text{кон.}} \leq 68 \text{ ата}$$

Примеры оценки коэффициента конечной газоотдачи.

Зона УКПГ-6 месторождения Медвежье.

- Средняя начальная газонасыщенная толщина составляет 59 м.
- По формуле (12.2) находится пластовое давление $P_{\text{кон.}}$, при котором зона УКПГ-6 будет полностью обводнена $P_{\text{кон.}} = \underline{16,8 \text{ ата}}$.
- Определяется среднее давление в обводненной зоне $\bar{P}_{\text{кон.}} = \underline{19,75 \text{ ата}}$

➤ Начальное пластовое давление равно 118 ата

➤ По формуле (12.4) вычисляется отношение оставшейся в пористой среде массы газа $M_{\text{кон.}}$ начальной массе $M_{\text{нач.}}$

$$\frac{M_{\text{кон.}}}{M_{\text{нач.}}} = \frac{19,75 \cdot 0,25}{0,97} \cdot \frac{0,84}{118 \cdot 0,7} = 0,052.$$

Газоотдача будет равна $\beta = (1 - 0,052) \cdot 100 \approx 95\%$.

Аналогичный расчет для зоны УКПГ-7 того же месторождения приводит к иному результату

$$P_{\text{кон.}} = \underline{26,5 \text{ ата;}}$$

$$\bar{P}_{\text{кон.}} = \underline{28,7 \text{ ата;}}$$

$$\frac{M_{\text{кон.}}}{M_{\text{нач.}}} = \frac{28,7 \cdot 0,25}{0,95} \cdot \frac{0,84}{118 \cdot 0,7} = 0,077.$$

В этом случае коэффициент конечной газоотдачи будет равен

$$\beta = (1 - 0,077) \cdot 100 \approx 92\%.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка крупного газового месторождения является решением сложной многоцелевой проблемы. Одной из этих целей функционирования газодобывающего предприятия как сложной системы является повышение степени извлечения газа из продуктивного пласта, т.е. увеличение конечного промышленного коэффициента газоотдачи. Но эта цель не является лидирующей в общем наборе целей.

В настоящей работе на основе системного подхода показано, что компромисс между степенями достижения отдельных целей может быть установлен только экспертным подходом, осуществляемым высококвалифицированными специалистами.

Но для того, чтобы специалисты могли принять правильное решение о значении коммерческого коэффициента газоотдачи (текущего и конечного), к которому необходимо стремиться, у них должны быть средства достоверного прогнозирования этого коэффициента при применении тех или иных управляющих воздействий на процесс разработки газового месторождения, т.к. каждое воздействие требует определенных затрат. Достоверный же прогноз коэффициента газоотдачи зависит, в свою очередь от точности прогнозирования внедрения пластовых вод, коэффициентов остаточной газонасыщенности в обводненной зоне продуктивного пласта и изменения пластового давления.

В настоящей книге по механизму первых двух процессов для пластов сеноманских отложений месторождений Севера Западной Сибири приводятся новые соображения и данные, позволяющие сделать прогноз газонасыщенности более достоверным.

Показано, что в процессе обводнения месторождения основной приток пластовых вод происходит за счет выделения растворенного из воды газа при падении пластового давления в той части водоносного бассейна, которая прилегает к продуктивному пласту. При этом на заключительной стадии

разработки темп притока воды на единицу падения давления резко возрастает. Поэтому разрабатывать сеноманские залежи до пластовых давлений 10-15 ата не удастся, так как при этих давлениях продуктивные пласты будут полностью обводнены.

В книге на основе большого объема фактических данных рассмотрен вопрос о коэффициенте остаточной газонасыщенности в обводненной зоне продуктивного пласта и получен полезный для практики результат: оказалось, что коэффициент остаточной газонасыщенности в том или ином пропластке примерно равен половине начальной (при ее значении, не превышающем 70%).

В книге приводятся новые результаты аналитического решения задачи для расчета распределения давления газа в неразбуренной крыльевой зоне, позволяющие определить псевдопроницаемость продуктивного пласта в горизонтальном направлении. Для сеноманских отложений она оказалась примерно в четыре раза меньше, чем определенная по керну. Данные о горизонтальной псевдопроницаемости необходимы для достоверного прогнозирования коэффициента газоотдачи.

Новые представления о механизме обводнения продуктивного пласта позволили найти приближенное решение о продвижении газоводяного контура в водоплавающей залежи, что позволяет прогнозировать во времени те скважины, геологические разрезы которых будут обводнены до кровли пластовой водой, одновременно продвигающейся как со стороны газоводяного контакта, так и со стороны крылевых частей залежи. Такие скважины не будут подлежать капитальному ремонту.

Коэффициент конечной промышленной газоотдачи будет решающим образом зависеть от состояния добывающих скважин на завершающем этапе разработки, так как стоимость проведения в них геолого-технических мероприятий (особенно капитальных ремонтов) определит экономически рентабельный срок окончания эксплуатации месторождения.

Для пластов сеноманских отложений, обладающих невысокой механической прочностью, увлажнение призабойной зоны пластовой и конденсационными водами, приводит к снижению прочности скелета продуктивной породы и разрушению околоствольной части пласта. Этот процесс приобретает массовый характер на завершающей стадии разработки и влечет за собой дорогостоящие капитальные ремонты. В книге показано, что основной причиной масштабного разрушения призабойной зоны является не скорость фильтрации, а общее падение пластового давления, предотвратить которое практически невозможно.

По мнению авторов, книга окажется полезной при разработке геолого-технических мероприятий на завершающей стадии разработки сеноманских залежей месторождений Севера Западной Сибири, что позволит повысить их коэффициент конечной промышленной газоотдачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений. –М.:Недра, 1987.-141 с. ил.
2. Никоненко И.С., Васильев Ю.Н. Газодобывающее предприятие как сложная система - М.: ОАО “Издательство Недра”, 1998. -343 с.
3. Ларичев О.И. Наука и искусство принятия решений. –М.:Наука, 1979
4. Худяков О.Ф., Великовский А.С. Экспериментальное изучение газоотдачи при вытеснении газа водой. Тр.ВНИИГАЗа, вып.17/25/, 1962
5. Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей. - М.:ОАО “Недра-Бизнесцентр”, 1999, 124с.
6. Теория водонапорного режима газовых месторождений /С.Н.Закиров, Ю.П.Коротаев Р.М.Кондрат и др. М.:Недра, 1976
7. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири /О.Ф.Андреев, К.С.Басниев и др. -М.:Недра 1984
8. Хейн А.Л., Бузинов С.Н., Алтухов П.Я. Экспериментальное исследование процесса извлечения газа из модели водогазонасыщенного пласта. Тр.ВНИИГАЗа, вып.11/19/, 1961
9. Рыжик В.М. О капиллярной пропитке водой нефтенасыщенного гидрофильного пласта. Изв. АН СССР ОТН, «Механика и машиностроение», №2, 1960
10. Савченко Н.В. Остаточная газонасыщенность пород-коллекторов по данным лабораторного изучения керна -Реф.сб. ВНИИЭГАЗпрома. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 1972, №5, 20-25 с.
11. Савченко Н.В. Оценка остаточной газонасыщенности и относительной водопроницаемости пород-коллекторов различного типа по данным лабораторного изучения керна -Реф.сб. ВНИИЭГАЗпрома. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 1978, №2, 15-23 с.
12. Совершенствование систем разработки, добычи и подготовки газа на месторождениях Крайнего Севера. -М.:Наука; 1996 -415 с.
13. Технология разработки крупных газовых месторождений /А.И.Гриценко, О.М.Ермилов, Г.А.Зотов и др. М.: Недра, 1990-302 с.

14. Кульков А.Н., Салихов Ю.Б., Колушев Н.Р., Царев И.Н., Харитонов В.Т. Перспективы использования эжекторной технологии в газовой промышленности- В сб.:Проблемы эффективности производства на северных нефтегазодобывающих предприятиях.-М.: ИРЦ Газпрома, 1995, том 1.с.127-143
15. Ершов С.Е. Стохастический метод расчета обводнения газовых залежей сложной литологической структуры на примере Уренгойского месторождения. Диссерт. на соиск. учен.ст. к.т.н. ВНИИГАЗ.1988.
16. Тер-Саакян Ю.Г. Новые технологии и методики контроля за истощением пластов сеноманских газовых залежей Крайнего Севера в процессе их эксплуатации. -М.: ИРЦ Газпром. НТС "Телогия, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и шельфе", №2, 1998. с.12-13
17. Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. - М.: "Наука", 1977. -664с.
18. Основы гидрогеологических расчетов. /Ф.М.Бочеввер, И.В.Гармонов, А.В.Лебедев и др. , "Недра", 1969, - 368 с.
19. Самарский А.А., Теория разностных схем. -М.: "Наука", 1983.-616 с.
20. Трантер К.Дж. Интегральные преобразования в математической физике. М.: 1956, 204 с.
21. Камке Э. Справочник по обыкновенным дифференциальным уравнениям. М.: Изд-во иностр. лит., 1951, 828 с.
22. Васильев Ю.Н. Напряженное состояние от действия фильтрующейся жидкости в упругом слое, спаянном с двумя упругими полупространствами //Прикладная механика. 1975. т.ХI, вып.2. с.130-133.
23. Колтунов М.А., Васильев Ю.Н., Пасько Д.А. Прочность полых цилиндров.М.: Машиностроение, 1981.-264с.
24. Янке Е.,Эмде Ф., Леш Ф. Специальные функции (Формулы, графики, таблицы) М.:Наука, 1968.-344с.
25. Динник А.Н. Статьи по горному делу. М.:Углетехиздат, 1957 -194с.
26. Васильев Ю.Н., Дубина Н.И. Модель напряженного состояния призабойной зоны. Изв. Высш.уч. заведений Нефть и газ. 2000. №4 с.44-57
27. Алиев З.С., Андреев с.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П. Технологический режим работы газовых скважин. М.:Недра, 1978, 279 с.

28. Ланчаков Г.А., Маслов В.Н., Кучеров Г.Г. Оценка влияния пластовой воды на величину предельной депрессии. -М.: ИРЦ Газпром. НТС “Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений”, №9-10, 1995. с.26-29.
29. Масленников В.В., Ланчаков Г.А., Маслов В.Н., Говдун В.В., Меркушев М.И. Комплексный контроль разработки сеноманской газовой залежи и технического состояния фонда скважин Уренгойского месторождения. - М.: ИРЦ Газпром, 1998. Обз.информ.. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. С.40. Ил.1.
30. Масленников В.В., Ланчаков Г.А., Маслов В.Н., Говдун В.В., Меркушев М.И. Повышение эффективности капремонтных работ по водоизоляции сеноманских газовых скважин Уренгойского месторождения в период падающей добычи.-М.: ИРЦ Газпром, 1998. Обз.инфор. Сер.Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. с. 32.
31. Динков А.В., Ли Г.С., Кузнецов Ю.С., Пономарев А.Н. Газодинамические исследования скважин сеноманской залежи Уренгойского месторождения в условиях обводнения и разрушения коллектора призабойной зоны. В кн. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. М.:ОАО “Издательство Недр”, 1998. с.317-322.
32. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. М.:Недра, 1990. 409 с.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Степанов Николай Георгиевич
Дубина Николай Иванович
Васильев Юрий Николаевич

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ГАЗОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *С.А. Скотникова*
Переплет художника *Н.П. Новиковой*

Качество печати соответствует качеству оригинал-макета, предоставленного авторами

Издательство не несет ответственности за возможные неточности и ошибки

Изд. лиц. № 071678 от 03.06.98. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 15.10.01. Формат 70×100 1/16. Гарнитура "Таймс". Печать офсетная. Усл. печ. л. 16,93 с вкл. Уч.-изд. л. 13,0 с вкл. Тираж 1000 экз. Заказ 362 /962.

ООО "Недра-Бизнесцентр"
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

Типография ОАО "Внешторгиздат"
127576, Москва, ул. Илимская, 7

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Приложение

Подъем ГВК по наблюдательной скважине №157 (с 03.1976 года по 06.1999 года)

